UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Mecânica

MATHEUS HENRIQUE BAESSO

Comparação de desempenho de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais fixos no solo junto à UHE Pimental, no Rio Xingu

CAMPINAS

2025

MATHEUS HENRIQUE BAESSO

Comparação de desempenho de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais fixos no solo junto à UHE Pimental, no Rio Xingu

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO MATHEUS HENRIQUE BAESSO, E ORIENTADA PELO PROF. DR ENNIO PERES DA SILVA.

CAMPINAS

2025

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Vanessa Evelyn Costa - CRB 8/8295

B145c Baesso, Matheus Henrique, 1997-
Comparação de desempenho de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais fixos no solo junto à UHE Pimental, no Rio Xingu / Matheus Henrique Baesso. – Campinas, SP : [s.n.], 2025.

Orientador: Ennio Peres da Silva.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia renovável. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Simulação computacional. 5. Pesquisa e desenvolvimento. 6. Usinas Hidrelétricas - Belo Monte. I. Silva, Ennio Peres da, 1956-. II. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações complementares

Título em outro idioma: Performance comparison of monofacial and bifacial ground-mounted photovoltaic systems near the Pimental hydroelectric plant on the Xingu River
Palavras-chave em inglês:
Renewable energy
Solar photovoltaic energy
Photovoltaic power generation
Computational simulation
Research and development
Hydroelectric Power Plants - Belo Monte
Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos
Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos
Banca examinadora:
Ennio Peres da Silva [Orientador]
Marcelo Vinícius de Paula
Demóstenes Barbosa da Silva
Data de defesa: 11-03-2025
Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)
ODS: 7. Energia acessível e limpa

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)
- ORCID do autor: https://orcid.org/0000-0001-8652-7150
- Currículo Lattes do autor: http://lattes.cnpq.br/8273846749056737

Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, Presidente

Prof. Dr. Marcelo Vinícius de Paula

Prof. Dr. Demóstenes Barbosa da Silva

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Agradecimentos

Aos meus pais, Jorlei Baesso e Sandra Maria Vieira dos Santos Baesso, e meus irmãos Lucas Eduardo Baesso e Eduardo Henrique Baesso, por todo o suporte e constante incentivo em todos os momentos da minha vida, tanto nos estudos quanto no dia a dia.

Ao Jorge Luis Ferreira Boeira pelo incentivo, apoio e contribuição para o meu início nesta trajetória na pós-graduação.

À minha namorada, Letícia de Aguiar Dias, minha eterna gratidão pelo carinho, paciência, compreensão e apoio incondicional ao longo de toda essa jornada.

Expresso especial agradecimento ao meu orientador, Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, que me auxiliou e esteve presente sempre que necessitei, obrigado pelo apoio, confiança, paciência, conselhos e pela excelente orientação.

Ao meu excelente grupo de pesquisa, a Equipe de Simulações, Medições e Análise (ESMA), composta pelos pesquisadores: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, Hélio Nunes de Souza Filho, Ana Beatriz Barros Souza e Vitor Feitosa Riedel, pela colaboração, troca de conhecimentos e apoio durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Á equipe e gestores da BASE Energia Sustentável, pelo suporte essencial, tanto nos recursos financeiros quanto no conhecimento técnico, que foram decisivos para a execução deste trabalho.

Agradeço a Jhon Kennedy Andrade Lima, Geofrank Carvalho Gomes e Wilson Reis pela competência, apoio e disposição na coleta de dados durante a visita técnica à UHE Pimental.

A todos os professores, funcionários e colegas do Programa de Planejamento de Sistemas Energéticos da Unicamp, que, direta ou indiretamente, ajudaram a tornar possível a realização e a conclusão deste estudo.

À UNICAMP, agradeço profundamente pela oportunidade de cursar pós-graduação nessa renomada instituição. Sou e serei sempre grato pela educação de excelência, pelos professores dedicados e pela atmosfera de aprendizado inspiradora.

A todos, o meu sincero agradecimento.

Resumo

Este estudo, vinculado ao projeto de P&D da ANEEL intitulado “Arranjos fotovoltaicos flutuantes com *tracker* para geração de energia verde no Rio Xingu”, tem como objetivo comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais fixos no solo, instalados na UHE Pimental, no complexo hidrelétrico de Belo Monte, a partir de simulações realizadas no *software* PVsyst. Foram definidos três cenários representativos das etapas de desenvolvimento do projeto: (i) Cenário 0 – Projeto preliminar; (ii) Cenário 1 – Projeto submetido à ANEEL e; (iii) Cenário 2 – Projeto real implementado. Para maior acurácia nas simulações, foram analisadas diferentes bases de dados solarimétricas disponíveis para a região de estudo, sendo selecionada a base NASA-SSE por apresentar maior correlação com as medições locais. A análise revelou uma inversão no padrão sazonal típico de irradiação solar, com picos no final do inverno e início da primavera. A avaliação da variabilidade climática também indicou que os maiores níveis de geração fotovoltaica não ocorrem no verão, consequência direta do regime climático amazônico, caracterizado pela alternância entre períodos de chuvas e estiagem. Os resultados das simulações evidenciaram que os sistemas bifaciais apresentaram desempenho superior em todos os cenários. A produtividade anual dos sistemas bifaciais aumentou de 1.431 kWh/kWp/ano no Cenário 0 para 1.449 kWh/kWp/ano no Cenário 1, atingindo 1.484 kWh/kWp/ano no Cenário 2. Nos sistemas monofaciais, os valores oscilaram entre 1.399 e 1.402 kWh/kWp. O ganho bifacial aumentou de 2,3 % para 3,4 % e, por fim, para 5,8 %. O *Performance Ratio* (PR) dos sistemas monofaciais manteve-se em 78,5 % nos três cenários, enquanto nos bifaciais aumentou de 80,2 % no Cenário 0 para 81,1 % no Cenário 1 e 83,1 % no Cenário 2. O fator de capacidade dos sistemas monofaciais permaneceu em 16,0 %, ao passo que, nos bifaciais, variou de 16,3 % para 16,5 % e 16,9 %, respectivamente. Tais ganhos decorreram de alterações não previstas no projeto original, como maior altura dos módulos em relação ao solo, maior inclinação e mudança da cobertura do solo. A análise financeira semi-quantitativa, baseada na produtividade estimada para o Cenário 2 e nos custos reais de aquisição dos módulos, indicou um acréscimo de aproximadamente 1,5 % no custo unitário dos bifaciais (R$ 1,81 /Wp) em relação aos monofaciais (R$ 1,78 /Wp), compensado pelo aumento de geração de 5,8 %, mas condicionada à validação experimental. Os resultados obtidos possibilitaram avaliar a evolução técnica do projeto ao longo de suas diferentes fases, bem como identificar ajustes estruturais que influenciam diretamente o desempenho energético dos sistemas bifaciais. Para o contexto do projeto de P&D, este estudo

fornece subsídios relevantes para a otimização da configuração das plantas fotovoltaicas, especialmente no que se refere à altura, inclinação e escolha tecnológica (monofacial ou bifacial). Além disso, as análises realizadas podem servir como base comparativa para futuras validações experimentais. A pesquisa também avança sobre a literatura existente ao abordar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em uma região ainda pouca explorada. Assim, ao abordar as especificidades da Amazônia, o estudo preenche uma lacuna relevante no conhecimento técnico-científico, alinhando-se aos objetivos da transição energética global e às necessidades nacionais por soluções sustentáveis e adaptadas às condições regionais.

Palavras-chave: Energia renovável; Energia solar fotovoltaica; Geração de energia fotovoltaica; Simulação computacional; Pesquisa e Desenvolvimento; Usinas hidrelétricas - Belo Monte.

Abstract

This study, developed within the scope of the R&D project funded by ANEEL titled “Floating photovoltaic arrays with tracking systems for green energy generation on the Xingu River”, aims to compare the performance of ground-mounted monofacial and bifacial photovoltaic systems installed at the Pimental Hydropower Plant, part of the Belo Monte hydroelectric complex, through simulations performed using the PVsyst software. Three scenarios were defined to represent different stages of the project's development: (i) Scenario 0 – Preliminary design; (ii) Scenario 1 – Design submitted to ANEEL; and (iii) Scenario 2 – Implemented system. To enhance simulation accuracy, various solar radiation datasets available for the study region were analyzed, with the NASA-SSE database selected due to its stronger correlation with local measurements. The analysis revealed an inversion of the typical seasonal solar irradiation pattern, with peaks occurring in late winter and early spring. Assessment of climate variability also indicated that peak photovoltaic generation does not occur during summer, a direct consequence of the Amazonian climate regime, characterized by alternating periods of rainfall and drought. Simulation results showed that bifacial systems outperformed monofacial systems across all scenarios. Annual energy yield for bifacial systems increased from 1431 kWh/kWp in Scenario 0 to 1449 kWh/kWp in Scenario 1 and reached 1484 kWh/kWp in Scenario 2. For monofacial systems, yields ranged from 1399 to 1402 kWh/kWp. The bifacial gain rose from 2.3 % to 5.8 %, while the Performance Ratio (PR) increased from 80.2 % in Scenario 0 to 83.1 % in Scenario 2. Capacity factors for monofacial systems remained at 16.0 %, whereas bifacial systems ranged from 16.3 % to 16.9 %. These performance gains resulted from unplanned changes during implementation, such as increased module height above ground, steeper tilt angle, and alterations in ground surface coverage. A semi-quantitative financial analysis, based on Scenario 2 productivity and actual module acquisition costs, indicated that the unit cost of bifacial modules (R$ 1.81 /Wp) was approximately 1.5 % higher than monofacial modules (R$ 1.78 /Wp), a difference offset by the 5.8 % increase in energy output, though subject to experimental validation. The findings enabled an evaluation of the project's technical progression and identification of structural adjustments directly affecting bifacial system performance. Within the R&D project context, this study provides relevant insights for optimizing plant design, particularly regarding mounting height, tilt angle, and technology selection (monofacial or bifacial). Moreover, the analyses presented serve as a comparative basis for future experimental validations. The study also advances the existing literature by

addressing the performance of photovoltaic systems in a region that remains largely unexplored. By exploring the specific conditions of the Amazon region, the study addresses a significant knowledge gap and contributes to global energy transition goals and national demands for regionally adapted sustainable energy solutions.

Keywords: Renewable energy; Solar photovoltaic energy; Photovoltaic power generation; Computational simulation; Research and Development; Hydroelectric Power Plants - Belo Monte.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1: Histórico da geração de energia elétrica na UHE Belo Monte 19
Figura 1.2: Plantas fotovoltaicas instaladas no solo na UHE Pimental 20
Figura 1.3: Plantas fotovoltaicas flutuantes na UHE Pimental 20
Figura 1.4: LCOE Global de novas usinas de energia renovável em escala de utilidade 23
Figura 2.1: Diferença entre módulos (a e b) e células (c e d) monofacial e bifacial 26
Figura 2.2: Curvas características I-V (corrente versus tensão) e P-V (potência versus tensão) de uma célula fotovoltaica 27
Figura 2.3: Principais variáveis de impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos 29
Figura 2.4: Efeito da variação da irradiação nas curvas características (a) I-V e (b) P-V 30
Figura 2.5: Efeito da variação da temperatura nas curvas características (a) I-V e (b) P-V 31
Figura 2.6: Valores de albedo para diferentes superfícies 32
Figura 2.7: Distribuição da irradiância em um arranjo fotovoltaico 32
Figura 2.8: Estações solarimétricas utilizadas nas medições do estudo para: (a) albedo (RHI e GHI); (b) irradiância direta e difusa (DHI e DNI) 33
Figura 2.9: Ilustração do ponto de saturação da potência traseira do módulo em função da altura acima do solo (exemplo ilustrativo de um sistema localizado na Alemanha) 35
Figura 2.10: Detalhamento do *pitch* em sistema fotovoltaico 36
Figura 2.11: Representação dos ângulos utilizados para descrever a orientação de um módulo fotovoltaico instalado em um plano horizontal 37
Figura 2.12: Tipos de configurações de instalação de módulos bifaciais e perfis de geração diária (comparação entre bifaciais e monofaciais) 39
Figura 2.13: Mapa da Bacia Amazônica destacando o curso do rio Xingu (em amarelo) 40
Figura 2.14: Comparação da Volta Grande do Rio Xingu: condições hidrológicas antes e após a construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte 41
Figura 2.15: UHE Belo Monte 42
Figura 2.16: UHE Pimental 42
Figura 2.17: Mapa esquemático do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte 43
Figura 2.18: Fatores influenciadores para o acúmulo de sujeira 45
Figura 2.19: Comparação de desempenho de sistemas fotovoltaicos simulados no PVsyst 52
Figura 2.20: Curvas de geração típica e ilustração do efeito do *clipping* 53
Figura 2.21: Componentes do cálculo da irradiância que atinge os módulos pelo *View Factor* 56
Figura 3.1: Fluxograma para o desenvolvimento do estudo 57
Figura 3.2: Configuração inicial proposta para a instalação da usina fotovoltaica de 1 MWp do projeto de P&D 58
Figura 3.3: Fluxograma de perdas na conversão da energia fotovoltaica no PVsyst 64
Figura 4.1: Localização das estações meteorológicas da Norte Energia 67
Figura 4.2: Comparação da irradiação solar no plano horizontal entre os dados da NASA-SSE e as medições na Estação Solarimétrica UHE Pimental (181) 70
Figura 4.3: Localização da Estação Convencional de Altamira (82353) e da UHE Pimental 71

Figura 4.4: Média mensal de insolação total referente a estação de Altamira 72
Figura 4.5: Média mensal de nebulosidade referente a estação de Altamira 72
Figura 4.6: Média mensal da umidade relativa do ar referente a estação de Altamira 73
Figura 4.7: Média mensal de temperatura média compensada referente a estação de Altamira.....74
Figura 4.8: Média mensal de temperatura máxima média referente a estação de Altamira.....74
Figura 5.1: Visão aérea da UHE Pimental, com indicação do local inicialmente proposto para a instalação das plantas fotovoltaicas flutuantes iniciais (em vermelho).....75
Figura 5.2: Comparação da produtividade média mensal e *Performance Ratio* do Cenário 0 79
Figura 5.3: Manual de montagem da estrutura de suporte dos painéis 81
Figura 5.4: Irradiação global anual incidente no plano dos módulos em função da inclinação.....83
Figura 5.5: Comparação da produtividade média mensal e *Performance Ratio* do Cenário 1 84
Figura 5.6: Vista aérea da UHE Pimental, indicando os locais finais definidos para a instalação das plantas fotovoltaicas flutuantes (em amarelo) e fixas (em verde), assim como o local originalmente proposto para as plantas flutuantes (em vermelho) 86
Figura 5.7: Distinção entre os painéis monofaciais e bifaciais da planta fotovoltaica fixa 87
Figura 5.8: Inversores (em vermelho), sistema de comunicação das plantas fotovoltaicas e antena do sistema de internet via satélite Starlink 89
Figura 5.9: Registro do azimute medido.....89
Figura 5.10: Determinação do azimute verdadeiro 90
Figura 5.11: Medição do ângulo de inclinação dos arranjos fotovoltaicos utilizando um aplicativo de nível digital em smartphone. 91
Figura 5.12: Registro da estrutura de suporte instalada sob terraplanagem realizada 91
Figura 5.13: Diferença de altura da planta fotovoltaica devido ao desnível do terreno.....92
Figura 5.14: Insetos mortos, ressecados e grudados na face posterior dos painéis.....93
Figura 5.15: Registro da sujidade dos painéis.....93
Figura 5.16: Identificação da deformação/curvatura dos módulos bifaciais.....94
Figura 5.17: Comparação da produtividade média mensal e Performance Ratio do Cenário 2 97
Figura 6.1: Comparação do Yf e PR mensais dos sistemas monofaciais dos três cenários 100
Figura 6.2: Comparação do Yf e PR mensais dos sistemas bifaciais dos três cenários 100
Figura 6.3: Comparação da variação do ganho bifacial mensal dos três cenários 101

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Coordenadas geográficas das estações meteorológicas da Norte Energia 67
Tabela 4.2: Dados solarimétricos no plano horizontal em kW/(m^2.dia) 69
Tabela 5.1: Especificações dos módulos fotovoltaicos e inversores utilizados nos sistemas monofacial e bifacial e arranjo do Cenário 0: Projeto preliminar 76
Tabela 5.2: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 0 78
Tabela 5.3: Indicadores de desempenho dos sistemas monofacial e bifacial do Cenário 0 79
Tabela 5.4: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 1 82
Tabela 5.5: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 1 84
Tabela 5.6: Características dos módulos fotovoltaicos instalados na UHE Pimental 87
Tabela 5.7: Informações dos inversores instalados na UHE Pimental.....88
Tabela 5.8: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 2 96
Tabela 5.9: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 2 97
Tabela 6.1: Indicadores de desempenho e principais perdas dos sistemas monofacial e bifacial obtidos no PVsyst para o primeiro ano de operação 99
Tabela 6.2: Módulos fotovoltaicos utilizados no Projeto de P&D e valores de aquisição.....104
Tabela 6.3: Comparação técnico-financeira entre os módulos utilizados no Projeto de P&D.....105

Lista de Símbolos

A_M	-	Ângulo de azimute do módulo	Graus
A_p	-	Área do módulo	m²
$E_{bifacial}$	-	Energia gerada pelo módulo bifacial	kWh
E_{front}	-	Energia gerada pelo módulo monofacial	kWh
$E_{monofacial}$	-	Energia gerada pelo módulo monofacial	kWh
E_{out}	-	Energia total gerada pelo sistema FV em um período específico	kWh
E_{rear}	-	Energia gerada pelo módulo bifacial	kWh
G	-	Irradiância	W/m²
G_{front}	-	Irradiância na parte frontal do módulo bifacial	W/m²
$G_{i,ref}$	-	Irradiância de referência	W/m²
G_{rear}	-	Irradiância na parte traseira do módulo bifacial	W/m²
H_i	-	Irradiação total no plano dos módulos durante um período	kWh/m²
I_{ks}	-	Corrente de curto-circuito	A
I_{mpp}	-	Corrente na potência máxima	A
kWh	-	Quilowatt-hora	kWh
kWp	-	Quilowatt-pico	kWp
MW	-	Megawatt	MW
MWp	-	Megawatt-pico	MWp
P_0	-	Potência nominal ou capacidade instalada do sistema	kWp
P_{max}	-	Potência máxima de pico do módulo	W
P_{maxf}	-	Potência máx. do dispositivo bifacial sob irradiância apenas na face frontal	W
P_{maxr}	-	Potência máx. do dispositivo bifacial sob irradiância apenas na face traseira	W
P_{mpp}	-	Potência máxima do módulo fotovoltaico	W
T	-	Temperatura	°C
TWh	-	Terawatt-hora	TWh
T_{NOCT}	-	Temperatura nominal de operação da célula	°C
V_{mpp}	-	Tensão na potência máxima	V
V_{oc}	-	Tensão de circuito aberto	V
Y_f	-	Produtividade final do sistema	Horas
$Y_{r,bif}$	-	Produtividade teórica esperada do sistema bifacial	Horas
Y_r	-	Produtividade teórica esperada do sistema	Horas
θ_M	-	Ângulo de inclinação do módulo em relação ao plano horizontal	Graus
φ_{Pmax}	-	Coeficiente de bifacialidade em termos de potência máxima	%
η	-	Eficiência de conversão em STC	%
φ	-	Coeficiente de bifacialidade	%

Lista de Siglas e Abreviaturas

ABNT	-	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	-	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AM	-	Air Mass
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIF	-	*Bifacial Irradiance Factor*
BNDES	-	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA/CC	-	Corrente alternada/Corrente contínua
DHI	-	*Diffuse Horizontal Irradiance*
DNI	-	*Direct Normal Irradiance*
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
ESMAP	-	*Energy Sector Management Assistance Program*
FC	-	Fator de capacidade
FDI	-	Fator de dimensionamento do inversor
GB	-	Ganho bifacial
GCR	-	*Ground Coverage Ratio*
GHI	-	*Global Horizontal Irradiance*
IEA	-	*International Energy Agency*
IEC	-	*International Electrotechnical Commission*
INMET	-	Instituto Nacional de Meteorologia
IRENA	-	*International Renewable Energy Agency*
ITRPV	-	*International Technology Roadmap for Photovoltaic*
I-V	-	Curva de corrente versus tensão
LCOE	-	*Levelized Cost of Energy*
NBR	-	Norma Brasileira
NOAA	-	*National Oceanic and Atmospheric Administration*
NREL	-	*National Renewable Energy Laboratory*
ODS	-	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
P&D	-	Pesquisa e Desenvolvimento
PR	-	*Performance Ratio* (Desempenho global do sistema)
P-V	-	Curva de potência versus tensão
REN21	-	*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*
RHI	-	*Reflected Horizontal Irradiance*
SERIS	-	*Solar Energy Research Institute of Singapore*
SFCR	-	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC	-	*Standard Test Conditions*
UHE	-	Usina Hidrelétrica
USD	-	Dólar dos Estados Unidos

Sumário

1 INTRODUÇÃO 17
1.1 Objetivo 21
1.2 Justificativa e relevância 21
1.3 Estrutura da dissertação 24
2 REVISÃO DA LITERATURA 25
2.1 Histórico e funcionamento da tecnologia bifacial 25
2.2 Principais fatores que influenciam o desempenho de sistemas fotovoltaicos 27
2.2.1 Irradiância solar 30
2.2.2 Temperatura 30
2.2.3 Albedo 31
2.2.4 Altura dos módulos em relação ao solo, *pitch* e impactos no sombreamento 34
2.2.5 Orientação e ângulo de inclinação 37
2.2.6 Tipo de instalação e configuração 38
2.3 Caracterização da área de estudo: Rio Xingu e o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte 39
2.4 Fatores adicionais característicos da região da Amazônica em estudo 44
2.5 Indicadores de desempenho (Figuras de mérito) 46
2.5.1 Produtividade final do sistema (*Yield Final* - Y_f) 46
2.5.2 Desempenho global do sistema *(Performance Ratio* - PR) 47
2.5.3 Fator de capacidade (FC) 50
2.5.4 Ganho bifacial (GB) 50
2.5.5 Fator de dimensionamento do inversor 52
2.6 Simulação de sistemas fotovoltaicos 54
3 METODOLOGIA 57
3.1 Planejamento e seleção do local de instalação 57
3.2 Bases de dados solarimétricas 59
3.3 Definição dos cenários para simulações 60
3.3.1 Cenário 0: Dados do projeto e literatura 61
3.3.2 Cenário 1: Projeto original 61
3.3.3 Cenário 2: Projeto real 62
3.4 Simulações no PVsyst 63
3.5 Comparação entre os desempenhos dos cenários 64
4 ANÁLISE DAS PRINCIPAIS BASES DE DADOS SOLARIMÉTRICAS DISPONÍVEIS 66
4.1 Seleção e identificação das bases de dados 66
4.2 Análise, comparação e definição da base de dados para as simulações 68
4.3 Análise da variabilidade sazonal da irradiação solar na região amazônica em estudo 70
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES 75

5.1 Cenário 0: Projeto preliminar 75
5.1.1 Descrição do local de instalação 75
5.1.2 Características dos equipamentos 76
5.1.3 Simulações e comparação entre os desempenhos dos sistemas do Cenário 0 77
5.2 Cenário 1: Projeto submetido à ANEEL 80
5.2.1 Descrição do local de instalação 80
5.2.2 Características dos equipamentos 80
5.2.3 Simulações e comparação entre os desempenhos dos sistemas do Cenário 1 81
5.3 Cenário 2: Projeto construído 85
5.3.1 Descrição do local de instalação final 85
5.3.2 Características dos equipamentos instalados 86
5.3.3 Simulações e comparação entre os desempenhos dos sistemas do Cenário 2 95
6 COMPARAÇÃO FINAL E ANÁLISE DOS RESULTADOS 98
6.1 Análise comparativa conjunta entre os três cenários simulados 98
6.2 Dados experimentais disponíveis 102
6.3 Análise financeira semi-quantitativa 103
7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 106
7.1 Trabalhos futuros e recomendações 109
REFERÊNCIAS 111
ANEXO A - Evolução da eficiência energética de células fotovoltaicas 124
ANEXO B - Dados da média mensal de insolação total (2000 - 2024) 125
ANEXO C - Dados da média mensal de nebulosidade (2000 - 2024) 126
ANEXO D - Dados mensais de umidade relativa do ar (2000 - 2024) 127
ANEXO E - Dados mensais de temperatura média compensada (2000 - 2024) 128
ANEXO F - Dados mensais de temperatura máxima média (2000 - 2024) 129
ANEXO G - Ficha técnica do módulo monofacial Trina Solar TSM-DE21 130
ANEXO H - Ficha técnica do módulo bifacial Trina Solar TSM-DEG21C.20 132
ANEXO I - Ficha técnica do inversor SMA Sunny Boy 6.0 134
ANEXO J - Diagrama unifilar referente ao Cenário 0 138
ANEXO K - Procedimentos utilizados para simulação no PVsyst 139
ANEXO L - Relatório da simulação do Cenário 0 (sistema monofacial) 150
ANEXO M - Relatório da simulação do Cenário 0 (sistema bifacial) 154
ANEXO N - Planta de locação da planta fotovoltaica fixa no solo 158
ANEXO O - Relatório da simulação do Cenário 1 (sistema monofacial) 159
ANEXO P - Relatório da simulação do Cenário 1 (sistema bifacial) 163
ANEXO Q - Diagrama unifilar referente ao cenário 2 167
ANEXO R - Relatório da simulação do Cenário 2 (sistema monofacial) 168
ANEXO S - Relatório da simulação do Cenário 2 (sistema bifacial) 172

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento do mercado internacional de geração solar ao longo da história foi marcado por um processo bem-sucedido de inovação tecnológica, que contribuiu para fortalecer a competitividade da energia solar como fonte energética. Ao longo do tempo, a energia solar fotovoltaica tem experimentado um crescimento significativo de avanços tecnológicos, resultando em um impacto direto na economia de energia elétrica quando implementada (SILVA, 2014).

No contexto específico do Brasil, o cenário para a geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica é bastante favorável. Conforme mensurado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a energia solar fotovoltaica já ultrapassou 21 % da matriz elétrica brasileira, considerando tanto a geração centralizada quanto a distribuída (ABSOLAR, 2025). Este setor se caracteriza por um mercado em expansão, impulsionado pela crescente adoção de sistemas fotovoltaicos. Diante disso, algumas estratégias e tecnologias distintas podem ser adotadas para que novas soluções energéticas mais eficientes possam ser desenvolvidas para que essa contribuição na matriz elétrica aumente.

Os desenvolvimentos tecnológicos ocorreram em toda a cadeia de valor da energia solar fotovoltaica. Nesse âmbito, as inovações continuam surgindo na indústria fotovoltaica, desde a crescente implantação de fábricas de polissilício de maiores capacidades e métodos aprimorados, até o surgimento e domínio de novas arquiteturas de células. O custo dos módulos solares fotovoltaicos caiu tão rapidamente que novos mercados fotovoltaicos estão surgindo em todo o mundo. Os custos de instalação, engenharia, aquisição e construção e desenvolvimento, além de outros custos, também foram responsáveis por cerca de um quarto do declínio do Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE - *Levelized Cost of Energy*) (IRENA, 2021; IRENA, 2023; FISCHER *et al*., 2024).

Dentro desse contexto, a indústria fotovoltaica continua a impulsionar inovações, com destaque para a crescente adoção de módulos bifaciais e rastreadores solares (*tracking*), visto que essas tecnologias têm desempenhado um papel fundamental no aumento do desempenho de geração de energia e, por consequência, na redução dos custos da energia elétrica gerada (MUNIZ FILHO, 2021). A introdução de sistemas de rastreamento solar destaca-se como uma abordagem altamente eficiente. Segundo o estudo realizado por Kuttybay *et al.* (2024), a

eficiência desses dispositivos pode variar de 5,95 % a 57,4 %, dependendo do tipo e do design do rastreador, da localização geográfica e das condições climáticas. Esses dispositivos integram painéis fotovoltaicos a uma estrutura móvel que acompanha a trajetória solar, assegurando que os painéis permaneçam continuamente alinhados perpendicularmente à radiação solar (MOTAHHIR *et al*., 2019).

Outro caso exemplar dessas inovações é a aplicação de painéis solares em superfícies de lagos, rios e outros corpos d'água, o que pode resultar em um desempenho superior em comparação às usinas construídas em solo (DJALAB *et al*., 2024). Conforme apontado na revisão de literatura realizada por Sales (2023), essa tecnologia pode proporcionar um aumento médio de 5 % a 11 % na geração de energia, atribuído ao resfriamento proporcionado pela proximidade com a água, que reduz a temperatura dos módulos fotovoltaicos e resulta em aumento de desempenho.

Neste contexto, o Brasil destaca-se como detentor de um vasto potencial para a geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos flutuantes instalados nos reservatórios de usinas hidrelétricas (UHEs). Este potencial é expressivo, alcançando até 750 GW médios, com uma produção anual estimada em 4.400 TWh. No entanto, sua implementação integral demandaria a cobertura de aproximadamente 80 % da superfície total dos reservatórios (STRANGUETO, 2016). Vale ressaltar que parte desse potencial é de grande relevância, uma vez que a infraestrutura elétrica existente nas usinas hidrelétricas brasileiras — projetada para suportar a capacidade instalada máxima — frequentemente opera abaixo de sua capacidade devido à sazonalidade do regime hidrológico, marcado por ciclos de cheias e secas (EPE, 2024).

A Usina Hidrelétrica Belo Monte é um exemplo desse cenário, conforme pode ser observado na Figura 1.1, onde a variação sazonal da geração impacta diretamente o fator de disponibilidade e o fator de capacidade. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e energia assegurada de apenas 4.571 MW médios (NORTE ENERGIA S. A., 2023), evidencia-se que a geração de energia não é constante, mas notavelmente variável, resultando em um *gap* operacional considerável na utilização da infraestrutura elétrica em determinados períodos. Por outro lado, essa condição cria oportunidades para a integração de fontes renováveis, ao permitir o uso da infraestrutura de transmissão subutilizada durante períodos de baixa geração, embora com limitações de escala (FURTADO JÚNIOR, 2021).

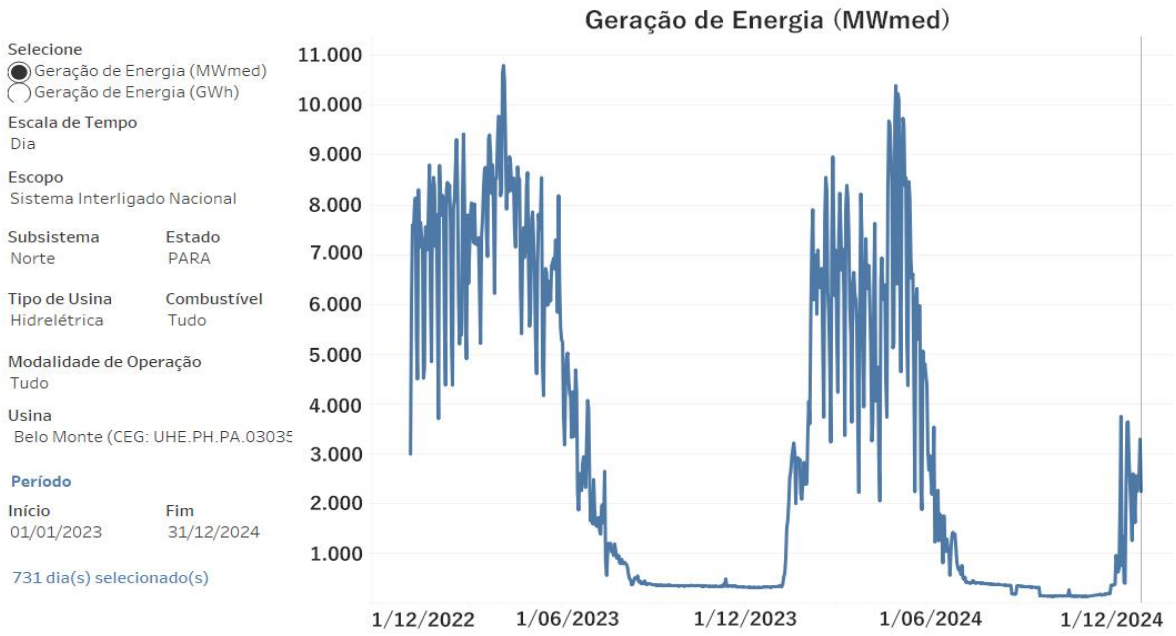


Figura 1.1: Histórico da geração de energia elétrica na UHE Belo Monte

Fonte: ONS (2023)

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma alternativa promissora devido ao elevado potencial solar na região da usina, em contraste com o baixo potencial eólico, conforme evidenciado pelos atlas de energia solar e eólica (PEREIRA *et al*., 2017; CEPEL, 2017). Dessa forma, a instalação de plantas fotovoltaicas, sejam flutuantes ou em solo, permite ganhos energéticos adicionais ao aproveitar a infraestrutura elétrica local. No entanto, em períodos em que a usina hidrelétrica opera próxima de sua capacidade máxima, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos pode exceder a capacidade de escoamento da rede elétrica, tornando essencial a adoção de tecnologias de armazenamento para evitar desperdícios e melhorar a gestão da geração intermitente. Assim, nesse cenário, o hidrogênio emerge como um vetor energético viável para armazenar a energia excedente por longos períodos, contribuindo para a estabilização do sistema elétrico e a otimização do uso da infraestrutura existente (SILVA, 2014; FURTADO JÚNIOR, 2021).

Este estudo faz parte do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, intitulado "Arranjos fotovoltaicos flutuantes com *tracker* para geração de energia verde no Rio Xingu", sob o código PD-07427-0122/2022. O objetivo do projeto é desenvolver, montar e realizar testes em arranjos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais, tanto em instalações fixas no solo quanto em estruturas flutuantes, com e sem rastreadores (*trackers*), no reservatório do complexo hidrelétrico de Belo Monte. Por meio da implantação de uma planta de 1 MWp,

pretende-se estabelecer premissas e condições para sua replicabilidade em outras regiões (NORTE ENERGIA S. A., 2023a).

Como etapa inicial do projeto de P&D, foram implantadas seis plantas fotovoltaicas de 15,90 kWp cada, com configurações distintas. As plantas foram instaladas com 50 % de módulos monofaciais e 50 % de bifaciais, variando entre tipos de instalação (em solo e em plataformas flutuantes) e configurações (fixa e com rastreadores solares). O objetivo dessas seis configurações, conforme ilustrado nas Figuras 1.2 e 1.3, é analisar e comparar o desempenho das tecnologias em diferentes condições de operação, de modo a selecionar aquela mais adequada para o acréscimo dos 904,6 kWp restantes, atualmente em fase de planejamento, assegurando o cumprimento da meta de 1 MWp (NORTE ENERGIA S. A., 2023a).

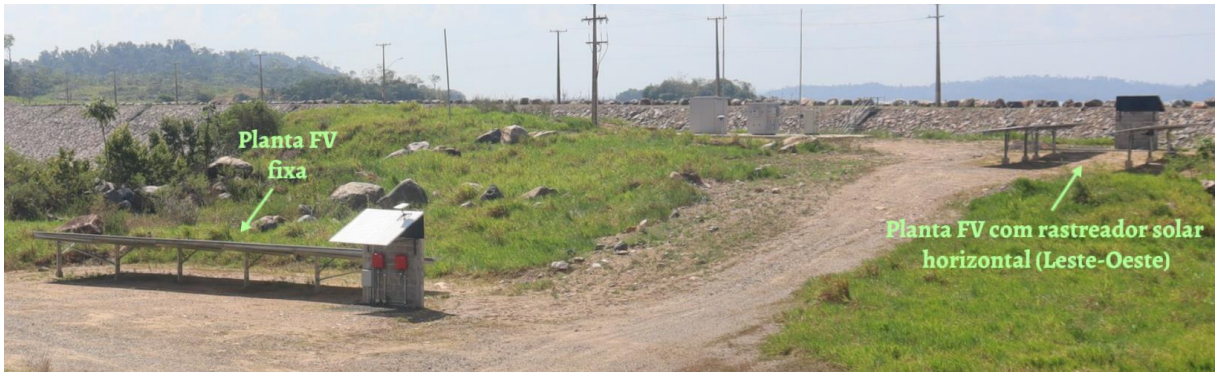


Figura 1.2: Plantas fotovoltaicas instaladas no solo na UHE Pimental

Fonte: Elaboração própria

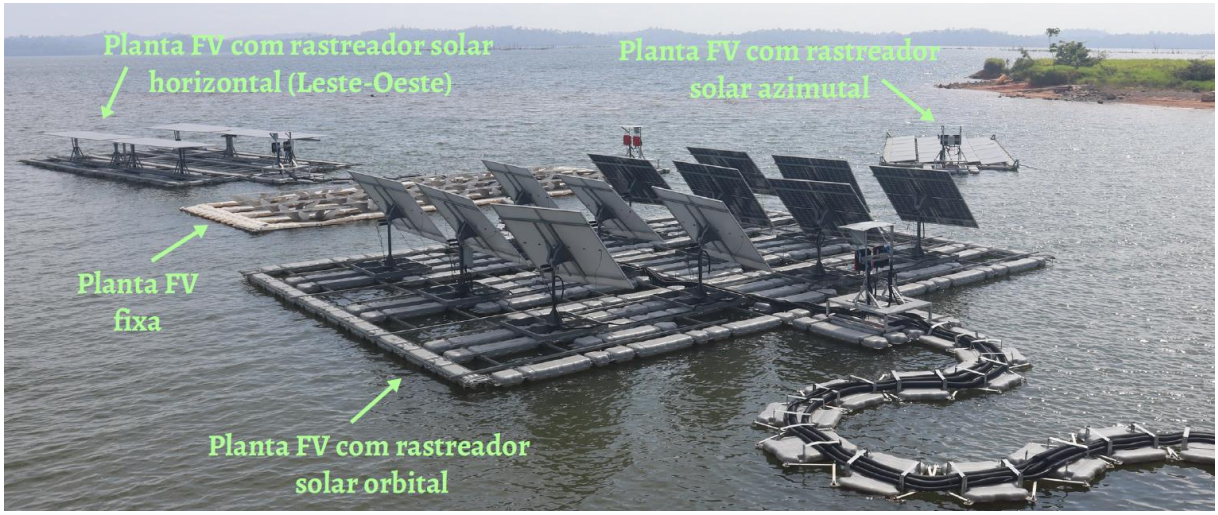


Figura 1.3: Plantas fotovoltaicas flutuantes na UHE Pimental

Fonte: Elaboração própria

Entretanto, esta dissertação está voltada para uma análise comparativa inicial do desempenho da planta fotovoltaica fixa no solo, integrante do projeto de P&D, com base em simulações realizadas no *software* PVsyst. O foco está nas características específicas dessa usina, visando identificar qual sistema (monofacial ou bifacial) apresenta melhor desempenho, além de examinar suas particularidades e os desafios técnicos associados à região amazônica.

1.1 Objetivo

O presente trabalho tem como principal objetivo analisar e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais fixos instalados em solo utilizando o *software* PVsyst para a geração de energia verde no Rio Xingu, no complexo hidrelétrico de Belo Monte, mais especificamente junto à UHE Pimental.

Os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos para atingir o objetivo principal desta dissertação:

- Realizar uma análise comparativa das bases de dados solarimétricas relativas à localidade onde estão instaladas as plantas fotovoltaicas do projeto, para definir qual a melhor opção a ser adotada para a realização das simulações;
- Realizar simulações no *software* PVsyst para avaliar o desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais, com a utilização de dados geográficos específicos da região e especificações técnicas definidas pelo projeto de P&D;
- Comparar os resultados das simulações para não apenas identificar as diferenças no desempenho entre os sistemas monofaciais e bifaciais em termos de geração de energia elétrica, mas também investigar as possíveis razões para essas variações;

1.2 Justificativa e relevância

Nos últimos anos, tem-se observado um aumento considerável do interesse de diversas organizações, como universidades, empresas, instituições financeiras e órgãos governamentais, tanto em âmbito nacional quanto internacional, pelo estudo e pela adoção de estratégias inovadoras para o uso mais eficiente das fontes de energia renovável. Este esforço é impulsionado pela necessidade urgente de mitigar as emissões de gases que contribuem para o efeito estufa, com o objetivo de minimizar os danos causados pelo aquecimento global. Além

disso, as crescentes pressões sociais e econômicas relacionadas à sustentabilidade ambiental reforçam a importância dessas iniciativas (IEA, 2023; IRENA, 2023a).

Dentro desse contexto, a construção de sistemas inovadores de energia solar, explorando uma variedade de tecnologias, se destaca não apenas por diversificar as opções tecnológicas no campo da energia renovável, mas também por otimizar o desempenho na geração de energia e a capacidade de adaptação desses sistemas a diferentes ambientes e demandas energéticas (IRENA, 2019; REN21, 2023).

A integração de sistemas fotovoltaicos no complexo hidrelétrico de Belo Monte, no Rio Xingu, de forma estratégica em conjunto com a infraestrutura existente, pode influenciar decisões de implementação de tecnologias similares em outras regiões com características geográficas e solarimétricas semelhantes ou não. A inovação tecnológica é um dos principais focos da pesquisa, destacando o uso de sistemas fotovoltaicos bifaciais em comparação aos monofaciais, contribuindo assim, para a escolha da tecnologia mais adequada para a região.

Neste projeto, o uso de sistemas fotovoltaicos na região do Rio Xingu apresenta um impacto ambiental mínimo, praticamente nulo, especialmente quando comparado a outras formas de geração de energia que podem ser mais invasivas ou poluentes. A área proposta para a instalação das plantas fotovoltaicas corresponde a uma zona previamente alterada durante as obras de construção da UHE Pimental, desprovida de vegetação nativa. Adicionalmente, o local não interfere em rotas de navegação nem em áreas utilizadas para atividades pesqueiras. No entanto, é importante destacar que esse impacto ambiental reduzido somente se mantém sob determinadas premissas de implantação, como a escolha de áreas que não interfiram em rotas de fauna ou na dinâmica natural dos ecossistemas aquáticos e terrestres.

Além disso, o presente estudo alinha-se diretamente com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, pois a energia solar desempenha um papel significativo na transição para fontes de energia mais sustentáveis. A energia solar é fundamental para atingir o ODS 7, que tem como meta garantir o acesso universal a serviços de energia limpa, confiável e a custo acessível (MCCOLLUM *et al*., 2018; UNITED NATIONS, 2019).

Reconhecida como uma das fontes mais promissoras e sustentáveis, a energia solar não apenas reduz a dependência de combustíveis fósseis, mas também se destaca por oferecer uma solução de baixo custo em comparação com outras fontes renováveis de energia (IRENA, 2024). Esse baixo custo pode ser comprovado pelo Custo Nivelado de Energia (LCOE), que

caiu de aproximadamente 0,460 USD/kWh em 2010 para 0,044 USD/kWh em 2023, conforme ilustrado na Figura 1.4 (IRENA, 2024). Essa expressiva redução no LCOE da energia solar fotovoltaica evidencia avanços tecnológicos, ganhos de escala e o aprendizado acumulado, refletindo a crescente competitividade dessa fonte de energia (STRUPEIT, NEIJ, 2017). O LCOE é um indicador econômico utilizado para avaliar a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração de energia, mostrando o custo médio necessário por kWh produzido ao longo da vida útil de uma usina para cobrir todos os seus custos de investimento, operação e manutenção (ZAINALI *et al.*, 2023).

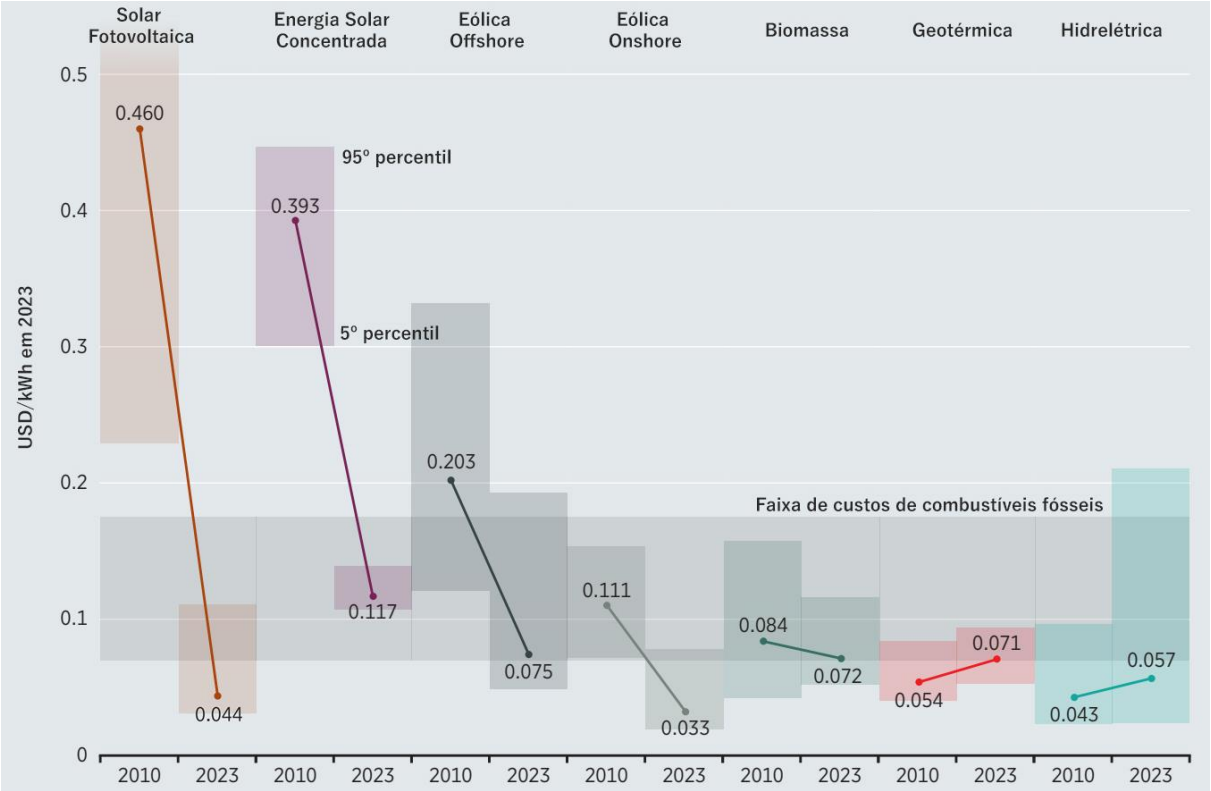


Figura 1.4: LCOE Global de novas usinas de energia renovável em escala de utilidade

Fonte: Adaptado a partir de IRENA (2024)

O Brasil, devido às suas características geográficas únicas, possui um potencial excepcional para o desenvolvimento de tecnologias voltadas à energia solar. Com sua extensa área territorial e elevada incidência de irradiação solar, o país emerge como um cenário privilegiado para a pesquisa, desenvolvimento e implementação de projetos nesse segmento (PEREIRA *et al.*, 2017). Sua versatilidade permite que ela seja implementada em vários cenários, desde regiões remotas e não eletrificadas até áreas urbanas densamente povoadas

(FERREIRA, 2023). Além de possuir um grande potencial para aplicação em telhados e terrenos, essa tecnologia também revela significativo potencial para integração em reservatórios de hidrelétricas e corpos d'água (STRANGUETO, 2016).

Por fim, este estudo é relevante não apenas pela sua contribuição científica, ao explorar as tecnologias fotovoltaicas bifaciais e monofaciais, mas também por sua reprodutibilidade, baseada em simulações com dados reais do local de instalação. Ao investigar a integração de sistemas fotovoltaicos no complexo de Belo Monte, esta pesquisa fornece uma base técnica fundamentada que pode orientar a adoção de tecnologias solares em condições semelhantes. Dessa forma, o trabalho alinha-se aos esforços globais de transição energética, respondendo também a uma demanda nacional por soluções sustentáveis e eficientes, fundamentadas em dados específicos que refletem a realidade do local de estudo (BNDES, 2023).

1.3 Estrutura da dissertação

O Capítulo 1 apresenta a introdução da dissertação, incluindo a contextualização do tema, a motivação do estudo, os objetivos da pesquisa, a justificativa e relevância do trabalho, além da estrutura da dissertação.

O Capítulo 2 aborda a revisão da literatura, explora a tecnologia bifacial, os fatores que influenciam seu desempenho, a área de estudo, os aspectos ambientais da Amazônia, os indicadores de desempenho e a importância das simulações como ferramenta de análise.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada para a comparação dos sistemas fotovoltaicos por meio de simulações no *software* PVsyst.

O Capítulo 4 apresenta a análise comparativa das principais bases de dados solarimétricas da região em estudo, com o objetivo de selecionar a mais adequada para as simulações.

O Capítulo 5 expõe os resultados obtidos a partir da metodologia aplicada, detalhando as especificidades de cada cenário simulado.

O Capítulo 6 compara o desempenho dos sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais simulados no PVsyst, analisando os principais cenários estudados.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões do estudo, discute suas limitações e propõe sugestões para pesquisas futuras.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo, é apresentada uma revisão da literatura que contextualiza e fundamenta os aspectos abordados na dissertação. São discutidos o histórico e o funcionamento das tecnologias fotovoltaicas monofacial e bifacial, os principais fatores que influenciam o desempenho desses sistemas, além de indicadores de desempenho. Também é abordada a importância da simulação de sistemas fotovoltaicos e uma descrição sobre o Rio Xingu e o complexo de Belo Monte.

2.1 Histórico e funcionamento da tecnologia bifacial

A tecnologia bifacial teve sua origem nos princípios aplicados aos dispositivos transdutores de radiação, com sua primeira referência registrada na patente de Mori Hiroshi na década de 1960 (HIROSHI, 1966). Posteriormente, foi introduzida no mercado em 1983 pela ISOFOTON — uma *startup* espanhola vinculada ao Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri — que marcou o início da produção industrial comercial de módulos bifaciais, abrindo caminho para sua evolução tecnológica (EGUREN *et al.*, 2022).

A tecnologia bifacial utiliza ambas as faces do módulo para aproveitar a irradiação solar incidente, aumentando a geração de energia por área instalada. Diferentemente dos módulos monofaciais, os bifaciais utilizam tanto a irradiação direta incidente na face frontal quanto a irradiação refletida pelo solo e ambiente circundante que atinge a face traseira (GUERRERO-LEMUS *et al.,* 2016). Devido a isso, essa configuração proporciona maior desempenho, menor área necessária para atingir a mesma capacidade instalada e redução do custo de geração de eletricidade, o que contribui para um menor LCOE (KUMAR; NIYAZ; GUPTA, 2021)

A Figura 2.1 (a) e (b) apresenta a composição e a estrutura de módulos fotovoltaicos monofacial e bifacial, respectivamente. Por sua vez, as Figuras 2.1 (c) e (d) exibem cortes transversais das células solares em módulos monofacial e bifacial, evidenciando as camadas e os materiais que compõem cada célula. Dentre as diferenças, para os monofaciais, as células são encapsuladas com vidro na face frontal e protegidas na face traseira por uma camada opaca denominada *backsheets*. Nos módulos bifaciais, as células são encapsuladas e seladas entre duas camadas de vidro ou entre vidro na face frontal e uma folha de polímero transparente na

face traseira e, quando necessária, uma moldura de metal é utilizada para suporte estrutural (KOPECEK; LIBAL, 2021).

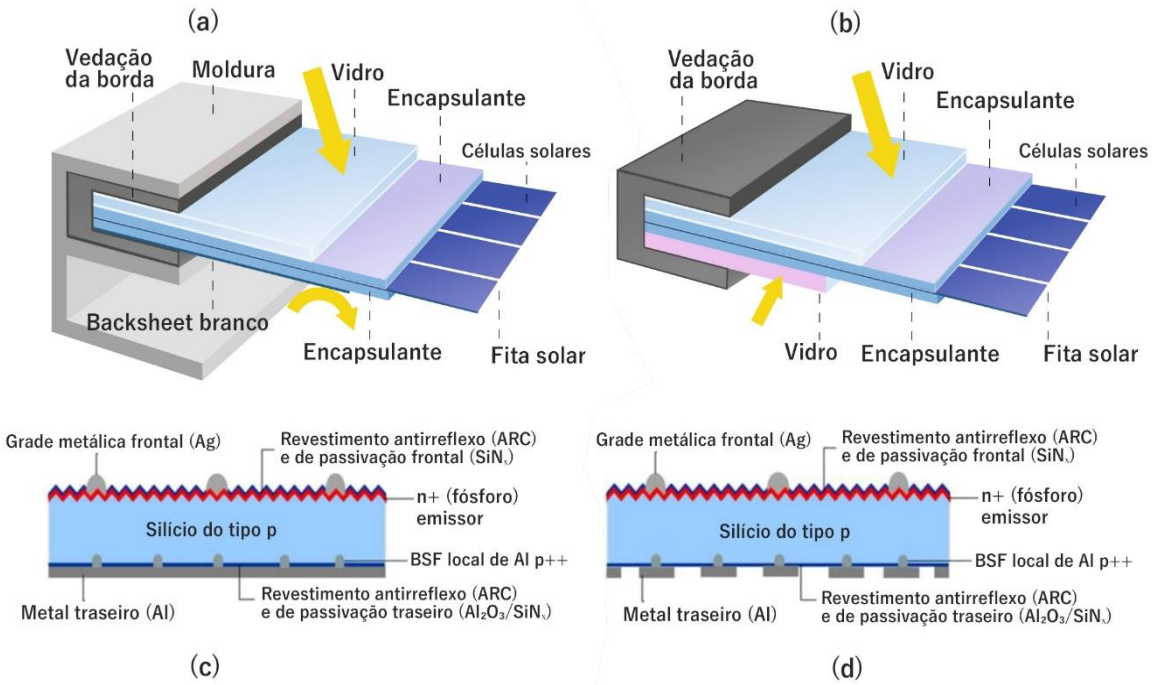


Figura 2.1: Diferença entre módulos (a e b) e células (c e d) monofacial e bifacial

Fonte: Adaptado a partir de Kopecek e Libal (2021)

O desempenho dos módulos bifaciais depende de fatores como albedo, altura de instalação, ângulo de inclinação e características estruturais do sistema (IEC, 2019). Esses fatores influenciam diretamente os ganhos de energia dos módulos bifaciais, que podem variar entre 5 % e 15 % em telhados e chegar a até 30 % em plantas de grande escala, dependendo do local, configuração do sistema, tipo de módulo e albedo (KOPECEK; LIBAL, 2021).

Segundo o *International Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV) a previsão da participação de mercado para a tecnologia de células bifaciais indica uma participação de 90 % em 2024, que deverá se manter estável pelos 10 anos seguintes. No entanto, apesar do crescimento no uso de células bifaciais, aproximadamente 10 % da produção de células ainda continuará voltada para células monofaciais devido ao menor custo de fabricação, tornando-as adequadas para aplicações onde os benefícios adicionais das bifaciais não são essenciais. Em paralelo, há preferências de fabricantes e clientes por células monofaciais devido à simplicidade e adequação a exigências específicas (FISCHER *et al*., 2024).

2.2 Principais fatores que influenciam o desempenho de sistemas fotovoltaicos

O desempenho de sistemas fotovoltaicos depende das condições ambientais e do local de instalação. Como consequência, devido à ausência de uma tensão de saída constante nesses sistemas, variações na tensão alteram o ponto de máxima potência, exigindo ajustes contínuos para maximizar a geração de energia. Devido a isso, esse comportamento é explicado pela relação interdependente entre tensão e corrente, representada por curvas características, conforme pode ser observado na Figura 2.2, determinadas tanto pelas propriedades intrínsecas da célula fotovoltaica quanto pelas condições externas (VILLALVA, 2015; WIRTH, 2020).

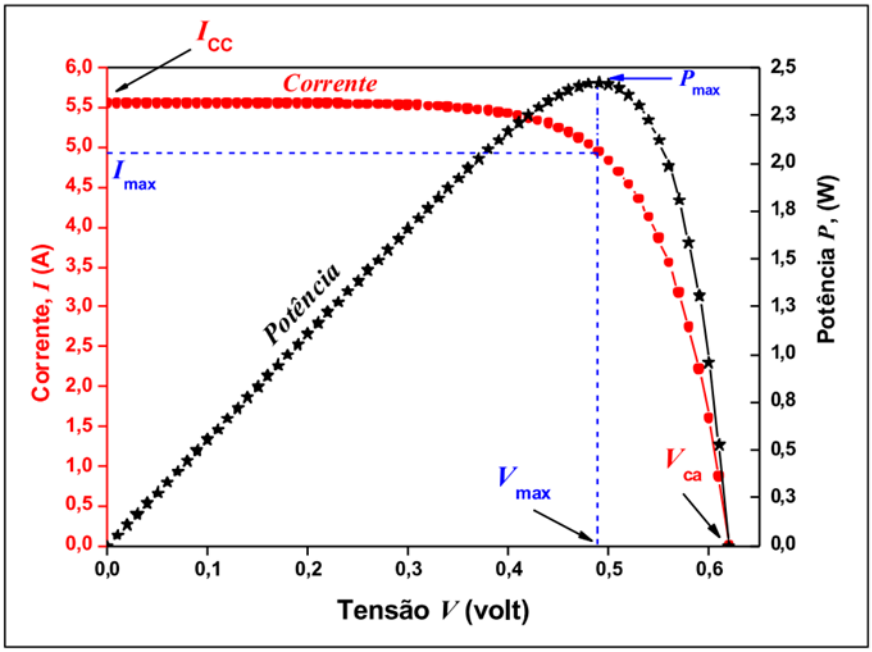


Figura 2.2: Curvas características I-V (corrente versus tensão) e P-V (potência versus tensão) de uma célula fotovoltaica

Fonte: Carneiro (2010)

Para possibilitar comparações consistentes entre diferentes tecnologias fotovoltaicas, os testes de desempenho são realizados em laboratório sob condições controladas de temperatura (T), irradiância (G) e massa de ar (*Air Mass* - AM). Essas condições, denominadas condições padrão de teste (*Standard Test Conditions* - STC), são estabelecidas pela norma IEC 60904-3:2019 e padronizadas com T = 25 °C, G = 1000 W/m² e AM = 1,5 (IEC, 2019a).

Nessas condições padronizadas, os fabricantes de módulos fotovoltaicos disponibilizam dados técnicos por meio das especificações do produto, que incluem: a potência máxima

(P_{mpp}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{ks}), a tensão na potência máxima (V_{mpp}), a corrente na potência máxima (I_{mpp}), e a temperatura nominal de operação do módulo (T_{NOCT}) (PAVLOVIC, 2020).

Para dispositivos bifaciais, a norma IEC TS 60904-1-2:2019 estabelece métodos de medição em STC para determinar o desempenho desses dispositivos, considerando a contribuição das superfícies frontal e traseira, para garantir resultados comparáveis e confiáveis entre diferentes fabricantes e laboratórios. Além disso, a norma define o fator de bifacialidade como a relação entre o desempenho da face traseira e da face frontal de um dispositivo fotovoltaico bifacial, indicando a eficiência relativa da face traseira em comparação à frontal sob as mesmas condições de irradiação (IEC, 2019).

No entanto, mesmo quando o valor do coeficiente de bifacialidade (φ) não é fornecido, é possível calculá-lo com base nos dados disponibilizados na ficha técnica, como corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima das faces frontal e traseira. O fator de bifacialidade, considerando a potência, pode ser calculado conforme descrito na Equação 2.1 (IEC, 2019).

$$\varphi_{Pmax} = \frac{P_{maxr}}{P_{maxf}} \qquad \text{Equação 2.1}$$

Onde:

$\boldsymbol{\varphi_{Pmax}}$: representa o coeficiente de bifacialidade em termos de potência máxima, sob condições de STC, expresso geralmente em forma de porcentagem;

$\boldsymbol{P_{maxr}}$**:** refere-se à potência máxima do dispositivo bifacial quando submetido à irradiância exclusivamente na face traseira (W);

$\boldsymbol{P_{maxf}}$: representa a potência máxima do dispositivo bifacial quando submetido à irradiância exclusivamente na face frontal (W).

Além dos parâmetros elétricos obtidos em STC, os fabricantes geralmente disponibilizam a eficiência dos seus módulos fotovoltaicos nas fichas técnicas. No entanto, mesmo quando não fornecida, é possível calculá-la a partir dos dados fornecidos. A eficiência de conversão (η) de um módulo fotovoltaico, que representa a capacidade do módulo de converter a radiação solar em energia elétrica, pode ser calculada pela Equação 2.2 (VILLALVA, 2015).

$$\eta = \frac{P_{máx}}{A_p \times G} \qquad \text{Equação 2.2}$$

Onde:

$\boldsymbol{\eta}$**:** eficiência de conversão em STC, expressa geralmente em forma de porcentagem;

$\boldsymbol{P_{máx}}$**:** representa a potência máxima de pico do módulo (W);

$\boldsymbol{A_p}$**:** área do módulo em metros quadrados (m²), determinada com base nas dimensões fornecidas nas especificações técnicas;

$\boldsymbol{G}$**:** irradiância padronizada de 1000 W/m².

Historicamente, as eficiências das diversas tecnologias fotovoltaicas têm avançado significativamente, conforme pode ser observado no gráfico apresentado no Anexo A. Disponibilizado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), o gráfico, frequentemente atualizado, apresenta um resumo cronológico desde 1976 das diversas tecnologias já desenvolvidas e ainda em desenvolvimento com as maiores eficiências de conversão confirmadas em células de pesquisa (NREL, 2024).

No entanto, esses parâmetros obtidos sob condições de STC, embora fundamentais para a caracterização e classificação dos módulos, não refletem o desempenho real em condições operacionais. Isso ocorre devido as variações nas condições meteorológicas e características do local de instalação influenciam diretamente o desempenho dos módulos, resultando em perdas em relação aos dados laboratoriais (PAVLOVIC, 2020).

Os tópicos a seguir apresentam os principais fatores que influenciam o desempenho de sistemas fotovoltaicos (Figura 2.3), abordando tanto variáveis climáticas e geográficas quanto aspectos técnicos relacionados ao projeto e à instalação dos sistemas.

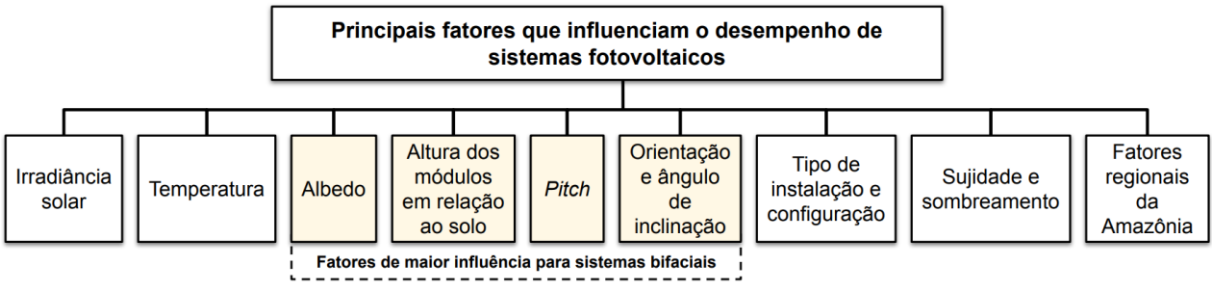


Figura 2.3: Principais variáveis de impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Pinho e Galdino (2014), Villalva (2015), IEC (2019) e Pavlovic (2020)

2.2.1 Irradiância solar

A Figura 2.4 apresenta dois gráficos que analisam o desempenho de um módulo fotovoltaico a temperatura constante de 25 ºC para diferentes níveis de irradiância. O gráfico I-V (corrente versus tensão) presente na Figura 2.4 (a) ilustra que com o aumento da irradiância, a corrente de curto-circuito cresce linearmente, enquanto a tensão de circuito aberto apresenta um aumento logarítmico, se mantida a temperatura constante. No gráfico P-V (potência versus tensão) presente na Figura 2.4 (b), verifica-se que o aumento da irradiância eleva tanto a corrente quanto a potência máxima (CARNEIRO, 2010; PINHO, GALDINO, 2014).

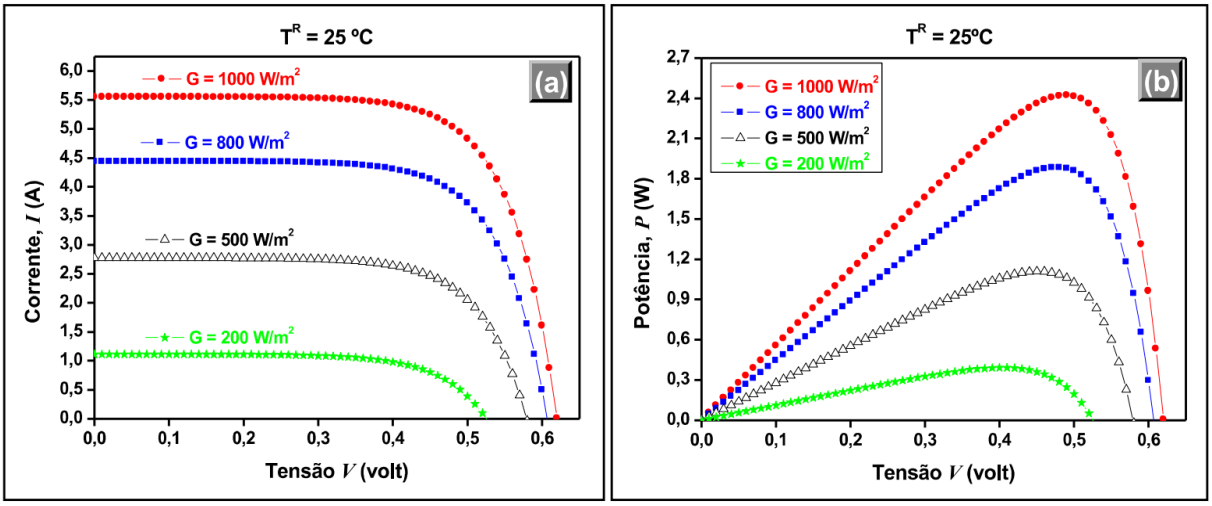


Figura 2.4: Efeito da variação da irradiação nas curvas características (a) I-V e (b) P-V

Fonte: Carneiro (2010)

2.2.2 Temperatura

A Figura 2.5 apresenta dois gráficos que analisam o desempenho de um módulo fotovoltaico a irradiação constante de 1.000 W/m^2 para diferentes valores de temperatura. O gráfico I-V presente na Figura 2.5 (a) ilustra à diminuição significativa da tensão da célula com o aumento da temperatura, enquanto a corrente apresenta uma elevação pequena, insuficiente para compensar a perda associada à redução da tensão. No gráfico P-V presente na Figura 2.5 (b), verifica-se que a potência máxima também diminui com esse aumento (CARNEIRO, 2010; PINHO, GALDINO, 2014).

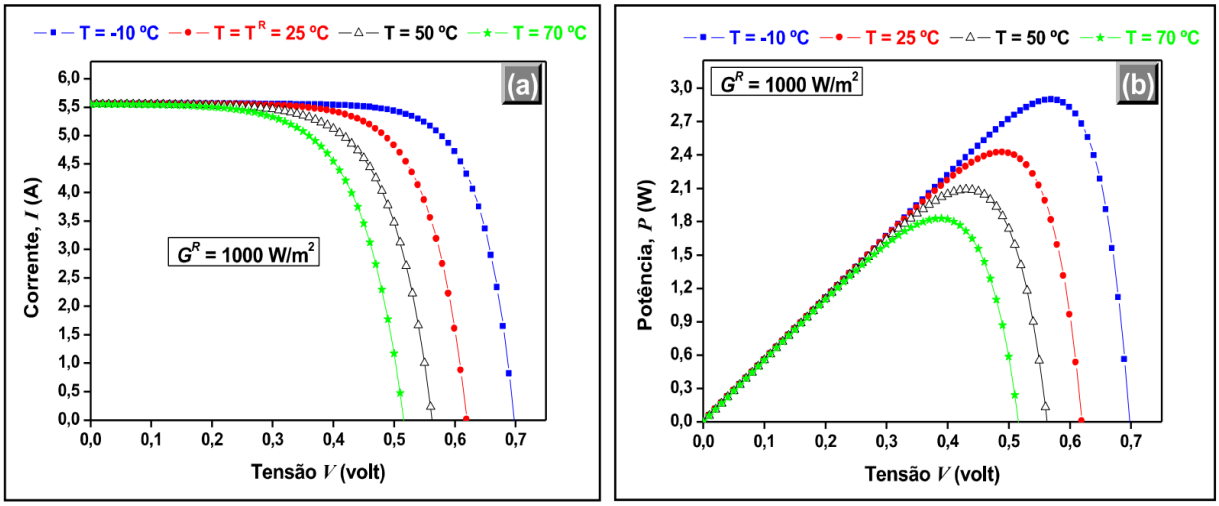


Figura 2.5: Efeito da variação da temperatura nas curvas características (a) I-V e (b) P-V

Fonte: Carneiro (2010)

No dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, a variação da tensão de circuito aberto V_{oc} em função da temperatura das células solares é um fator crítico a ser considerado. Em temperaturas mais baixas, a V_{oc} dos módulos fotovoltaicos aumenta significativamente e pode superar os limites de tensão suportados pelos inversores, comprometendo sua operação. Por outro lado, caso a V_{oc} fique abaixo do limite mínimo de entrada do inversor em determinadas condições de temperatura e irradiância, o inversor poderá não iniciar automaticamente, resultando em falhas na partida do sistema. Em caso de sobretensão, caso a V_{oc} ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor, os mecanismos de proteção serão acionados, interrompendo sua operação para evitar danos aos componentes internos do equipamento (DUFFIE; BECKMAN, 2013; XIAO, 2017).

2.2.3 Albedo

A ABNT NBR 10899 (2020) define o albedo como o índice que representa a fração da radiação solar recebida em uma unidade de área, refletida pelo solo e pelos arredores onde o dispositivo está instalado.

Esse índice, que varia de 0 a 1, conforme pode ser observado na Figura 2.6, depende das propriedades físicas das superfícies, como cor, textura e material. No entanto, mudanças sazonais, fatores ambientais, como umidade, vegetação, poeira e variações climáticas influenciam diretamente o albedo (MAITHYA, 2023; ALAM, GUL, MUNEER, 2023).

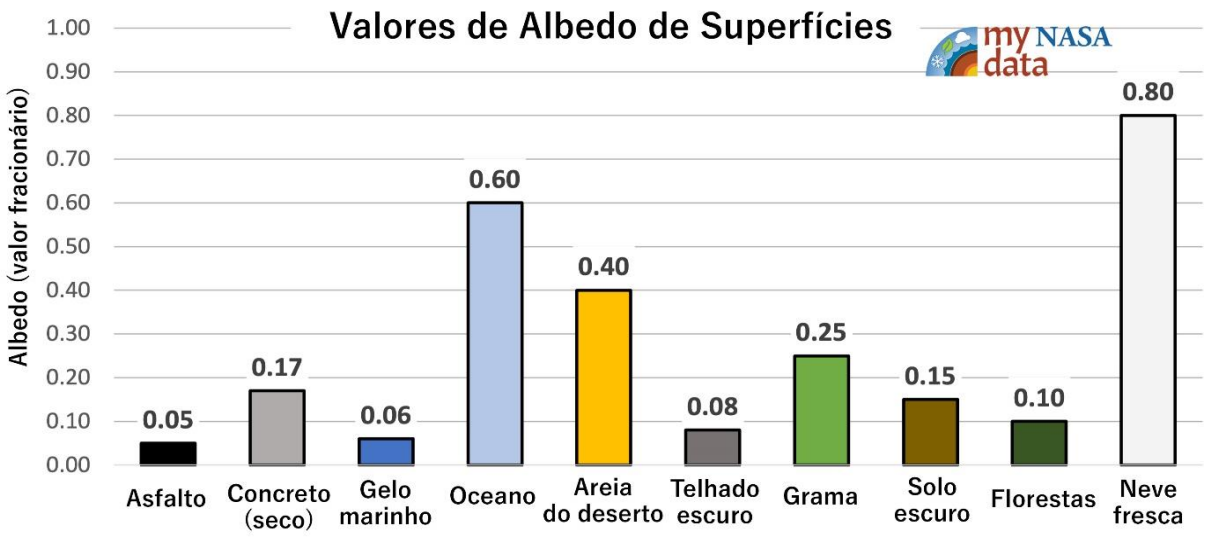


Figura 2.6: Valores de albedo para diferentes superfícies

Fonte: Adaptado a partir de NASA (2024)

De acordo com a norma ASTM E1918-06 (2015), para quantificar o albedo, utiliza-se um piranômetro posicionado próximo ao solo no local de referência. Inicialmente, o sensor é voltado para cima para medir a irradiância global incidente. Em seguida, o mesmo piranômetro é invertido para baixo, permitindo a medição da irradiância refletida pela superfície (Figura 2.7). Dessa forma, a razão entre o fluxo refletido e o fluxo incidente fornece o valor do albedo. Além do piranômetro, pode-se utilizar um albedômetro, instrumento composto por dois piranômetros projetado especificamente para essa finalidade.

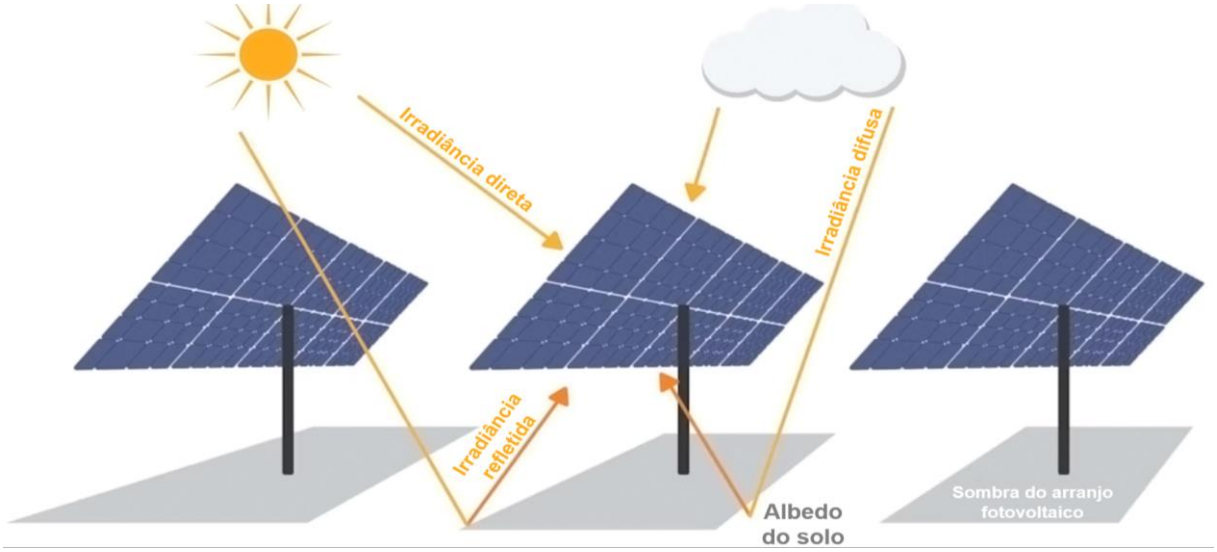


Figura 2.7: Distribuição da irradiância em um arranjo fotovoltaico

Fonte: Adaptado a partir de Salgado (2021) e RatedPower (2022)

Como exemplo prático, a Figura 2.8 apresenta estações solarimétricas utilizadas para medição do albedo do solo em um estudo realizado por Furtado *et al.* (2024) em Petrolina, Pernambuco. A medição foi realizada por meio de estações equipadas para mensurar as componentes da irradiância solar, incluindo a global horizontal (*Global Horizontal Irradiance* - GHI), a refletida (*Reflected Horizontal Irradiance* - RHI), a direta normal (*Direct Normal Irradiance* - DNI) e a difusa horizontal (*Diffuse Horizontal Irradiance* - DHI). No estudo em questão, realizado em uma área de solo arenoso, conforme pode ser observado na figura, foi registrado um albedo médio de 0,28.

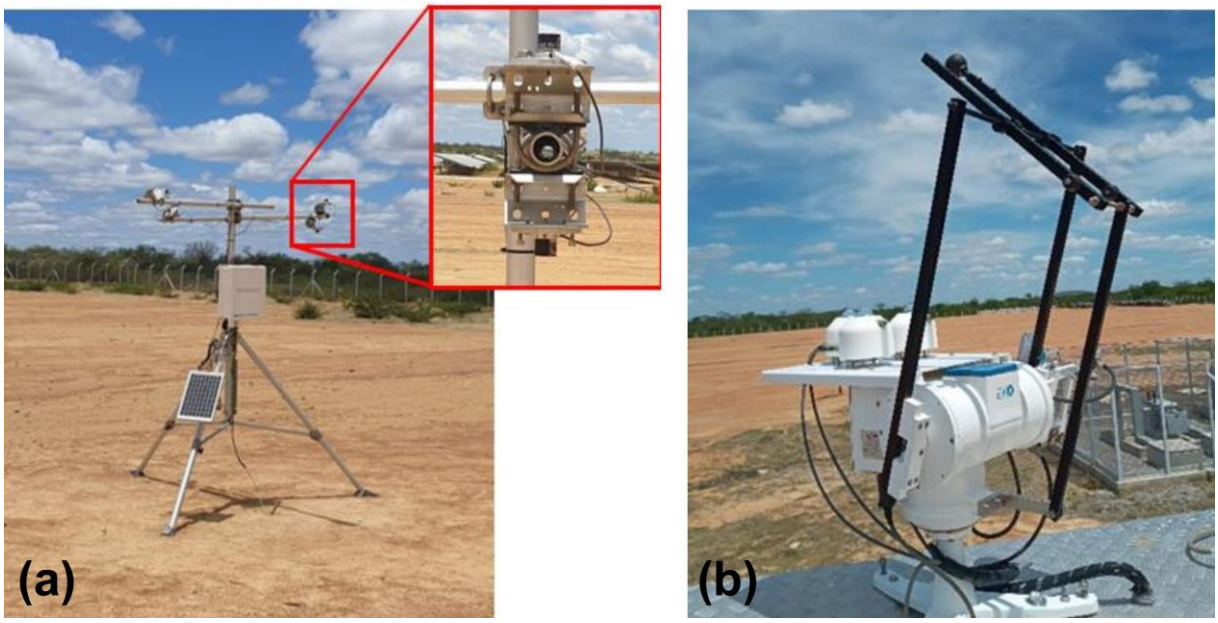


Figura 2.8: Estações solarimétricas utilizadas nas medições do estudo para: (a) albedo (RHI e GHI); (b) irradiância direta e difusa (DHI e DNI)

Fonte: Adaptado a partir de Furtado *et al.* (2024)

A avaliação do albedo é um fator determinante para estimativas de geração fotovoltaica, uma vez que o albedo pode impactar o desempenho energético dos sistemas bifaciais (PRATES; MELO; BENEDITO, 2024). No contexto brasileiro, sobretudo na região amazônica, a coloração dos corpos d'água sofre alterações ao longo do ano em função de eventos climáticos e hidrológicos (BRITO, 2008; GIA, 2021), resultando em variações sazonais do valor de albedo, no caso de painéis flutuantes. No caso dos painéis em solo, quando não há vegetação o albedo é influenciado pelo tipo de solo. Além de fatores naturais, pode-se também modificar artificialmente o albedo por meio da instalação de materiais altamente refletivos, como lonas ou pedras brancas, abaixo dos painéis fotovoltaicos.

Com a implementação dessa estratégia, com o intuito de se ter um albedo próximo ao valor da neve, a reflectância elevada da superfície clara incrementa a irradiação refletida de volta para a face posterior do painel, elevando a geração de energia nos painéis bifaciais. No entanto, a adoção de pedras brancas implica custos adicionais de aquisição e de manutenção, uma vez que o material deve permanecer limpo para preservar seu alto índice de refletividade. Em vista disso, essa decisão requer uma análise de viabilidade que contemple, de um lado, o investimento e, de outro, o benefício energético incremental. Por outro lado, caso não haja qualquer preparação do terreno e permita-se o crescimento de vegetação sob os módulos, o albedo tende a ser menor em virtude da coloração do solo.

Conforme relatado por Sun *et al.* (2018), para um solo com um valor característico de albedo de 0,25 em todas as regiões do mundo (com exceção das regiões polares), os módulos bifaciais podem alcançar um ganho bifacial máximo de 10 % em relação aos módulos monofaciais, quando instalados próximos ao solo. Entretanto, ao elevar a altura dos módulos em 1 metro, para minimizar o sombreamento próprio, e ao modificar a cobertura do solo para um valor correspondente a 0,50 de albedo, é possível alcançar ganhos de até 30 %.

Diante disso, é fundamental contemplar ajustes mensais de albedo em *softwares* de simulação, para representar com maior precisão o comportamento da irradiação refletida ao longo do tempo. Assim, com essa abordagem, é possível se ter uma estimativa de geração mais acurada, resultando em maior confiabilidade nos estudos de viabilidade e no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Além disso, a projeção energética passa a refletir melhor as condições reais de operação, fornecendo subsídios mais consolidados para a tomada de decisão sobre estratégias de intervenção no ambiente circundante desses sistemas.

2.2.4 Altura dos módulos em relação ao solo, *pitch* e impactos no sombreamento

A altura dos módulos fotovoltaicos bifaciais em relação ao solo é um parâmetro crítico para o desempenho do sistema, pois influencia diretamente o sombreamento próprio e a quantidade de irradiância refletida que atinge a superfície traseira dos módulos (PRATES; MELO; BENEDITO, 2024).

Conforme estudos de simulação conduzidos por Wang *et al.* (2015), a altura ideal acima do solo varia conforme a localização geográfica. Em regiões de alta latitude, onde o ângulo de incidência solar é mais inclinado, uma altura menor é suficiente para minimizar o

sombreamento e otimizar o aproveitamento da irradiância refletida. Por outro lado, em regiões de baixa latitude, caracterizadas por uma trajetória solar mais vertical, é necessário uma altura maior para evitar que as sombras projetadas interfiram na irradiância refletida.

À medida que a altura dos módulos aumenta, as perdas por sombreamento próprio são reduzidas significativamente até atingir um ponto de saturação, no qual aumentos adicionais na altura não resultam em ganhos energéticos adicionais, conforme pode ser observado na Figura 2.9 (WANG *et al*., 2015; SUN *et al*., 2018).

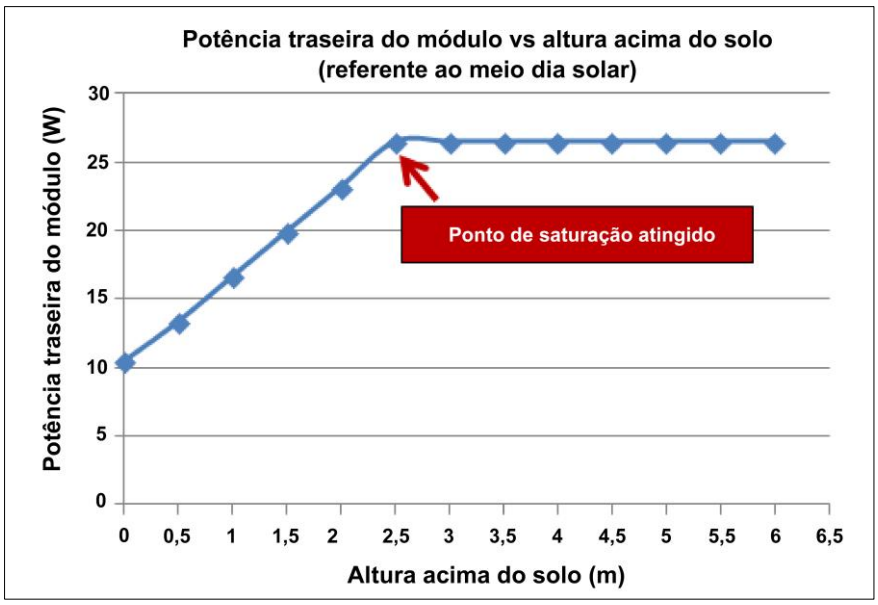


Figura 2.9: Ilustração do ponto de saturação da potência traseira do módulo em função da altura acima do solo (exemplo ilustrativo de um sistema localizado na Alemanha)

Fonte: Adaptado a partir de Wang *et al.* (2015)

O ponto de saturação é alcançado quando a sombra projetada pelo arranjo fotovoltaico deixa de cobrir qualquer parte do solo diretamente abaixo dos módulos vizinhos. Assim, a partir desse limiar, o sistema opera de forma equivalente a uma altura infinita, onde o aproveitamento de irradiância refletida é maximizada. Portanto, ultrapassar a altura de saturação não traz benefícios práticos, mas pode aumentar os custos de instalação e estrutura. É importante destacar que essa altura de saturação depende diretamente da posição geográfica, pois quanto mais distante da linha do Equador, menor tende a ser essa altura. Dessa forma, o ponto de corte da altura, onde a geração de energia se estabiliza, ou seja, a altura ideal, pode ser encontrada por meio de simulações que consideram variáveis como latitude, albedo do solo, ângulo de inclinação e espaçamento entre fileiras (WANG *et al*., 2015; SUN *et al*., 2018).

Outro parâmetro importante no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para evitar sombreamento, maximizar o aproveitamento de radiação solar e otimizar a área disponível é o *pitch*. O *pitch* é definido como a distância entre pontos equivalentes de fileiras consecutivas, ou seja, do início de uma fileira até o início da seguinte, conforme pode ser observado na Figura 2.10. Diferentemente do espaçamento, que se refere exclusivamente à distância livre entre fileiras, o *pitch* leva em consideração tanto esse espaçamento quanto a largura da própria fileira (MERMOUD, WITTMER, 2018; SALGADO, 2021). Além disso, na figura é possível observar o cálculo da relação entre a largura dos módulos fotovoltaicos e o *pitch*, denominado como taxa de ocupação do solo (GCR - *Ground Coverage Ratio*). Segundo Mermoud e Wittmer (2018), valores típicos de GCR variam entre 40 % e 60 %.

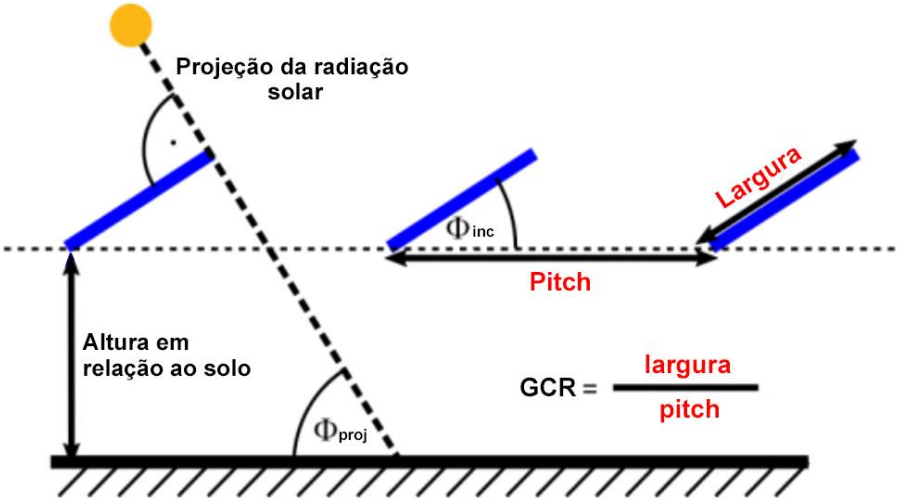


Figura 2.10: Detalhamento do *pitch* em sistema fotovoltaico

Fonte: Adaptado a partir de Mermoud e Wittmer (2018)

Valores menores de *pitch* permitem a instalação de mais fileiras em uma mesma área, aumentando a densidade do sistema. No entanto, essa configuração eleva o risco de sombreamento entre fileiras, o que pode reduzir a geração de energia, especialmente em módulos bifaciais, que dependem da radiação refletida pelo solo para otimizar o desempenho da face traseira. Por outro lado, um *pitch* maior reduz o sombreamento e melhora a ventilação, favorecendo a dissipação de calor e o resfriamento dos módulos. Contudo, essa estratégia exige uma área maior para a instalação, o que pode aumentar os custos do projeto. Além disso, o *pitch,* assim como a altura, possui um ponto de saturação, em que aumentos adicionais também não trazem ganhos significativos de radiação solar ou na redução do sombreamento (HE, 2018; TINA *et al*., 2021; LAMPUSE, 2022).

2.2.5 Orientação e ângulo de inclinação

A orientação, definida pelo ângulo de azimute, determina a direção dos módulos fotovoltaicos em relação ao norte geográfico. Em condições ideais, para localidades situadas no hemisfério sul, a face frontal dos módulos deve ser direcionada ao norte, já no hemisfério norte a orientação preferencial é voltada para o sul, a fim de maximizar a captação da irradiação solar ao longo do dia. Nesse contexto, variações no ângulo de azimute podem reduzir o desempenho do sistema, especialmente em sistemas fixos. Entretanto, ajustes no ângulo zenital para otimizar o desempenho podem ser necessários em locais com padrões climáticos específicos, como maior irradiação solar concentrada no período da tarde devido à neblina matinal, sombras sazonais ou outros fatores (PINHO, GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015).

Geralmente, o Norte Verdadeiro geral não coincide com o Norte Magnético indicado pela bússola, utilizada para orientar os módulos fotovoltaicos. Por essa razão, é necessária a correção do referencial magnético, realizada por meio da declinação magnética do local, que pode ser obtida em mapas ou programas computacionais (PINHO, GALDINO, 2014). Para isso, a *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), disponibiliza uma calculadora de campo magnético para estimar esse valor da declinação magnética globalmente (NOAA, 2024).

Conforme ilustrado na Figura 2.11, a orientação dos módulos é representada pelo ângulo de azimute (A_M), que define a direção em relação ao norte geográfico, enquanto a inclinação dos módulos é caracterizada pelo ângulo (θ_M) em relação ao plano horizontal.

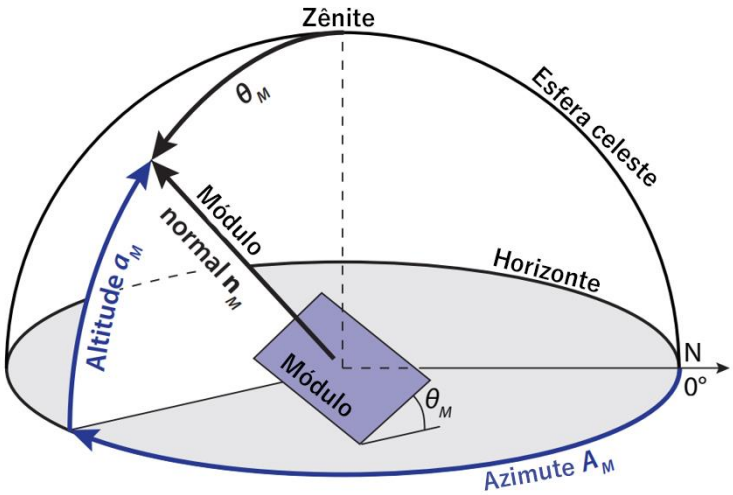


Figura 2.11: Representação dos ângulos utilizados para descrever a orientação de um módulo fotovoltaico instalado em um plano horizontal

Fonte: Adaptado a partir de Jäger *et al.* (2016)

A inclinação dos módulos, determinada pela latitude do local, regula o ângulo de incidência da radiação solar direta. O ângulo de inclinação ideal para maximizar a geração anual de energia corresponde aproximadamente à latitude do local, com variações de até ± 10 ° sem impactos significativos no desempenho. Além disso, em regiões próximas ao equador, onde as latitudes são menores, para reduzir o acúmulo de poeira, sujeira e favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva, que pode comprometer o desempenho do sistema, recomenda-se uma inclinação mínima de 10 °. No entanto, dependendo da aplicação e das condições climáticas ao longo do ano, inclinações diferentes podem ser adotadas para priorizar a geração em períodos específicos (PINHO, GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015).

2.2.6 Tipo de instalação e configuração

Os sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais podem ser instalados em solo, telhados, edifícios, estacionamentos ou em plataformas flutuantes. Por sua vez, os sistemas fotovoltaicos flutuantes utilizam plataformas e podem ser implementados em corpos d'água como lagos, reservatórios, represas, estações de tratamento de água e ambientes marinhos. Adicionalmente, podem demandar um sistema de ancoragem, motores para ajuste de posição e rastreadores. Desse modo, cada tipo de instalação é projetado para otimizar a geração de energia, explorando características específicas, mas sua escolha e configuração são orientadas pelas condições locais e pelas necessidades do projeto, fatores que afetam diretamente o desempenho do sistema (NREL 2021; NREL 2021a; WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS, 2019).

A Figura 2.12, elaborada por Kopecek e Libal (2021), apresenta diferentes configurações de instalação de módulos fotovoltaicos bifaciais, bem como os perfis de desempenho, detalhadas da seguinte forma: (a) inclinação fixa (Norte-Sul): configuração clássica que pode alcançar ganhos de bifaciais de até 30 % em sistemas de grande escala, quando a geometria de instalação é otimizada (altura mínima de 0,5 m do solo, maximização da irradiação na face traseira, alta distância entre fileiras e albedo elevado); (b) posição horizontal: frequentemente utilizada em coberturas para estacionamentos; (c) posição vertical (Leste-Oeste): utilização em sistemas agrivoltaicos, para o uso simultâneo da terra; (d) sistema com rastreamento (Leste-Oeste): rastreamento de eixo único, para maior geração de energia (redução do LCOE em diversos cenários) e; (e) perfis de geração diária: comparação do desempenho entre módulos bifaciais e monofaciais em diferentes configurações.

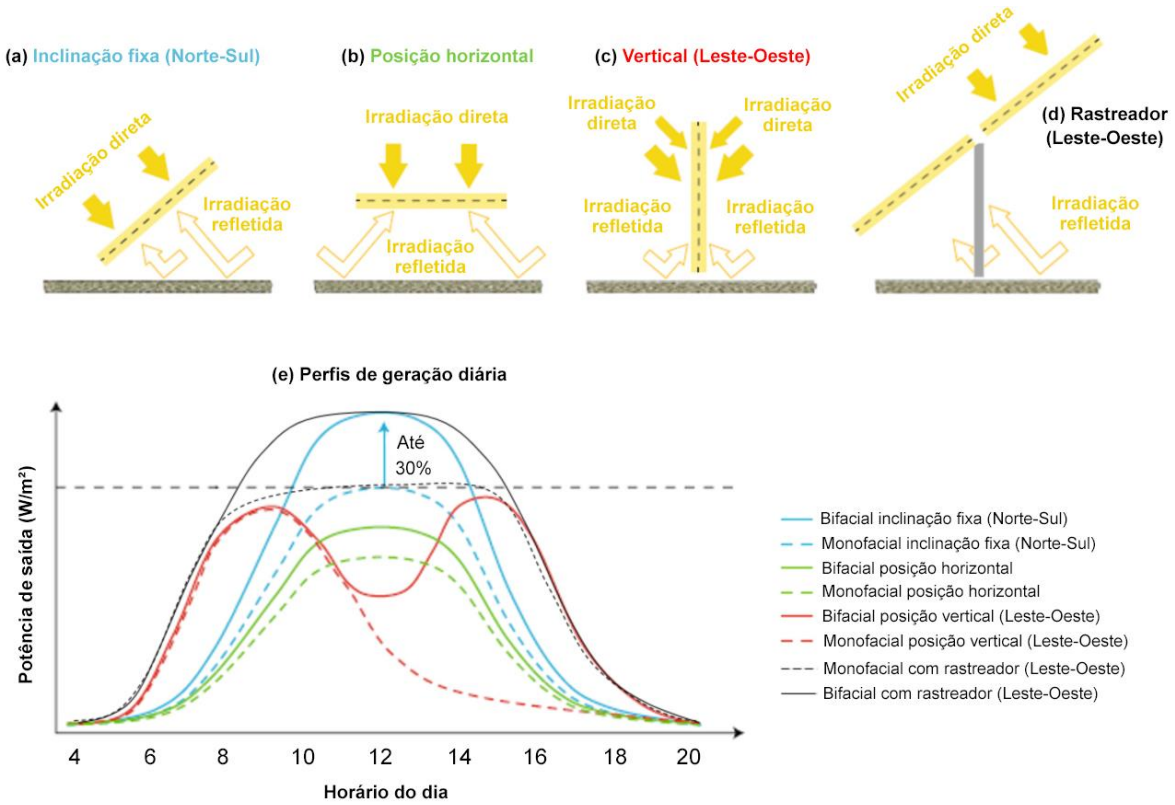


Figura 2.12: Tipos de configurações de instalação de módulos bifaciais e perfis de geração diária (comparação entre bifaciais e monofaciais)

Fonte: Adaptado a partir de Kopecek e Libal (2021)

De acordo com Rodriguez-Gallegos *et al.* (2020), sistemas com rastreamento oferecem desempenho superior em comparação às configurações de inclinação fixa. Embora o rastreamento de dois eixos produza um leve incremento em relação ao rastreamento de um eixo, em latitudes de até ± 60 °, o sistema bifacial de um eixo supera o sistema monofacial de dois eixos. Além disso, a configuração monofacial de um eixo permite ganhos energéticos maiores quando comparada a sistemas bifaciais de inclinação fixa.

2.3 Caracterização da área de estudo: Rio Xingu e o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

O Rio Xingu, localizado na região Norte do Brasil, tem sua nascente no estado do Mato Grosso, na região do Parque Indígena do Xingu. Ao seguir em direção ao norte, recebe importantes afluentes enquanto atravessa o estado do Pará, até chegar à sua foz no Rio Amazonas, próximo à cidade de Porto de Moz. Todo o curso do Rio Xingu está inserido na

Bacia Amazônica. Suas margens são habitadas por diversas comunidades, incluindo principalmente povos indígenas e ribeirinhos, que dependem diretamente dos recursos naturais da região para sua subsistência (FERREIRA, 2019; MELO, PINTO, 2022).

A Figura 2.13 apresenta a Bacia Amazônica, destacando o curso do Rio Xingu. Segundo a Aliança Águas Amazônicas (2022), o Rio Xingu, com quase 2.500 km de extensão, contribui com cerca de 4 % do volume total de água que o Rio Amazonas despeja anualmente no oceano Atlântico. Além disso, destaca-se por ser um dos principais rios da região amazônica, com importância ecológica, cultural e econômica.

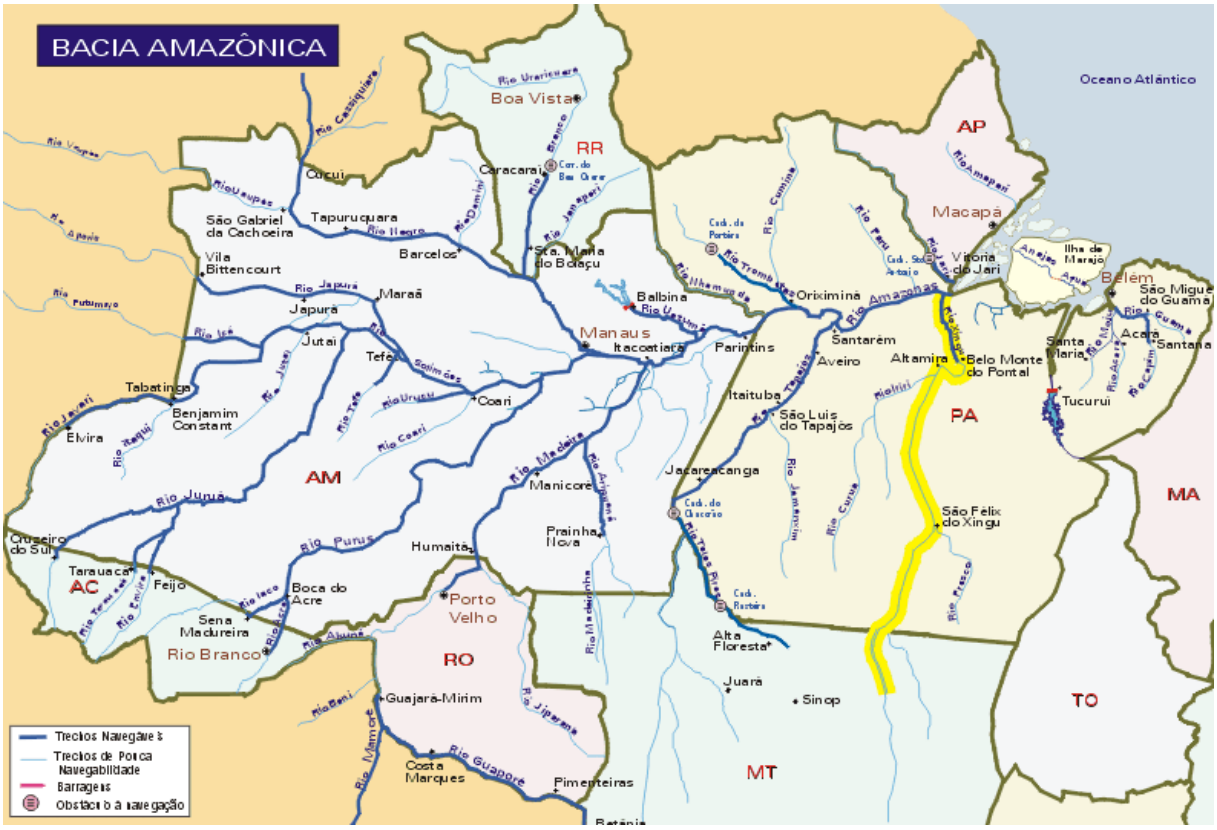


Figura 2.13: Mapa da Bacia Amazônica destacando o curso do rio Xingu (em amarelo)

Fonte: Aventureiro (2011)

A construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte, iniciada em 2010, foi planejada para aproveitar o potencial hidrelétrico do rio Xingu, especificamente na região da Volta Grande do Xingu. Esse projeto representa a maior iniciativa brasileira de geração de energia elétrica totalmente nacional, com capacidade instalada de 11.233 MW, Belo Monte representa aproximadamente 11 % do Sistema Interligado Nacional. Sua inauguração, em 2016, resultou

em mudanças significativas no curso do rio Xingu, como pode ser observado na Figura 2.14 (ANA, 2023; NORTE ENERGIA S. A., 2024).

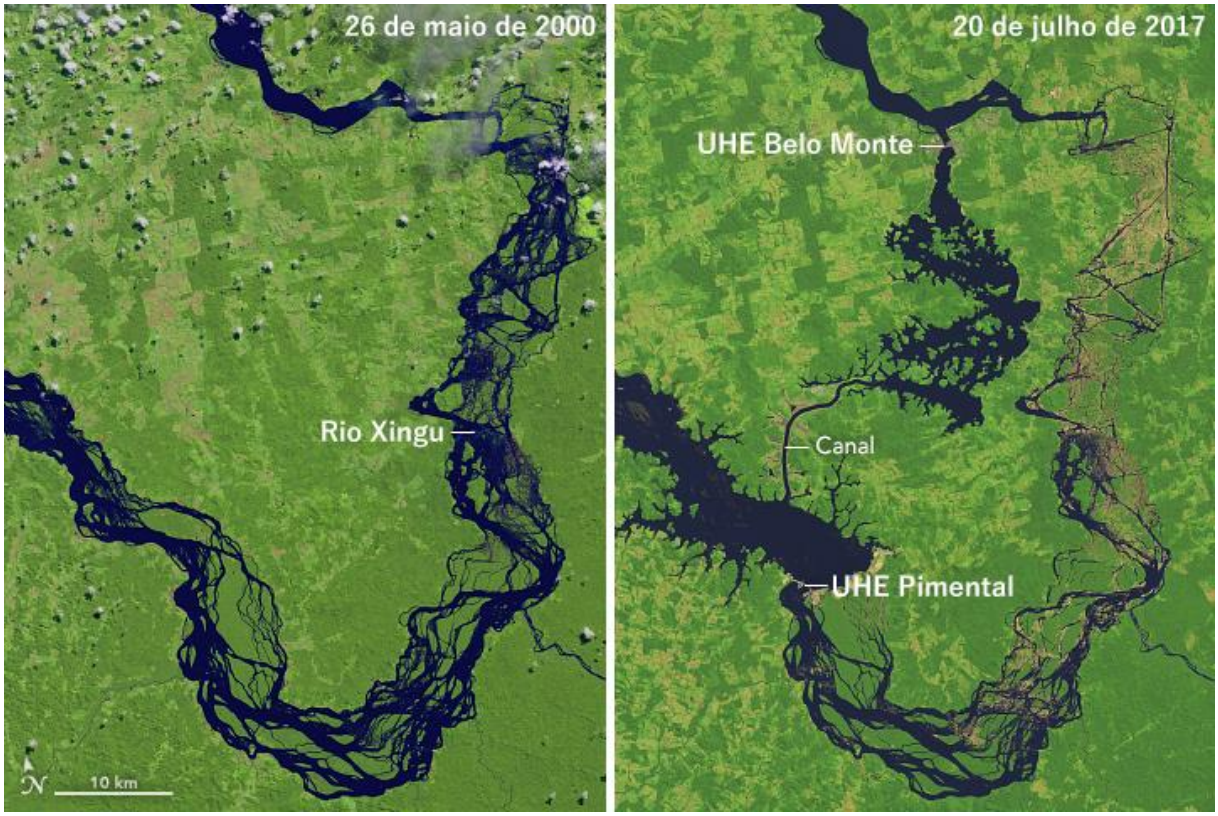


Figura 2.14: Comparação da Volta Grande do Rio Xingu: condições hidrológicas antes e após a construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

Fonte: Adaptado a partir de NASA Earth Observatory (2018)

Construída e operada pela empresa Norte Energia S. A., a capacidade instalada do complexo hidrelétrico de Belo Monte é distribuída entre as duas casas de força:

- Casa de força principal (UHE Belo Monte);
- Casa de força complementar (UHE Pimental).

Ambas estão localizadas no município de Vitória do Xingu, no estado do Pará (NORTE ENERGIA S. A., 2019).

A UHE Belo Monte, que pode ser vista na Figura 2.15**,** possui uma capacidade instalada de 11.000 MW e com uma queda líquida de 87,5 metros, sendo equipada com 18 unidades geradoras do tipo Francis, contribuindo com uma média de geração de energia de 4.571 MW (NORTE ENERGIA S. A., 2019).

Figura 2.15: UHE Belo Monte

Fonte: Jornal da USP (2021)

Por sua vez, a casa de força complementar, UHE Pimental, ilustrada na Figura 2.16, possui uma capacidade instalada de 233 MW e uma queda líquida de 11,6 metros, equipada com 6 unidades geradoras do tipo Bulbo Kaplan (EPE, 2011; NORTE ENERGIA S. A., 2019).

Figura 2.16: UHE Pimental

Fonte: MEGAWHAT (2023)

O complexo é classificado como um sistema de usinas de fio d'água e compreende dois reservatórios que totalizam 478 km² de área. Conforme ilustrado na Figura 2.17, o Reservatório Principal que abastece a UHE Pimental ocupa uma área de 359 km², dos quais 228 km² correspondem ao leito natural do rio Xingu. Em contrapartida, para suprir a demanda hídrica da UHE Belo Monte, foi construído um Canal de Derivação, com extensão de 20 km, que conduz água ao Reservatório Intermediário, que compreende uma área de 119 km² (NORTE ENERGIA S. A., 2019).

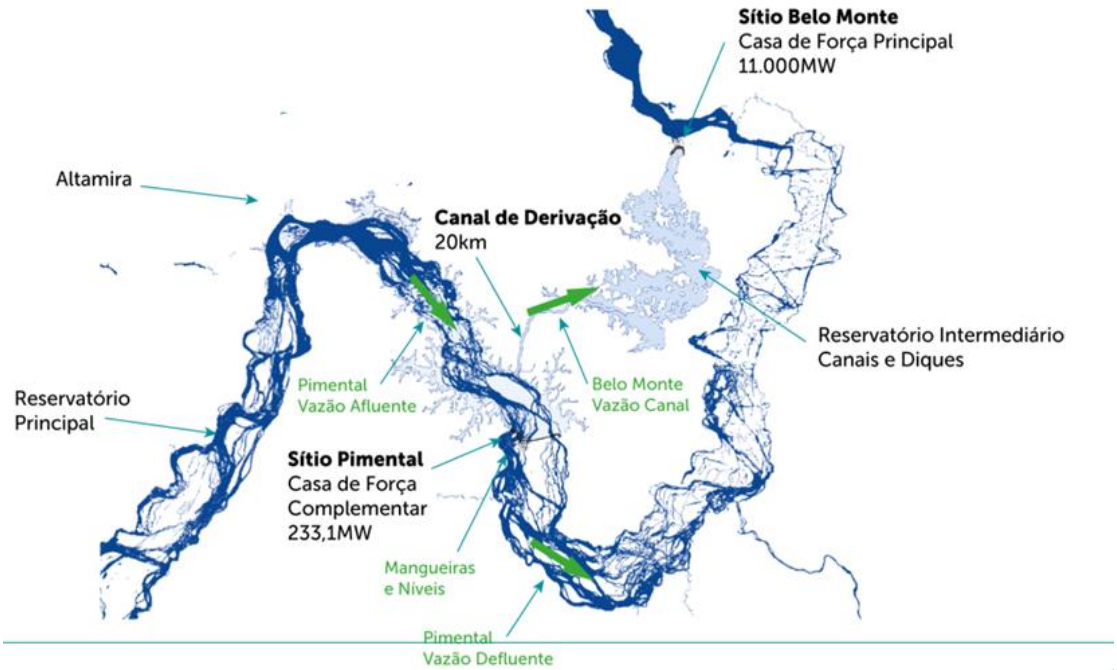


Figura 2.17: Mapa esquemático do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

Fonte: Norte Energia S.A. (2022)

Além de sua importância estratégica para o setor elétrico brasileiro, o reservatório da UHE Belo Monte reúne condições ambientais e operacionais favoráveis à experimentação de tecnologias inovadoras em energia solar. A seleção desta área para o desenvolvimento de projetos de P&D justifica-se não apenas pela elevada disponibilidade de irradiância solar na região equatorial e pela infraestrutura elétrica já existente, mas também por sua representatividade no contexto amazônico, que é caracterizado por um clima equatorial úmido, elevado índice pluviométrico e particularidades hidrológicas.

Nesse contexto, a realização do projeto de P&D na UHE Pimental se destaca pelas características únicas da região ao avaliar o desempenho de tecnologias fotovoltaicas em escala piloto sob condições operacionais reais. A combinação de diferentes configurações (como sistemas em solo e flutuantes, com ou sem rastreamento solar) e tipos de módulos (monofaciais e bifaciais) permite gerar conhecimento técnico sobre os desafios e as oportunidades da implantação de sistemas fotovoltaicos na região amazônica, além de subsidiar futuras decisões sobre a viabilidade e a replicação dessas soluções em contextos semelhantes.

Diante dessas particularidades, no subtópico a seguir, serão discutidos os fatores ambientais adicionais que impactam diretamente o desempenho de sistemas fotovoltaicos na região amazônica.

2.4 Fatores adicionais característicos da região da Amazônica em estudo

A implantação de sistemas fotovoltaicos na região Amazônica impõe desafios adicionais devido às suas características climáticas e geográficas únicas. A combinação entre alta irradiância solar e clima tropical úmido — com elevada umidade relativa, temperaturas constantemente altas e altos índices de precipitação — influencia diretamente a operação, o desempenho e a durabilidade dos módulos fotovoltaicos (OGBOMO *et al*., 2017; RAHMAN *et al*., 2023; INMET, 2025).

Dados climáticos de Altamira, cidade próxima onde a UHE Pimental está localizada e onde se encontra o sistema em estudo, evidenciam uma umidade relativa média anual do ar de aproximadamente 80 %, com base em uma série histórica de cerca de 23 anos de medições. Em março, período mais chuvoso do ano, a média mensal atinge cerca de 86 % (INMET, 2025).

Essas condições ambientais afetam diretamente o comportamento dos módulos. A combinação de umidade elevada, calor e precipitação intensa favorece mecanismos de corrosão em partes metálicas, acelera a degradação das células, aumenta as correntes de fuga e pode induzir processos de delaminação nas camadas dos módulos. Como resultado, o desempenho real ao longo da vida útil pode divergir significativamente das estimativas obtidas em condições padronizadas de laboratório (HOFFMANN, KOEHL, 2014; ISLAM, HASANUZZAMAN, RAHIM, 2018).

A umidade influencia, na prática, tanto a aderência de sujeira à superfície dos módulos quanto o desempenho elétrico da linha de transmissão entre os módulos e o inversor. Em condições de elevada umidade, a impedância da linha pode ser significativamente alterada, dificultando o acionamento do inversor no início da geração. Em alguns casos, mesmo após o nascer do sol, observa-se atraso na partida do inversor devido à baixa impedância provocada pela umidade excessiva presente no sistema (SOLIS, 2023).

Outro aspecto relevante é a sujidade acumulada nos módulos, intensificada por fatores característicos da região, como vegetação densa, detritos orgânicos, poeira em suspensão e excrementos de aves. Além disso, a baixa latitude, associada à adoção de ângulos de inclinação reduzidos, favorece a retenção de sujeira sobre os módulos e torna o acúmulo mais persistente (MANI, PILLAI 2010; PINHO, GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015). Os principais fatores que influenciam esse acúmulo estão representados na Figura 2.18.

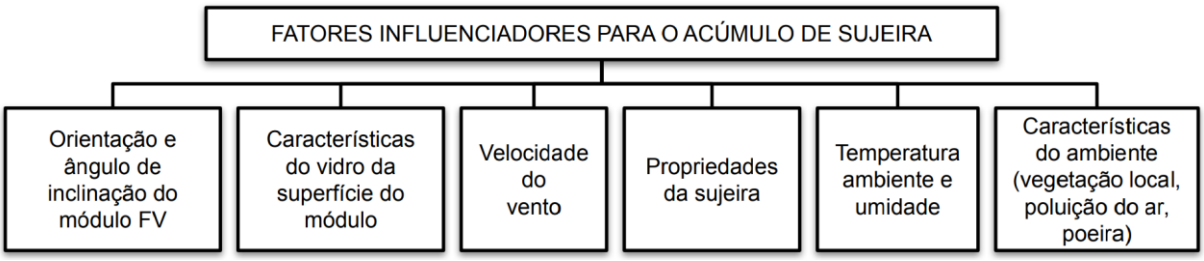


Figura 2.18: Fatores influenciadores para o acúmulo de sujeira

Fonte: adaptado a partir de Mani e Pillai (2010)

Apesar dos desafios relacionados à sujidade, em determinados contextos a elevada frequência de chuvas pode ser considerada um fator positivo. Estudos indicam que chuvas regulares, sem longos períodos de estiagem, ajudam a manter a sujidade em níveis reduzidos, resultando em perdas da ordem de 2 %. Por outro lado, em períodos com menor precipitação, especialmente em regiões com estações secas prolongadas, essas perdas podem se elevar para cerca de 5 % ou até 7 %, dependendo das condições locais, da cobertura vegetal e da deposição de partículas no ambiente. Embora a chuva ajude na remoção de poeira superficial, o excesso de umidade favorece a formação de fungos e algas sobre a superfície dos módulos, que não são facilmente removidos pela precipitação, exigindo intervenções manuais mais intensas para limpeza eficaz (WALKER, 2018; AURORA SOLAR, 2021)

Considerando essas particularidades, é fundamental incorporar os efeitos ambientais regionais na simulação e análise de perdas dos sistemas fotovoltaicos na Amazônia, para obter estimativas mais realistas. No entanto, vale destacar que o *software* PVsyst adota como valor padrão, uma perda de 3 % para sujidade, independentemente da localização geográfica. (PVSYST, 2024). Contudo, esse valor genérico pode não refletir adequadamente a realidade de ambientes específicos como o bioma amazônico.

Esses fatores ambientais exigem estratégias específicas de manutenção, que considerem tanto a frequência quanto a viabilidade logística das intervenções. A limpeza dos módulos, por exemplo, pode demandar mais regularidade do que em outras regiões, mesmo quando a chuva é abundante. No entanto, a logística de manutenção em áreas remotas da Amazônia representa um desafio adicional. A indisponibilidade de peças, a escassez de mão de obra técnica local e a dificuldade de acesso durante períodos de cheia ou chuvas intensas podem comprometer a agilidade na resolução de falhas. Devido a isso, essa realidade reforça a importância de projetos com componentes de alta durabilidade e planos de manutenção preventiva bem estruturados. (IEMA, 2023; ABDULLA, SLEPTCHENKO, NAYFEH, 2024)

2.5 Indicadores de desempenho (Figuras de mérito)

Para avaliar o desempenho de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), utilizam-se indicadores de produtividade, conhecidos como figuras de mérito. Derivados de equações matemáticas, esses indicadores são valores numéricos aplicados para comparar, avaliar e verificar a necessidade de otimização do sistema. Assim, as figuras de mérito analisam o desempenho do sistema por meio de seus balanços energéticos, sendo uma maneira de quantificar o desempenho do sistema ao considerar os fluxos de entrada e saída de energia. Tais indicadores são amplamente aplicados na engenharia de SFCRs devido à sua praticidade e utilidade na análise técnica (ZILLES *et al.*, 2012).

A seguir, serão apresentadas as principais figuras de mérito utilizadas para SFCRs:

- Produtividade final do sistema (*Yield Final* - Y_f);
- Desempenho global do sistema (*Performance Ratio* - PR);
- Fator de capacidade (FC);
- Ganho bifacial (GB);
- Fator de dimensionamento do inversor (FDI).

Embora o *software* PVsyst forneça diretamente diversas métricas para a análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos (como produtividade final, *performance ratio* e fator de dimensionamento do inversor, além de permitir o cálculo do fator de capacidade com base na energia gerada anual e na potência nominal do sistema), a inclusão de seus métodos de cálculo nesta seção tem como objetivo esclarecer os fundamentos teóricos dessas métricas.

2.5.1 Produtividade final do sistema (*Yield Final* - Y_f)

Para quantificar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, iniciou-se pela análise da produtividade final do sistema, representado por Y_f (*Final System Yield*), conforme orientações da norma IEC 61724-3:2016, que estabelece diretrizes para o monitoramento de desempenho de sistemas fotovoltaicos (IEC, 2016). O Y_f é uma métrica que permite avaliar a geração de energia do sistema fotovoltaico de maneira proporcional à sua potência instalada, sendo calculada conforme descrito na Equação 2.3.

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0} \qquad \text{Equação 2.3}$$

Onde:

$\boldsymbol{E_{out}}$**:** energia total gerada pelo sistema fotovoltaico durante um período específico, em quilowatt-hora (kWh);

$\boldsymbol{P_0}$**:** potência nominal ou capacidade instalada do sistema, em quilowatt-pico (kWp).

Segundo Zilles *et al.* (2012), o Y_f, denominado pelos autores como EE (Energia Específica), tem como objetivo possibilitar a comparação da geração de energia de SFCRs de diferentes tamanhos e localizações. Como essa métrica normaliza a produção da usina fotovoltaica em relação à potência instalada, permite a avaliação do desempenho de sistemas com capacidades nominais distintas. Em outras palavras, representa o número de horas em que a usina operou em sua potência nominal ao longo de um período determinado (SINGH; KUMAR; VIJAY, 2014).

2.5.2 Desempenho global do sistema *(Performance Ratio* - PR)

O desempenho global do sistema, conhecido como PR (*Performance Ratio*) é um indicador amplamente utilizado para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. O PR é definido como a razão entre o desempenho real do sistema (energia efetivamente gerada) e o desempenho teórico máximo possível (energia que seria gerada em STC). Ao possibilitar medir o grau de aproveitamento com que a irradiação solar incidente pelos módulos fotovoltaicos é convertida em energia elétrica entregue ao consumidor final, sendo a potência nominal dos módulos a referência para o cálculo, o PR leva em conta todas as perdas associadas ao processo de conversão de energia, incluindo perdas causadas por temperatura elevada, acúmulo de sujeira, incompatibilidade, ineficiência do inversor, além de outras perdas relacionadas à operação do sistema (DIERAUF *et al.*, 2013; NASCIMENTO *et al.*, 2020; IEC, 2021; SALGADO, 2021).

O cálculo do PR segue o método padrão estabelecido pela formulação proposta na norma IEC 61724-1 (2021). Este índice é calculado conforme a Equação 2.4 .

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\left(\frac{E_{out}}{P_0}\right)}{\left(\frac{H_i}{G_{i,ref}}\right)} = \frac{E_{out} \times G_{i,ref}}{P_0 \times H_i} \qquad \text{Equação 2.4}$$

Onde:

$\boldsymbol{E_{out}}$**:** energia total gerada pelo sistema fotovoltaico durante um período específico, em quilowatt-hora (kWh);

$\boldsymbol{P_0}$**:** potência nominal ou capacidade instalada do sistema, em quilowatt-pico (kWp).

$\boldsymbol{Y_f}$**:** representa a produtividade final (*yield final*) do sistema fotovoltaico;

$\boldsymbol{Y_r}$**:** simboliza a produtividade teórica esperada do sistema;

$\boldsymbol{H_i}$**:** irradiação total no plano dos módulos durante o período analisado (kWh/m^2);

$\boldsymbol{G_{i,ref}}$**:** irradiância de referência (1000 W/m²).

A aplicação da equação padrão do PR para sistemas monofaciais em módulos bifaciais pode resultar em valores que não refletem corretamente o desempenho do sistema, uma vez que não considera a contribuição da face traseira do módulo. Dessa forma, equação do PR para sistemas monofaciais apresentada acima, pode ser adaptada para sistemas bifaciais ao incluir o fator de irradiância bifacial (*Bifacial Irradiance Factor* - BIF), que corrige a irradiância total (frontal + traseira). O cálculo do PR bifacial segue a mesma lógica do PR monofacial, conforme a Equação 2.5, mas com a inclusão do BIF (IEC, 2021). Vale destacar que existem diferentes abordagens para a incorporação do fator de bifacialidade.

$$PR_{bif} = \frac{Y_f}{Y_{r,bif}} = \frac{\left(\frac{E_{out}}{P_0}\right)}{\left(\frac{H_i \times BIF}{G_{i,ref}}\right)} = \frac{E_{out} \times G_{i,ref}}{P_0 \times H_i \times BIF} \qquad \text{Equação 2.5}$$

Onde:

$\boldsymbol{Y_{r,bif}}$**:** simboliza a produtividade teórica esperada do sistema bifacial.

Sendo BIF determinado pela Equação 2.6:

$$BIF = 1 + \varphi \times \frac{G_{rear}}{G_{front}} \qquad \text{Equação 2.6}$$

Onde:

$\boldsymbol{\varphi}$**:** corresponde ao coeficiente de bifacialidade, que pode ser obtido por meio da razão entre as eficiências das faces traseira e frontal do módulo fotovoltaico, sendo geralmente fornecido nas especificações técnicas do módulo;

$\boldsymbol{G_{rear}}$**:** irradiância na parte traseira do módulo bifacial (W/m²);

$\boldsymbol{G_{front}}$**:** irradiância na parte frontal do módulo bifacial (W/m²).

É importante esclarecer que o PVSyst utiliza, por padrão, a equação convencional de cálculo do PR, o que pode levar a interpretações equivocadas sobre o real desempenho dos sistemas bifaciais. Embora o PVSyst permita simular sistemas bifaciais, o PR reportado (médio e mensal) ainda segue a lógica tradicional, sem aplicar diretamente a correção bifacial na fórmula do PR. Nas simulações de sistemas bifaciais, o PR bifacial médio (anual) é apresentado de forma separada dos resultados principais do relatório, sendo, por definição, inferior ao PR convencional (PVSYST, 2024).

O PR permite comparar sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes locais e avaliar o desempenho sob diversas condições (NASCIMENTO *et al*., 2020). No entanto, como a temperatura impacta significativamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, uma alternativa recomendada é utilizar o PR corrigido pela temperatura. Desse modo, ao aplicar um fator de correção que considera a variação de temperatura dos módulos em operação, torna comparação entre sistemas em diferentes localizações mais realista (DIERAUF *et al*., 2013; IEC, 2021).

Entretanto, neste estudo, optou-se por não incluir o cálculo do "PR corrigido", pois os dois sistemas fotovoltaicos propostos para comparação (monofacial e bifacial), estão situados no mesmo local e expostos às mesmas condições climáticas. Vale ressaltar que, o foco deste trabalho é comparar o desempenho de dois sistemas em condições idênticas, quantificar o ganho de geração associado à tecnologia bifacial em relação à monofacial e não isolar o impacto específico da temperatura no desempenho. Dessa forma, as temperaturas de operação dos módulos, ainda que possam variar devido a diferença entre as tecnologias, tendem a sofrer influências similares.

Por fim, é importante ressaltar que o PR "tradicional", sem a correção de temperatura, conforme estabelecido pela IEC 61724-1 (2021), já é considerado um parâmetro confiável para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em um mesmo ambiente.

2.5.3 Fator de capacidade (FC)

O fator de capacidade (FC) é uma métrica utilizada para avaliar o desempenho de usinas de geração de energia. Por meio do FC, é possível comparar a energia efetivamente gerada pela usina com o máximo teórico que seria gerado em condições ideais de operação contínua na capacidade nominal durante um determinado período. O cálculo do fator de capacidade, geralmente expresso em porcentagem, é realizado conforme a Equação 2.7 (SANCHEZ-PEREZ, KURTZ, 2020; MAIA, 2021).

$$FC = \frac{E_{out}}{P_0 . T} = \frac{E_{out}}{P_0 \times 24 \times 365} \qquad \text{Equação 2.7}$$

Onde:

$\boldsymbol{E_{out}}$**:** representa a energia total gerada pelo sistema fotovoltaico durante um período específico, medida em quilowatt-hora (kWh);

$\boldsymbol{P_0}$**:** potência nominal ou capacidade instalada do sistema, em quilowatt-pico (kWp).

$\boldsymbol{T}$**:** refere-se ao tempo total do período avaliado.

No caso de usinas solares, o fator de capacidade é influenciado tanto pelo sistema quanto por fatores externos, como condições climáticas e interrupções na rede elétrica. Dessa forma, embora oscilações sazonais possam impactar a geração em períodos curtos, a análise desse fator ao longo de intervalos mais extensos permite identificar tendências operacionais e otimizar a gestão da usina. Além disso, uma de suas principais vantagens é a independência em relação a dados de irradiância, o que possibilita uma avaliação objetiva da relação entre a energia gerada e a capacidade instalada ao longo do tempo (SANCHEZ-PEREZ; KURTZ, 2020).

2.5.4 Ganho bifacial (GB)

Em um módulo bifacial, a energia gerada pela face frontal e pela face traseira ocorre simultaneamente. Dessa forma, para quantificar o ganho bifacial de energia (GB) é utilizado a razão entre a energia gerada pela face traseira e a face frontal, conforme a Equação 2.8 (DU *et al.*, 2021).

$$GB\ (\%) = \frac{(E_{rear}\ )}{E_{front}} \times 100 \qquad \text{Equação 2.8}$$

Onde:

$\boldsymbol{E_{rear}}$: representa a energia gerada pelo módulo bifacial (kWh);

$\boldsymbol{E_{front}}$: representa a energia gerada pelo módulo monofacial (kWh).

Embora seja possível medir separadamente a geração de energia das faces frontal e traseira ao bloquear alternadamente cada uma delas sob irradiação constante e em condições controladas, uma alternativa prática para o cálculo do ganho bifacial é utilizar módulos monofaciais como referência, conforme descrito na Equação 2.9. Entretanto, essa abordagem é válida desde que os módulos monofaciais apresentem características elétricas e especificações semelhantes às dos módulos bifaciais (DU *et al*., 2021; MELO *et al*., 2022).

$$GB\ (\%) = \frac{\left(E_{bifacial} - E_{monofacial}\right)}{E_{monofacial}} \times 100 \qquad \text{Equação 2.9}$$

Onde:

$\boldsymbol{E_{bifacial}}$: representa a energia gerada pelo módulo bifacial (kWh);

$\boldsymbol{E_{monofacial}}$: representa a energia gerada pelo módulo monofacial (kWh).

Conforme discutido nos subtópicos anteriores, o desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos bifaciais é fortemente influenciado por fatores como albedo, altura de instalação e espaçamento entre fileiras. Superfícies com valores elevados de albedo, módulos instalados em maior altura e fileiras mais espaçadas favorecem o aumento da irradiância refletida para a face traseira dos módulos, maximizando o ganho bifacial e, consequentemente, a geração de energia elétrica ASGHARZADEH , 2018; JANG; LEE, 2020).

No entanto, segundo Marion *et al.* (2020) e Riedel-Lyngskær *et al.* (2022), nos sistemas fotovoltaicos monofaciais, a fração da irradiância efetiva proveniente da radiação refletida pelo solo varia entre 1 % e 3 %, podendo ser inferior a 1 % quando os módulos possuem inclinação menor que 25 °.

Os resultados das simulações de Baesso *et al.* (2024), apresentados na Figura 2.19, evidenciam um aumento progressivo nos valores de PR (PR padrão do PVsyst), produção anual e fator de capacidade ao longo das diferentes configurações analisadas. Observa-se que os módulos bifaciais apresentam maior desempenho, especialmente quando instalados sobre superfícies de alto albedo. Além disso, a elevação da estrutura em relação ao solo contribui para a maximização do aproveitamento da radiação refletida, resultando em um aumento nos

indicadores de desempenho. Ademais, nota-se que o *pitch* (denominado espaçamento entre fileiras pelo autor) também influencia os resultados.

Em síntese, os resultados evidenciam o potencial da tecnologia bifacial. A combinação de uma superfície de alto albedo, maior altura e *pitch* adequado podem resultar em ganhos bifaciais superiores a 25 % em relação a tecnologia monofacial. No entanto, o incremento adicional de energia gerada deve ser justificada pelos investimentos extras necessários para atingir esses ganhos energéticos (BAESSO *et. al*., 2024).

Sistema	Superfície do Terreno	Albedo	Altura acima do solo (m)	Espaçamento (m)	PR	Energia Final (MWh/ano)	FC	Ganho Bifacial
Monofacial	Grama	0,25	0,5	3,5	72,38%	20,48	14,76%	-
Bifacial	Grama	0,25	0,5	3,5	75,32%	21,30	15,35%	4,00%
				4,5	75,38%	21,32	15,36%	4,10%
				5,5	75,42%	21,33	15,37%	4,15%
				6,5	75,44%	21,34	15,38%	4,20%
			1	3,5	76,81%	21,72	15,65%	6,05%
			1,5		77,74%	21,99	15,85%	7,37%
			2,5		78,54%	22,21	16,01%	8,45%
			3,5		78,75%	22,27	16,05%	8,74%
	Concreto	0,3	0,5	3,5	75,89%	21,47	15,47%	4,83%
				4,5	75,96%	21,49	15,49%	4,93%
				5,5	76,00%	21,50	15,49%	4,98%
				6,5	76,03%	21,51	15,50%	5,03%
			1	3,5	77,66%	21,97	15,83%	7,28%
			1,5		78,76%	22,28	16,06%	8,79%
			2,5		79,71%	22,55	16,25%	10,11%
			3,5		79,94%	22,62	16,30%	10,45%
	Flocos de neve	0,8	0,5	3,5	81,33%	23,06	16,62%	12,60%
				4,5	81,50%	23,11	16,65%	12,84%
				5,5	81,59%	23,14	16,68%	12,99%
				6,5	81,67%	23,16	16,69%	13,09%
			1	3,5	85,58%	24,27	17,49%	18,51%
			1,5		88,03%	24,96	17,99%	21,88%
			2,5		89,96%	25,51	18,38%	24,56%
			3,5		90,38%	25,63	18,47%	25,15%

Figura 2.19: Comparação de desempenho de sistemas fotovoltaicos simulados no PVsyst

Fonte: Baesso *et al.* (2024)

2.5.5 Fator de dimensionamento do inversor

No dimensionamento de um sistema fotovoltaico, é fundamental garantir que a potência dos módulos fotovoltaicos seja compatível com a potência nominal do inversor. Para isso, utiliza-se o fator de dimensionamento do inversor (FDI), que é definido pela razão entre a

capacidade instalada do sistema fotovoltaico e a potência nominal dos inversores, conforme a Equação 2.10 (GOOD, JOHNSON, 2016; HUSSIN *et al.*, 2017; DESCHAMPS, RÜTHER, 2019; SALGADO, 2021). No entanto, a razão inversa também pode ser utilizada, conforme demonstrado por Pinho e Galdino (2014) e Scarabelot, Rampinelli e Rambo (2021).

$$FDI = \frac{CC}{CA} = \frac{Potência\ instalada\ (kWp)}{Potência\ nominal\ do\ inversor\ (kW)} \qquad \text{Equação 2.10}$$

Segundo Pinho e Galdino (2014), é uma prática recorrente no campo da energia solar dimensionar o sistema fotovoltaico de modo que sua potência nominal exceda a do inversor. Essa abordagem assume que os módulos operarão sob STC; contudo, tais condições ideais raramente são replicadas no ambiente real, onde a incidência solar direta provoca aumento de temperatura, implicando uma consequente redução na potência dos módulos (EPE, 2020).

Contudo, deve-se considerar fenômenos meteorológicos como sobreirradiância, desencadeados por efeito lente e reflexão especular em nuvens, podem elevar substancialmente a irradiação solar incidente além dos valores estimados em condições de céu claro (ALMEIDA, 2014). Assim, caso a geração de energia exceda a capacidade nominal do inversor, irá ocorrer o fenômeno denominado "*clipping*" ou "ceifamento" (termos técnicos utilizados para descrever a saturação operacional do inversor), conforme pode ser observado na Figura 2.20 (PINHO, GALDINO, 2014)

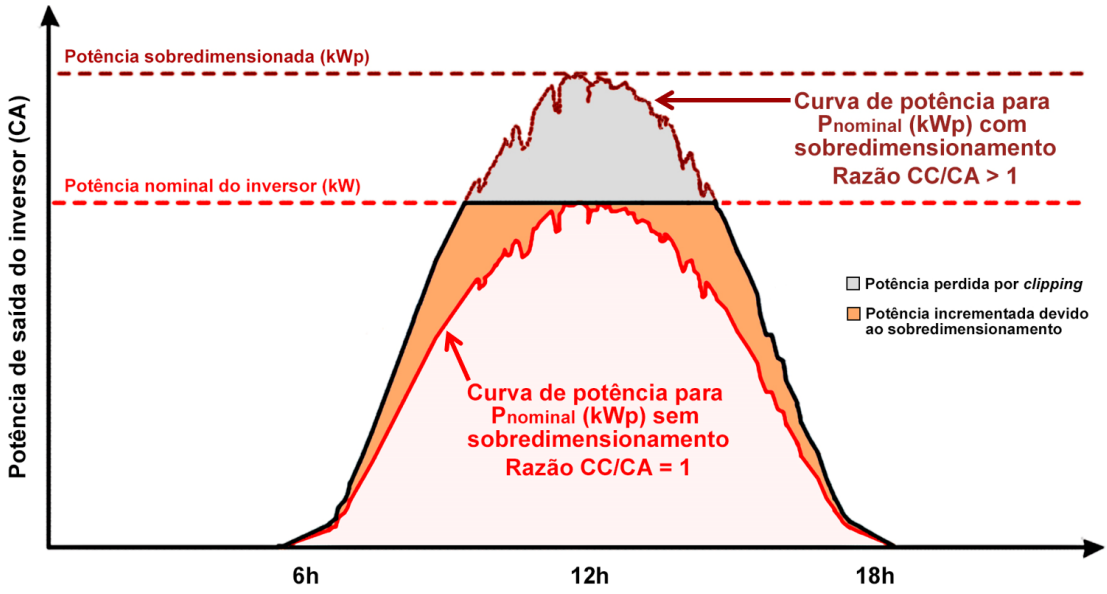


Figura 2.20: Curvas de geração típica e ilustração do efeito do *clipping*

Fonte: Adaptado a partir de Salgado (2021) e I-Vert Energy (2023)

Neste caso, o inversor alcança seu limite máximo de conversão de energia e se torna incapaz de transformar toda a potência recebida dos painéis em eletricidade útil para injeção na rede. Essa situação resulta em perdas energéticas, todavia, é importante notar que ao se optar por inversores dimensionados abaixo do pico de geração fotovoltaica, há uma redução significativa nos custos dos inversores, configurando um *trade-off* entre desempenho energético e economia de investimento inicial (PINHO, GALDINO, 2014; GOOD, JOHNSON, 2016).

Segundo o estudo realizado por Bruno e Pulido (2024), o valor ótimo de FDI situa-se, em geral, entre 1,1 e 1,4, com valor recomendado próximo de 1,2. Em climas frios, um FDI de 1,2 tende a resultar em perdas por corte (*clipping*) muito baixas já no primeiro ano de operação, tornando-se praticamente desprezíveis a partir do segundo ano, devido a degradação natural dos módulos fotovoltaicos, que reduz ainda mais a incidência de cortes ao longo do tempo. Por outro lado, em climas quentes, recomenda-se adotar valores de FDI entre 1,3 e 1,4 para compensar as perdas de eficiência dos módulos causadas pelas altas temperaturas, mas com cautela para não prejudicar a confiabilidade e a vida útil do inversor devido ao aquecimento interno. Além disso, os autores destacam que a faixa ideal de FDI varia conforme diversos fatores, como a radiação solar local, a orientação e inclinação dos painéis, o tipo de instalação (fixa ou com rastreadores), a presença de sistemas de armazenamento ou inversores híbridos, e a eficiência intrínseca do próprio inversor. Portanto, a definição da faixa ideal de FDI depende de uma análise técnica detalhada.

2.6 Simulação de sistemas fotovoltaicos

Dado a necessidade de planejar projetos fotovoltaicos mais precisos foram desenvolvidos diversos *softwares* de simulação baseados nos fatores que influenciam o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Desse modo, para que os resultados obtidos nesses *softwares* sejam mais confiáveis e cientificamente válidos, é recomendável utilizar dados de um ano completo ou, preferencialmente, de vários anos de registros de uma estação meteorológica. Pois dessa forma, é possível abranger variações sazonais significativas, especialmente em regiões onde a variabilidade interanual da irradiância solar e demais variáveis climáticas podem impactar consideravelmente o desempenho do sistema (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

Dentre os principais *softwares* de simulação fotovoltaica, o PVsyst se destaca como uma das melhores opções a nível mundial. Reconhecido e amplamente utilizado, é frequentemente

citado na literatura técnica e científica como uma das melhores opções disponíveis para estudos e dimensionamentos fotovoltaicos. Esse reconhecimento se deve à sua combinação de interface intuitiva, extensa base de dados especializada e precisão nas simulações (PINHO, GALDINO, 2014; GURUPIRA, RIX, 2017; MALVONI *et al*., 2017; SILVIU *et al*., 2023; PVSYST, 2024).

Outro aspecto relevante do PVsyst, é o seu fórum de discussões fomentado por seus usuários. No fórum, disponível publicamente, é possível acessar informações, esclarecimentos técnicos e debates sobre as simulações, o que auxilia tanto na realização das simulações, quanto na comparação do desempenho entre diferentes sistemas que podem ser simulados (PVSYST, 2024a).

O PVsyst é um *software* para computadores destinado ao estudo, dimensionamento e análise de sistemas fotovoltaicos completos. Desenvolvido pela Universidade de Genebra, na Suíça, o *software* abrange sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sistemas autônomos e de bombeamento. Além disso, disponibiliza bancos de dados detalhados sobre componentes de sistemas fotovoltaicos e uma ampla base de dados meteorológicos, além de diversas ferramentas específicas para análise e otimização da geração de energia. O PVsyst possibilita uma análise completa de diversos tipos de perdas, incluindo sombreamento, sobrecarga, variações de temperatura e perdas associadas ao cabeamento, entre outros fatores. O *software* também gera gráficos detalhados que apresentam a distribuição anual da potência dos arranjos fotovoltaicos, facilitando a interpretação dos resultados no relatório final (PVSYST, 2024).

As simulações de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais no PVsyst permitem a análise comparativa do desempenho dessas tecnologias em diferentes condições operacionais. O *software* considera variáveis como radiação solar, temperatura ambiente, características dos módulos e configuração do sistema. Para os módulos bifaciais, o PVsyst incorpora o ganho de geração a partir da reflexão no solo, influenciado pelo albedo da superfície (PVSYST, 2024).

O PVsyst adota por padrão um valor de 0,20 referente ao albedo para a simulação com módulos bifaciais. No entanto, na prática, essa simplificação pode gerar discrepâncias significativas quando há variação expressiva no tipo de solo, na vegetação ao longo do ano ou na coloração da água. Para contornar esse problema, o PVsyst permite a inserção de valores mensais para o albedo, de modo que a refletância seja ajustada às condições reais de cada período (PVSYST, 2024).

Em relação aos sistemas bifaciais com estruturas fixas, o PVsyst calcula a irradiância no plano traseiro dos módulos utilizando o método do Fator de Vista (*View Factor*). Nesse método,

a irradiância que atinge a face traseira do módulo provém principalmente da reflexão do solo e, em menor grau, da irradiância direta, dependendo da inclinação do painel. Para o cálculo, considera-se a distribuição da irradiância refletida multiplicada pelo albedo do solo. Como a irradiância traseira depende da geometria do sistema, o PVsyst realiza esse cálculo uma única vez com base na configuração do arranjo fixo e aplica esse valor durante a simulação. A Figura 2.21 ilustra as diferentes componentes da irradiância que incidem nos módulos bifaciais e como o método do Fator de Vista distribui essas frações de irradiância. Para sistemas com rastreamento solar, a metodologia de cálculo é distinta e deve ser consultada diretamente na documentação técnica do *software* (PVSYST, 2019).

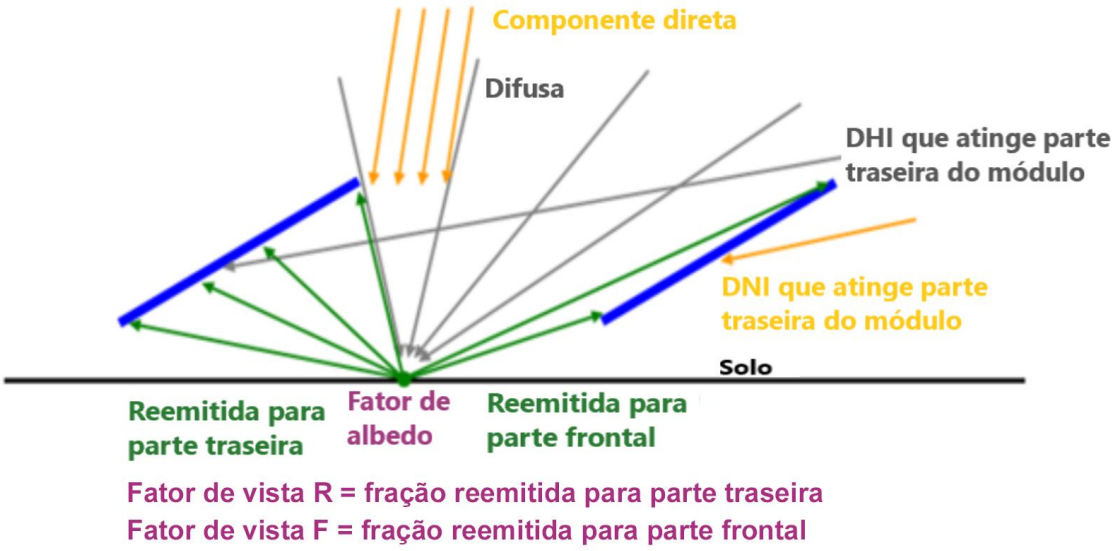


Figura 2.21: Componentes do cálculo da irradiância que atinge os módulos pelo *View Factor*

Fonte: Adaptado a partir de PVsyst (2019)

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia empregada na pesquisa. A metodologia, conforme ilustrado na Figura 3.1, detalha a lógica para comparação entre os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais instalados na UHE Pimental.

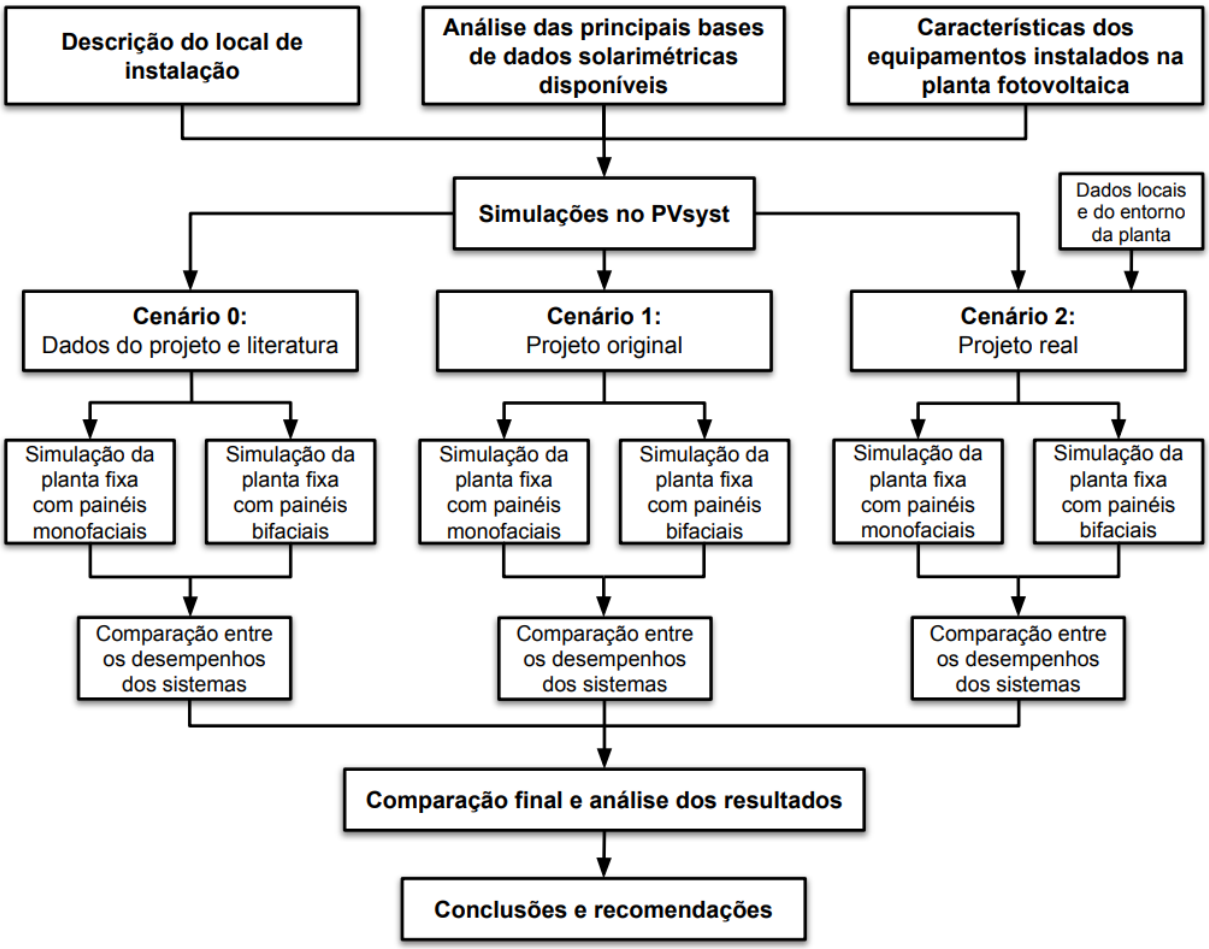


Figura 3.1: Fluxograma para o desenvolvimento do estudo

Fonte: Elaboração própria

3.1 Planejamento e seleção do local de instalação

Conforme apresentado na introdução deste trabalho, o projeto de P&D tem como objetivo instalar uma usina fotovoltaica de 1 MWp, composta por módulos monofaciais e bifaciais em proporções iguais (50 % cada). Para viabilizar esse empreendimento, o planejamento foi dividido em duas etapas: a primeira (já concluída) consistiu na implementação de seis plantas

de 15,90 kWp cada (totalizando 95,4 kWp), e a segunda (em fase de planejamento) prevê a instalação dos 904,6 kWp restantes, completando assim a capacidade projetada.

No entanto, antes da instalação dessas plantas, foi necessário definir o local, o que envolveu estudos técnicos e ambientais em conjunto com a equipe de P&D da Norte Energia, as empresas executoras e o setor ambiental da companhia. Como resultado, diversos relatórios técnicos foram elaborados e submetidos à validação da Norte Energia. Nesse contexto, desenvolveu-se a Figura 3.2 para compor o primeiro relatório técnico de atividades do projeto.

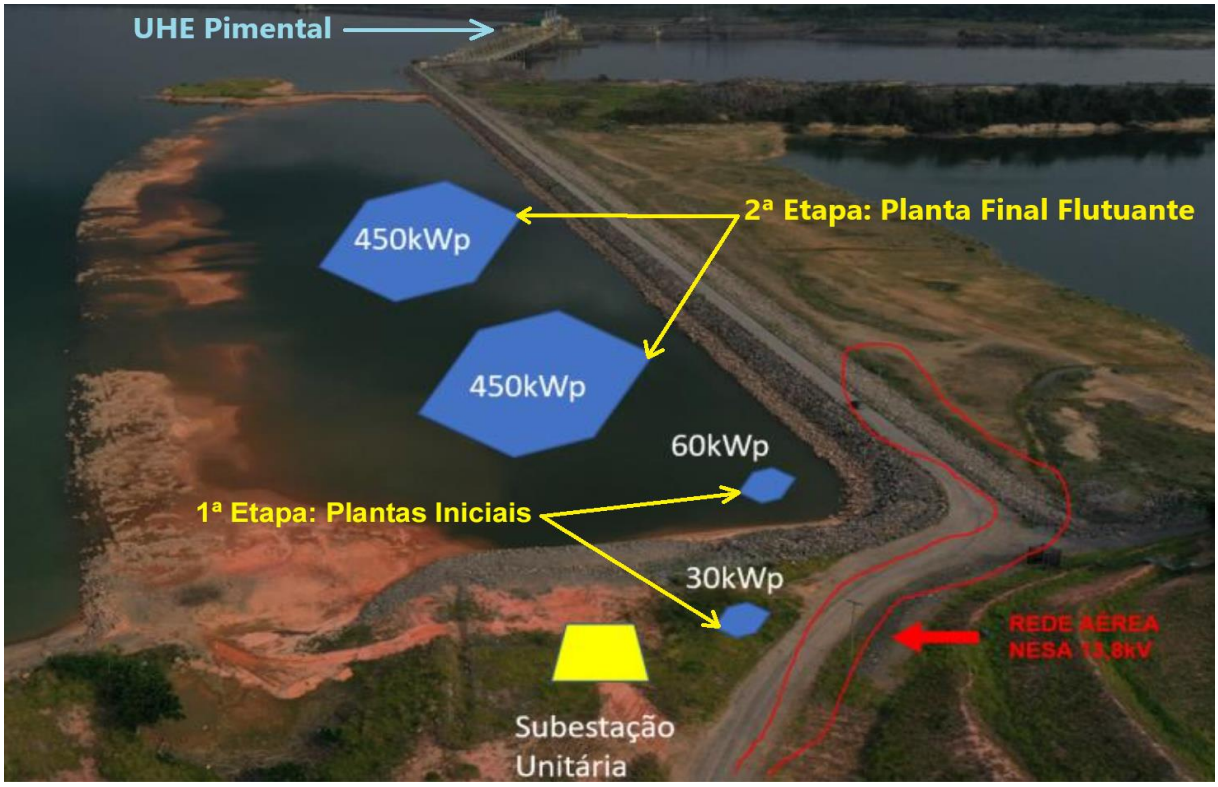


Figura 3.2: Configuração inicial proposta para a instalação da usina fotovoltaica de 1 MWp do projeto de P&D

Fonte: Adaptado a partir de Norte Energia S.A *et al*. (2022)

A Figura 3.2 ilustra a concepção inicial do projeto na ensecadeira, elaborada em meados de 2022, quando ainda havia incerteza sobre a aprovação final do local de instalação. Naquele momento, o planejamento previa a instalação de uma subestação e a distribuição de 60 kWp em plantas flutuantes e 30 kWp em plantas fixas em solo na primeira etapa, além de 900 kWp adicionais em plantas flutuantes, totalizando 990 kWp. Embora o projeto regulado pela ANEEL contemplar uma usina de 1 MWp a ser instalada, essa divergência inicial decorria das indefinições acerca das potências nominais dos módulos. Assim, apesar dessas alterações, a

Figura 3.2 mantém relevância histórica, pois documenta o processo inicial de seleção do local e as premissas técnicas que embasaram as primeiras discussões do projeto.

Com o avanço dos trabalhos, ajustes foram necessários para viabilizar a implantação da etapa inicial do projeto, composta pelas seis plantas (quatro flutuantes e duas fixas em solo). Enquanto as plantas flutuantes já tinham sua localização definida (coordenadas geográficas), na elaboração dos primeiros relatórios ainda havia estudos em curso para determinar o local exato das plantas fixas no solo. A premissa, no entanto, era instalá-las na margem, próximas às flutuantes, a fim de facilitar a integração operacional.

3.2 Bases de dados solarimétricas

Como o PVsyst estima a energia final injetada na rede de acordo com a base de dados meteorológica selecionada, a precisão das simulações depende diretamente dessa escolha. Portanto, antes de executar as simulações, é fundamental avaliar as bases de dados disponíveis e definir a mais adequada para representar as condições locais.

Devido a isso, realizou-se uma análise comparativa das principais bases de dados solarimétricas disponíveis, com o objetivo de selecionar a base de dados mais adequada para garantir precisão e confiabilidade dos resultados das simulações. Para isso, dividiu-se o processo em três etapas principais: (1) seleção e identificação das bases de dados, (2) análise, comparação e definição da base de dados para as simulações, e (3) análise da variabilidade sazonal da irradiação solar na região amazônica.

A lógica de seleção das bases de dados seguiu majoritariamente o critério de disponibilidade. Inicialmente, identificaram-se as bases de dados já integradas ao PVsyst que estavam disponíveis para uso, ou seja, bases de dados gratuitas. Em seguida, identificaram-se bases de dados nacionais disponíveis (bases que contemplam dados da região em estudo, a UHE Pimental). Além disso, consideraram-se os dados de uma estação meteorológica da Norte Energia S. A., localizada na área de estudo, garantindo maior representatividade e confiabilidade para as análises.

Em seguida, para garantir uma análise justa e imparcial na comparação, analisaram-se os dados irradiação no plano horizontal. A comparação concentrou-se na análise da irradiação média mensal e anual, a fim de avaliar a consistência dos dados fornecidos por cada base e identificar aquelas que apresentavam maior concordância com os dados locais.

Além disso, estabeleceram-se critérios específicos para a seleção, tais como:

- Consistência dos dados;
- Abrangência temporal (dados históricos de longo prazo);
- Proximidade com os valores experimentais locais;
- Representatividade da variabilidade sazonal da irradiação solar.

Por fim, para verificar a consistência dos padrões sazonais de irradiação solar na região, realizou-se uma análise da variabilidade sazonal da irradiação solar na região da UHE Pimental, considerando dados mensais de insolação total, nebulosidade, umidade relativa do ar, temperatura média compensada e temperatura máxima média. Após essa análise, definiu-se a base de dados para ser utilizada em todos os cenários de simulação do estudo.

3.3 Definição dos cenários para simulações

Neste estudo, para realizar uma avaliação comparativa do desempenho dos sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais ao longo das diferentes fases do projeto de P&D, com foco específico nas plantas fixas em solo, três cenários distintos foram delimitados:

- **Cenário 0:** representa a fase conceitual inicial, caracterizada por premissas técnicas e informações da literatura científica;
- **Cenário 1:** corresponde à etapa de detalhamento técnico formal, ou seja, o projeto submetido à ANEEL para aprovação, baseado em parâmetros técnicos definidos, mas ainda sem implantação prática;
- **Cenário 2:** refere-se à configuração física efetivamente construída e operacional na UHE Pimental.

A definição dos três cenários teve como finalidade permitir a comparação entre as diferentes fases do projeto, para evidenciar sua evolução ao longo do tempo. Além de possibilitar a identificação das divergências entre as premissas previstas e o que foi executado, essa comparação também permitiu a avaliação dos impactos das alterações realizadas durante a implantação sobre o desempenho dos sistemas, o que contribuiu para a compreensão dos desafios práticos na instalação de sistemas fotovoltaicos na região em estudo. Na sequência, detalham-se as características e particularidades de cada cenário.

3.3.1 Cenário 0: Dados do projeto e literatura

Neste cenário, para comparar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais, utilizou-se dados iniciais do projeto de P&D e informações disponíveis na literatura científica. Como as plantas fotovoltaicas (apresentadas nas Figuras 1.2 e 1.3) não haviam sido implantadas na etapa inicial do projeto junto à UHE Pimental, e apesar da existência de um diagrama unifilar preliminar, houve ausência e incerteza em algumas informações necessárias para a realização das simulações. Dessa forma, as seguintes premissas foram adotadas:

- **Coordenadas geográficas:** o local exato das plantas fotovoltaicas fixas em solo ainda não havia sido definido. Por isso, utilizou-se nas simulações as coordenadas previstas da planta fotovoltaica flutuante;
- **Disposição dos módulos:** devido à inexistência de um arranjo físico estabelecido (planta de locação), optou-se por uma configuração composta por duas fileiras de módulos para cada sistema (monofacial e bifacial), com *pitch* suficiente para evitar sombreamento entre fileiras;
- **Altura dos módulos em relação ao solo:** como a altura final não havia sido definida, adotou-se a altura mínima recomendada no manual da estrutura de suporte dos módulos;
- **Albedo:** como a área de instalação ainda não estava definida, assumiu-se que a superfície do solo seria coberta por grama, conforme informação preliminar fornecida pelos projetistas.

3.3.2 Cenário 1: Projeto original

O Cenário 1 corresponde ao projeto teórico submetido à ANEEL, sendo um estágio intermediário entre o estudo preliminar (Cenário 0) e a implantação física (Cenário 2). Neste cenário, embora os equipamentos ainda não tivessem sido adquiridos, mantiveram-se as especificações técnicas definidas para módulos e inversores do Cenário 0. No entanto, com a elaboração da planta de locação, foi necessário realizar alterações na configuração física dos sistemas para aproximar as simulações das condições futuras de instalação. Dessa forma, as modificações implementadas neste cenário foram:

- **Ajuste no ângulo de inclinação:** alteração do ângulo em função de limitações construtivas associadas às estruturas de suporte dos módulos;

- **Ajuste na disposição dos módulos:** implementação de uma configuração de fileira única de módulos, substituindo o arranjo de duas fileiras adotado no Cenário 0, e eliminação do *pitch* entre as fileiras.

3.3.3 Cenário 2: Projeto real

Este cenário corresponde à fase final da configuração inicial do projeto de P&D, ou seja, após o comissionamento das seis plantas fotovoltaicas de 15,90 kWp cada (ver Figuras 1.2 e 1.3). Neste cenário, a ideia inicial era implementar na UHE Pimental o projeto teórico submetido para ANEEL, no entanto o projeto executado (Cenário 2) apresentou divergências em relação ao projeto original (Cenário 1). Dentre as modificações estão:

- **Alteração do local incialmente proposto:** foi definido um novo local para a instalação das plantas fotovoltaicas flutuantes e fixas no solo, em virtude de restrições ambientais identificadas durante a análise de viabilidade técnica e legal da área;
- **Alteração da capacidade instalada prevista:** embora estivesse inicialmente previsto o uso de módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais com a mesma potência nominal, no processo de aquisição, devido à indisponibilidade no mercado, a Norte Energia adquiriu módulos bifaciais com potência inferior à prevista no projeto original.

Em decorrência dessas alterações, as coordenadas geográficas adotadas para este cenário diferem daquelas estipuladas para o Cenário 1, assim como o diagrama unifilar, que também precisou ser ajustado.

Para validar as novas premissas e garantir a representatividade das simulações, foi realizada uma visita técnica à UHE Pimental. Por meio de inspeções e medições em campo, foram registradas informações técnicas das plantas, como: especificações dos módulos monofaciais e bifaciais, inversores, orientação e inclinação dos módulos, condições de sombreamento, características do entorno e aspectos geográficos da área de implantação. A visita técnica também possibilitou a identificação de desafios específicos do contexto amazônico, os quais impactam diretamente a operação e a manutenção das plantas fotovoltaicas.

Dessa forma, para maior fidelidade às condições reais de operação e maior precisão na comparação do desempenho entre os sistemas fotovoltaicos, as simulações realizadas para este cenário foram fundamentadas em dados reais da planta construída.

3.4 Simulações no PVsyst

Utilizou-se o *software* PVsyst (versão 7.4) como ferramenta de simulação, amplamente reconhecido na comunidade científica e técnica pela sua capacidade de modelar com precisão sistemas fotovoltaicos. Além de ser intuitivo, o *software* permite considerar diversas variáveis fundamentais para a comparação dos desempenhos dos sistemas monofaciais e bifaciais.

Com base nas premissas mencionadas anteriormente, estabeleceram-se para cada cenário dois sistemas fotovoltaicos para as simulações: um monofacial e um bifacial. Assim, para garantir uma comparação justa e assegurar que as diferenças de desempenho sejam atribuídas exclusivamente às características intrínsecas de cada tecnologia (e não de fatores externos como sujidade, perdas térmicas, elétricas ou outras perdas), realizou-se as simulações com a mesma base de dados, com os mesmos valores de perdas e os mesmos procedimentos metodológicos. Apenas os parâmetros de entrada (orientação, ângulo de inclinação, altura, *pitch,* equipamentos e albedo) foram ajustados conforme as especificações de cada cenário.

O processo de simulação no PVsyst exige a definição de seis parâmetros principais:

1. **Tipo de sistema fotovoltaico:** definiu-se o tipo de projeto a ser simulado como *Grid-Connected* (conectado à rede), conforme estabelecido pelo projeto de P&D;
2. **Dados geográficos e base de dados meteorológica:** foram inseridas as coordenadas geográficas da planta (latitude, longitude e altitude) e selecionada a base de dados solarimétrica definida;
3. **Configuração do sistema fotovoltaico:** inclinação, orientação, altura dos módulos e *pitch* foram ajustados conforme o arranjo físico;
4. **Configuração dos componentes fotovoltaicos:** por estarem indisponíveis no banco de dados do PVsyst, os módulos fotovoltaicos e os inversores foram adicionados manualmente, conforme as especificações técnicas de cada equipamento;
5. **Configuração do albedo:** para os sistemas bifaciais, atribuíram-se valores de albedo conforme o tipo de solo previsto ou delimitado;
6. **Configuração das perdas:** os valores associados ao acúmulo de sujeira, perdas térmicas e elétricas (em corrente contínua e alternada) foram inseridos de forma padronizada entre os sistemas.

Assim, após a definição desses parâmetros a simulação foi executada. Como resultado, o PVsyst gerou relatórios técnicos contendo o resumo do projeto, estimativas de geração de

energia, indicadores de desempenho, o diagrama de perdas e o diagrama unifilar simplificado do sistema.

A Figura 3.3 apresenta uma representação visual do fluxo de energia ao longo do sistema. Na figura é possível observar o percurso da irradiação solar recebida, as etapas de conversão de energia e onde ocorrem as perdas, culminando na energia final injetada na rede.

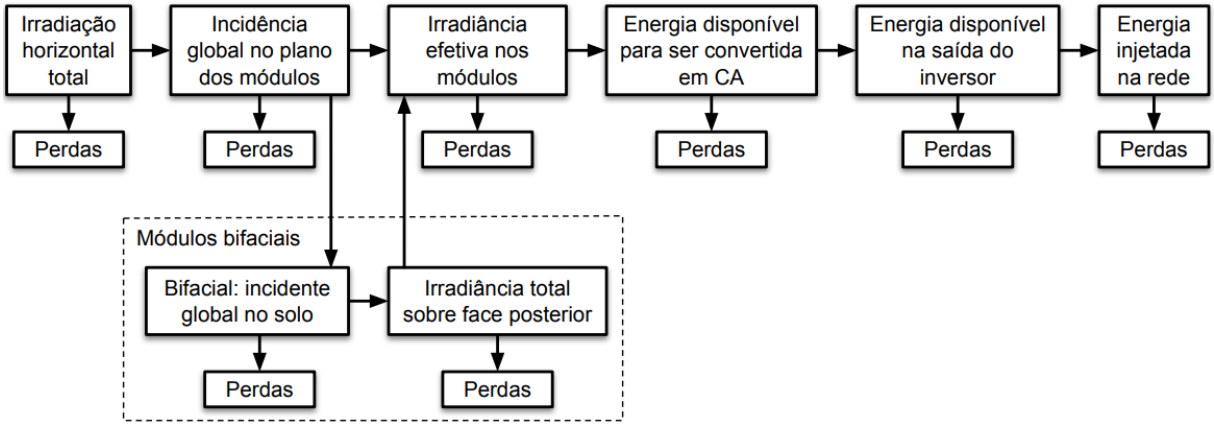


Figura 3.3: Fluxograma de perdas na conversão da energia fotovoltaica no PVsyst

Fonte: Elaboração própria

O processo se inicia com a irradiação horizontal total, soma das componentes direta e difusa. Parte dessa radiação é atenuada pela atmosfera antes de atingir o plano dos módulos, onde ocorrem perdas adicionais por reflexão, sujeira acumulada e propriedades ópticas dos materiais. Ao atingir as células fotovoltaicas, a irradiância efetiva sofre perdas térmicas, perdas por incompatibilidade entre os módulos (*mismatch*) e perdas elétricas na fiação em corrente contínua. Na conversão em corrente alternada, surgem perdas relacionadas à eficiência do inversor e distorções harmônicas. Após o inversor, há perdas adicionais em cabos e transformadores de corrente alternada e por condições adversas da rede elétrica. Em sistemas com módulos bifaciais, considera-se também a radiação refletida pelo solo sobre a face posterior dos módulos, cuja magnitude depende do albedo do solo, da geometria da instalação e de possíveis sombreamentos (PVSYST, 2024).

3.5 Comparação entre os desempenhos dos cenários

Para comparar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos simulados no PVsyst, foram utilizadas métricas quantitativas de desempenho e perdas, aplicadas individualmente a cada

configuração (monofacial e bifacial) nos três cenários analisados (Cenário 0, Cenário 1 e Cenário 2). Os indicadores considerados incluem: a produção anual, a produtividade (anual, mensal e diária), *performance ratio*, fator de capacidade e ganho bifacial. Além desses indicadores, foram analisadas as perdas do arranjo (referentes às perdas térmicas, fiação, qualidade do módulo, *mismatch*, IAM, sombreamento, sujeira, perdas no rastreamento do ponto de máxima potência e todas outras ineficiências), que correspondem às perdas no lado CC, e as perdas após o inversor, que correspondem às perdas no lado CA. Todas essas métricas foram obtidas e/ou calculadas a partir dos dados exportados da simulação pelos relatórios gerados pelo PVsyst.

Posteriormente, para a análise comparativa conjunta entre os três cenários simulados, foram consideradas exclusivamente as métricas normalizadas por potência (kWh/kWp e valores percentuais), para garantir comparabilidade entre os sistemas independentemente das diferenças de capacidade instalada.

Adicionalmente, tendo em vista que o Cenário 2 corresponde à configuração efetivamente construída em campo, considerou-se a possibilidade de realizar uma etapa complementar de validação dos resultados simulados, por meio da comparação entre os dados de geração obtidos no PVsyst e os dados reais de geração das plantas fotovoltaicas monofaciais e bifaciais fixas no solo da UHE Pimental. No entanto, como o comissionamento dessas plantas ocorreu recentemente, em agosto de 2024, optou-se por realizar uma comparação preliminar, com base nos dados disponíveis, devido ao fato de que esses dados experimentais abrangem um período operacional ainda limitado.

Por fim, a partir da análise comparativa dessas métricas, obtiveram-se os resultados que possibilitaram avaliar o desempenho de cada tecnologia, considerando as condições da região em estudo. Além desses indicadores, o LCOE também é amplamente utilizado na avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos, sendo uma métrica importante para analisar a viabilidade financeira de projetos de geração de energia ao longo de sua vida útil. No entanto, neste trabalho, o LCOE da planta em estudo não foi calculado. Em seu lugar, foi realizada uma análise financeira semi-quantitativa, baseada em dados reais de aquisição dos módulos e na produtividade final dos sistemas, obtida por meio das simulações, com o objetivo de estimar preliminarmente a relação custo-benefício entre as tecnologias monofacial e bifacial na região em estudo.

4 ANÁLISE DAS PRINCIPAIS BASES DE DADOS SOLARIMÉTRICAS DISPONÍVEIS

Este capítulo apresenta uma análise comparativa das principais base de dados solarimétricas disponíveis para a região em estudo, com o objetivo de selecionar a base mais apropriada para as simulações dos sistemas fotovoltaicos em todos os cenários.

4.1 Seleção e identificação das bases de dados

O PVsyst disponibiliza diversas bases de dados meteorológicos para simulações, sendo a Meteonorm selecionada automaticamente como padrão. No entanto, o *software* também possibilita a utilização de outras bases, sejam de acesso público, mediante assinatura, ou importadas de fontes externas, como institutos meteorológicos nacionais e internacionais. Além dessas bases, pode-se utilizar dados obtidos diretamente de medições locais, o que pode aumentar a precisão das simulações ao fornecer informações mais representativas para o local.

Para a análise comparativa dos principais bancos de dados solarimétricos, foram consideradas três categorias de bases de dados:

- **Bases disponíveis no PVsyst:** Meteonorm, NASA-SSE, PVGIS TMY, NREL/NSRDB TMY Solcast TMY;
- **Bases nacionais**: CRESESB, Atlas Brasileiro de Energia Solar, Instituto Nacional de Meteorologia (INMET);
- **Base nacional local**: Estação UHE Pimental (181).

Cada uma dessas bases fornece informações meteorológicas relevantes, como irradiação solar (global, difusa e direta), temperatura, umidade, precipitação e, em alguns casos, velocidade do vento ou outras variáveis atmosféricas. Algumas, como Meteonorm, Solcast e NREL/NSRDB TMY, combinam medições de estações terrestres com dados de satélite e reanálises (PVSYST, 2025a; PVSYST, 2025b; PVSYST, 2025c). Outras, como NASA-SSE e PVGIS, são predominantemente baseadas em dados de satélite, com períodos de coleta que podem variar de alguns anos a várias décadas (PVSYST, 2025d; PVSYST, 2025e).

No Brasil, o CRESESB e o Atlas Brasileiro de Energia Solar destacam-se como referências importantes, pois utilizam modelos físicos validados por medições locais. O INMET

disponibiliza diversas estações meteorológicas distribuídas pelo país, embora nem todas possuam registros completos de irradiação solar (CRESESB, 2024; PEREIRA, 2017; INMET, 2024).

Além das bases de dados externas, a Norte Energia S. A., empresa responsável pelo financiamento do projeto, disponibiliza medições de quatro estações meteorológicas instaladas na região de estudo. As coordenadas dessas estações estão detalhadas na Tabela 4.1, enquanto sua distribuição geográfica é ilustrada na Figura 4.1.

Tabela 4.1: Coordenadas geográficas das estações meteorológicas da Norte Energia

Estação Meteorológica	Latitude	Longitude
Estação Solarimétrica Dique 14F (180)	-3,27874548 °	-51,74537145 °
Estação Solarimétrica UHE Pimental (181)	-3,43038469 °	-51,95188042 °
Estação Solarimétrica Belo Monte (182)	-3,13012304 °	-51,78901501 °
Estação Solarimétrica Travessão 27 (183)	-3,36003837 °	-51,88512694 °

Fonte: Elaboração própria

Figura 4.1: Localização das estações meteorológicas da Norte Energia

Fonte: Adaptado a partir de Google Earth (2025)

Dentre essas estações, a Estação Solarimétrica UHE Pimental (181) destaca-se por sua proximidade com a área de interesse. Equipada com dois solarímetros, realiza a coleta de dados de irradiação solar e disponibiliza os valores em médias semanais. Os dados fornecidos pela Norte Energia referem-se exclusivamente à GHI, consistindo em médias semanais calibradas com dados do INMET. A partir desses dados, foram obtidas as médias mensais e anual, utilizadas na presente análise para representar o comportamento sazonal da irradiação na região. Esses dados são particularmente relevantes, pois representam medições diretas no local de estudo, servindo como referência para comparação com as demais bases de dados utilizadas na análise. No entanto, a série histórica dessa estação é limitada a um período de um ano (julho de 2021 a junho de 2022), o que pode restringir sua aplicabilidade para avaliações de longo prazo.

4.2 Análise, comparação e definição da base de dados para as simulações

A Tabela 4.2 apresenta os dados solarimétricos de irradiação no plano horizontal para cada base considerada. A partir dos dados da tabela, verificam-se os seguintes fatos:

- As bases disponibilizadas no PVsyst são as que se sobressaem com maiores valores mensais entre todas as bases consideradas (marcas azuis), o que resulta para essas bases nas maiores médias anuais, sendo a menor delas a NASA-SSE (4,86), superior a todas as outras bases não PVsyst de médias anuais;
- A base de dados disponibilizada pelo NREL (NREL-NSRDB) possui o maior número de meses com valores superiores (marcações azuis), o que resulta ser a base com maior média anual (5,31 kW/(m^2.dia)). Por outro lado, a base do Sundata do CRESESB é a de menor média anual (4,52 kW/(m^2.dia)), uma diferença da ordem de 15 % menor;
- A média de todas as bases (média das médias) é de 4,90 ± 0,24 kW/(m^2.dia). Portanto, o valor médio anual da irradiação no local dos painéis fotovoltaicos, segundo as bases de dados consideradas, deve se situar entre 4,66 e 5,14 kW/(m^2.dia). Nessa faixa de valores, encontram-se apenas as bases Meteonorm, NASA-SSE, Solcast e Pimental;
- Os valores experimentais da Estação Pimental referem-se a apenas um ano, enquanto os demais, em princípio, seriam médias de muitos anos. A média anual desses valores situa-se no limite inferior da faixa da média geral, sendo que a base de dados do PVsyst mais próxima é a NASA-SSE (4,6 % mais elevada), cujo mês de máxima irradiação, setembro, é o mesmo das medidas em Pimental.

Tabela 4.2: Dados solarimétricos no plano horizontal em kW/(m^2.dia)

Mês	Bases de dados do PVsyst					Demais base de dados			
	Meteonorm	**NASA-SSE**	**PVGIS TMY**	**NREL - NSRDB**	**Solcast TMY**	**CRESESB** (Vit Xingu)	**Atlas Brasileiro** (Vit Xingu)	**INMET(*)** (Est Altamira-A253)	**Pimental** (Média IGH, Calibr INMET)
Jan	4,85	4,48	4,60	5,04	4,15	4,29	4,34	3,18	4,32
Fev	4,75	4,47	4,84	4,83	4,51	4,27	4,42	3,29	4,14
Mar	5,18	4,41	4,96	4,98	4,85	4,34	4,41		4,22
Abr	5,13	4,44	4,99	5,25	4,60	4,4	4,52		4,38
Mai	5,28	4,52	4,80	5,15	4,86	4,45	4,46		4,54
Jun	5,45	4,81	5,09	5,31	5,03	4,65	4,63	4,33	4,64
Jul	5,50	5,15	5,43	5,65	5,33	4,70	4,68	4,38	4,95
Ago	5,88	5,40	5,78	5,89	5,70	4,91	4,90		5,25
Set	5,45	5,60	5,91	5,81	5,67	4,76	4,93	4,53	5,50
Out	4,89	5,40	5,24	5,40	5,26	4,65	4,89	4,19	5,09
Nov	4,56	4,97	5,40	5,35	4,84	4,52	4,74	3,72	4,64
Dez	4,58	4,62	4,94	5,03	4,32	4,28	4,38	3,18	4,28
Média:	**5,13**	**4,86**	**5,17**	**5,31**	**4,93**	**4,52**	**4,61**	**3,96**	**4,66**

Nota (*): A base de dados do INMET não foi considerada, devido aos dados obtidos serem incompletos, além de apresentarem divergências com as demais bases, o que exige uma investigação mais apurada para examinar esse fato.

Fonte: Elaborado a partir de Pereira (2017), CRESESB (2024), INMET (2024), PVsyst (2024) e dados meteorológicos fornecidos pela Norte Energia S.A.

Dentre as bases de dados disponíveis do programa PVsyst e demais bases de dados, a base de dados da NASA-SSE superou todas as outras bases, exceto as demais bases do PVsyst, ou seja, os valores, referentes à irradiação no plano horizontal foram maiores para a base de dados da NASA-SSE. Portanto, com base nesta análise e considerando os demais aspectos citados, pôde-se concluir que a escolha mais adequada para as simulações no PVsyst é utilizar a base de dados NASA-SSE, além de ser a base mais conservadora do PVsyst, é a mais próxima em comparação com os valores experimentais da Estação Pimental. Além disso, a base NASA-SSE engloba uma extensão temporal de várias décadas, o que é fundamental para considerar a variabilidade interanual e os padrões climáticos de longo prazo. Assim, com essa grande extensão temporal consistente de dados, pode-se melhor identificar tendências climáticas de longa duração, as quais podem ter um impacto significativo no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, apesar da Estação Pimental ter sua base de dados própria, que oferece informações específicas do local, possui uma limitação significativa quanto ao alcance temporal dos dados, abrangendo um período consideravelmente mais curto quando comparado à base de dados da NASA, justificando-se assim, a preferência pela consistência temporal dessa base.

4.3 Análise da variabilidade sazonal da irradiação solar na região amazônica em estudo

Conforme a análise dos conjuntos de dados disponíveis em todas as bases de dados consideradas, identifica-se uma tendência: os picos de irradiação solar na região da UHE Pimental são mais expressivos nos meses de agosto e setembro (marcas em amarelo na Tabela 4.2), indicando que os períodos de maior geração fotovoltaica não ocorrerão durante o verão.

Para melhor compreender essa variação sazonal, a Figura 4.2 apresenta a comparação entre os valores médios mensais de irradiação horizontal obtidos a partir da base de dados NASA-SSE e das medições realizadas na Estação Solarimétrica UHE Pimental (181). Observa-se que ambas as fontes apresentam padrões sazonais similares, com máximos em agosto e setembro. No entanto, os valores da NASA-SSE tendem a ser ligeiramente superiores, evidenciando discrepâncias que podem impactar a precisão das simulações. No entanto, vale ressaltar que, a base NASA-SSE é composta por dados de vários anos de medições, enquanto a estação de Pimental consiste em medições de apenas um ano.

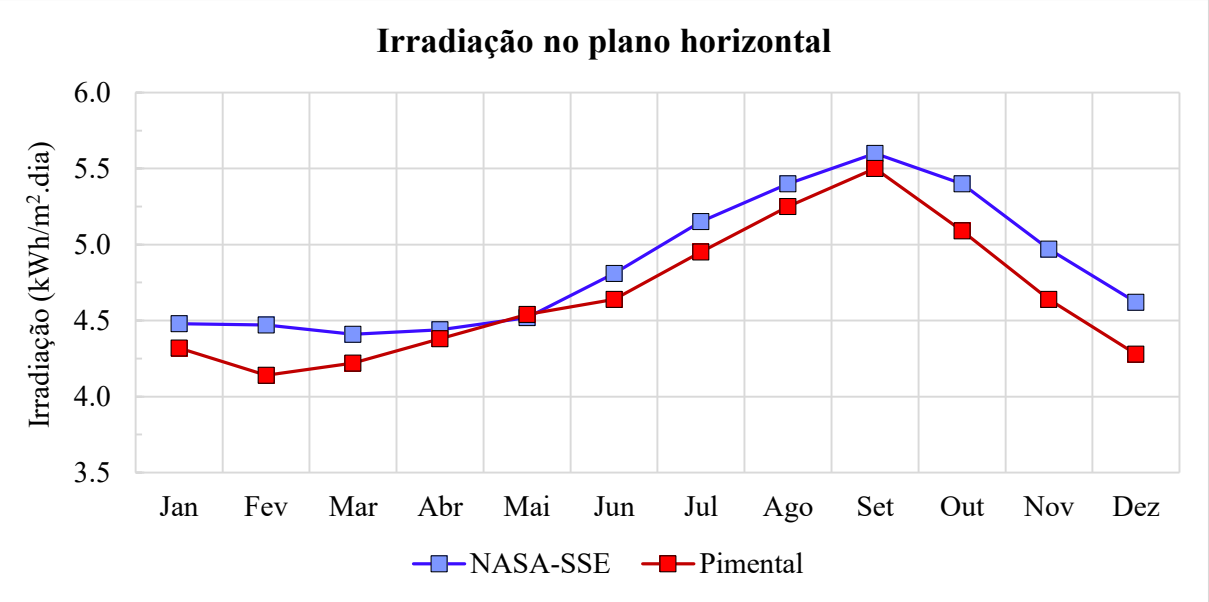


Figura 4.2: Comparação da irradiação solar no plano horizontal entre os dados da NASA-SSE e as medições na Estação Solarimétrica UHE Pimental (181)

Fonte: Elaborado a partir de PVsyst (2024) e dados meteorológicos fornecidos pela Norte Energia S.A.

Em função disso, para validar essa tendência, foram analisados dados meteorológicos da Estação Meteorológica Convencional de Altamira (código 82353), localizada a aproximadamente 38,45 km da UHE Pimental, conforme ilustrado na Figura 4.3.

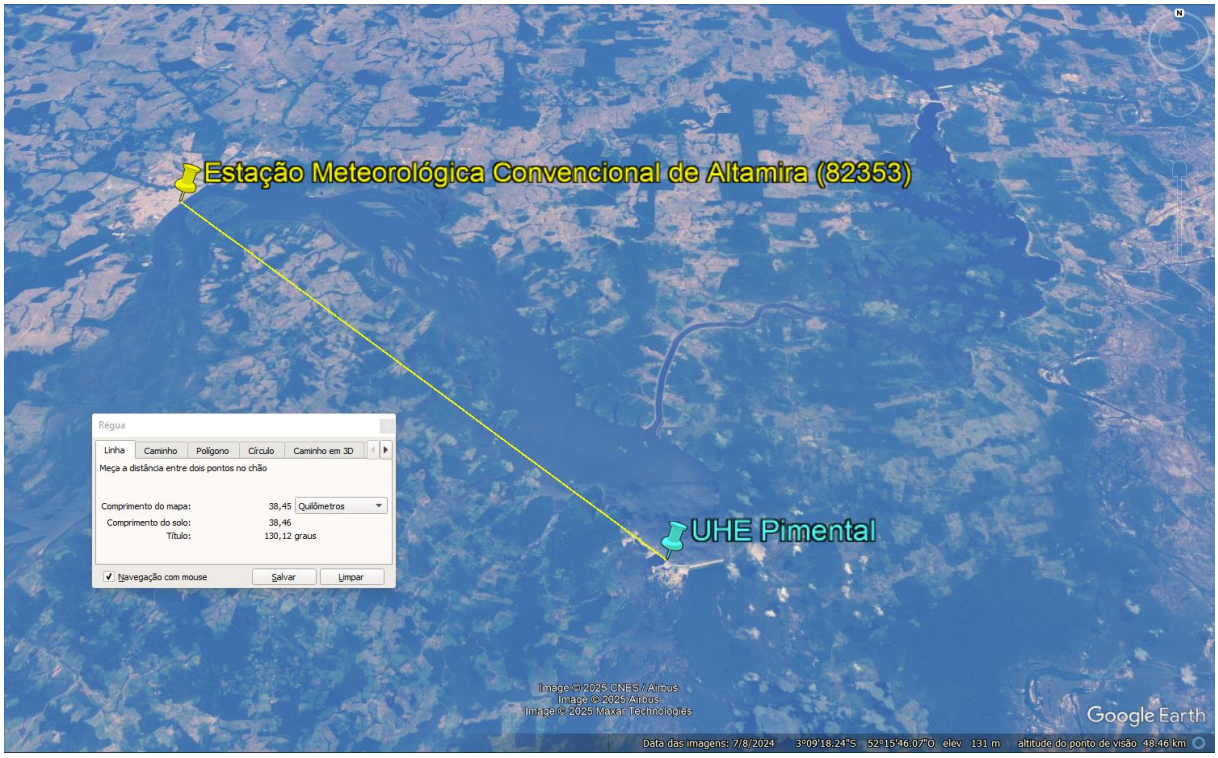


Figura 4.3: Localização da Estação Convencional de Altamira (82353) e da UHE Pimental

Fonte: Adaptado a partir de Google Earth (2025)

Essa estação foi a mais próxima disponível na base de dados do INMET e, portanto, utilizada como referência para os parâmetros meteorológicos considerados. Foram extraídos os dados mensais de insolação total (Anexo B), nebulosidade (Anexo C), umidade relativa do ar (Anexo D), temperatura média compensada (Anexo E), temperatura máxima média (Anexo F) e para o período de 1º de janeiro de 2000 a 31 de dezembro de 2024. Após baixar as séries temporais, os dados foram filtrados utilizando o *software* Microsoft Excel. Em seguida, calculou-se a média mensal desses parâmetros, conforme apresentados nas Figura 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 respectivamente, considerando apenas os meses com dados completos.

A comparação dos dados de insolação total[1] (Figura 4.4) e de nebulosidade[2] (Figura 4.5) evidencia uma inversão nos padrões de disponibilidade solar ao longo do ano na região estudada. Durante os meses tipicamente associados ao verão no hemisfério sul, observa-se uma

[1] A insolação total, corresponde ao número de horas em que o disco solar esteve visível acima do horizonte, sem ser encoberto por nuvens ou fenômenos atmosféricos (VAREJÃO-SILVA, 2006).

[2] A nebulosidade, expressa em décimos de céu encoberto, reflete a proporção do céu coberta por nuvens, sendo cada décimo equivalente a 10 % da abóbada celeste encoberta, variando de 0 décimos (céu limpo) até 10 décimos (céu totalmente encoberto). Assim, um valor de 8 décimos indica que cerca de 80 % do céu estava encoberto por nuvens no momento da observação (VAREJÃO-SILVA, 2006).

redução nas médias mensais de insolação total, acompanhada por um aumento nos níveis nebulosidade. Esse comportamento indica que os períodos de maior geração fotovoltaica não coincidirão com o verão no hemisfério sul, mas sim com o final do inverno e o início da primavera, conforme demonstram os maiores valores de insolação total registrados em julho, agosto e setembro dentro do escopo temporal analisado.

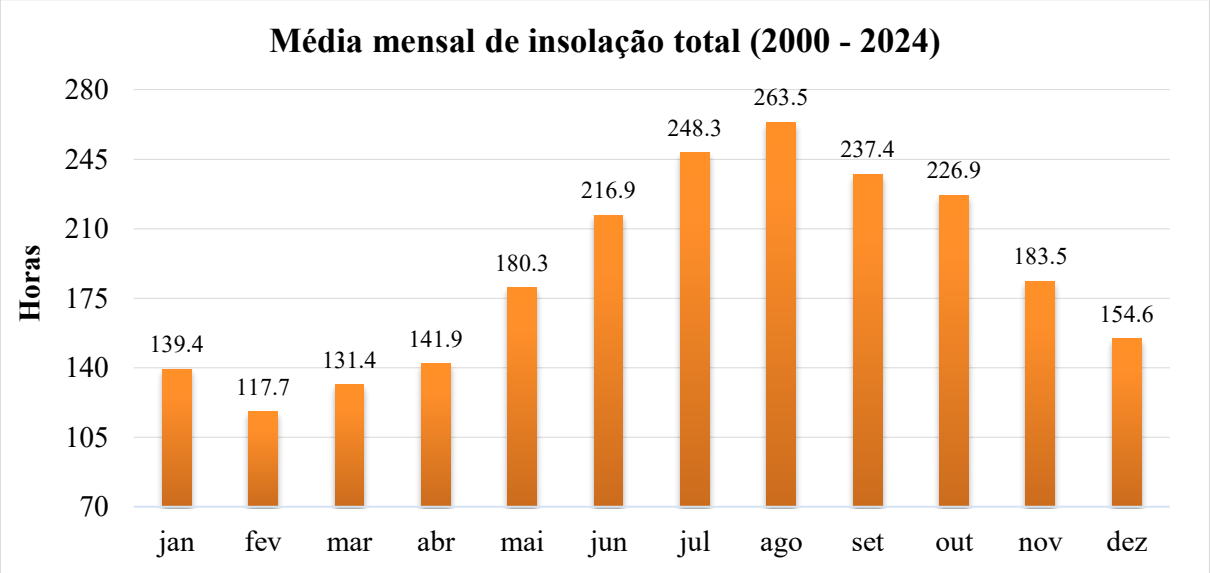


Figura 4.4: Média mensal de insolação total referente a estação de Altamira

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

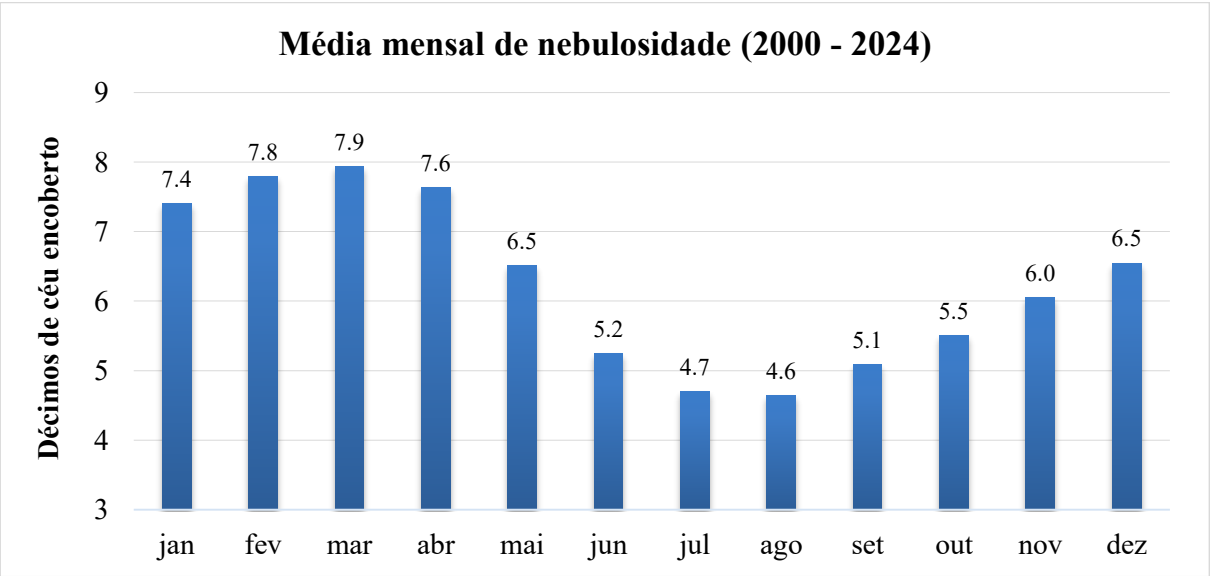


Figura 4.5: Média mensal de nebulosidade referente a estação de Altamira

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

Os dados de umidade relativa do ar (Figura 4.6) reforçam essa tendência, apresentando valores mais elevados entre janeiro e junho, período tipicamente chuvoso na região.

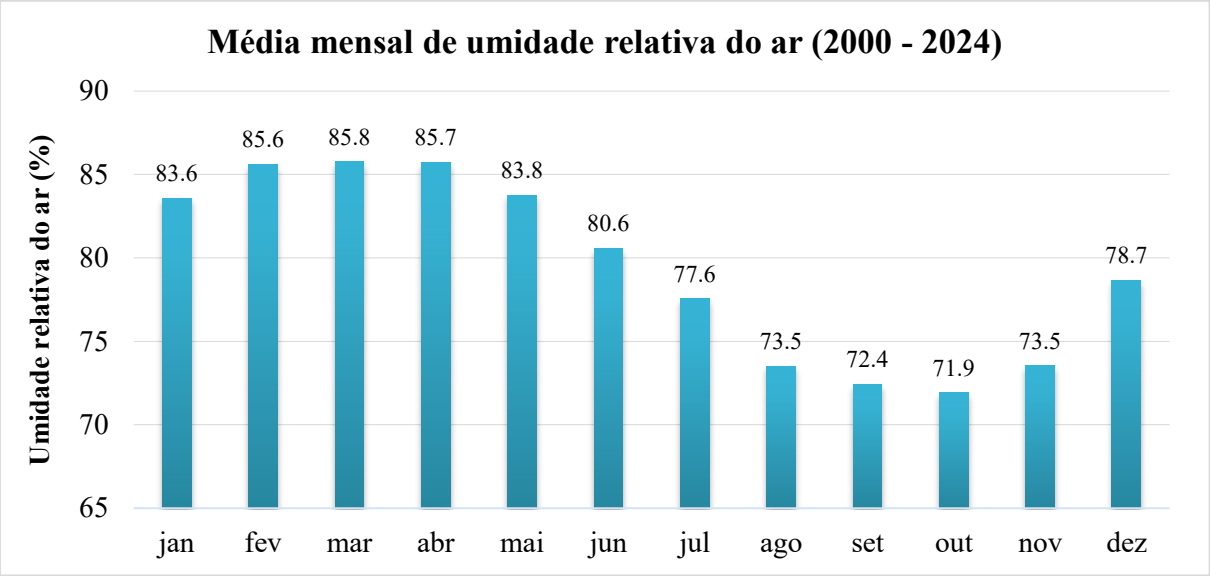


Figura 4.6: Média mensal da umidade relativa do ar referente a estação de Altamira

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

Adicionalmente, os dados da temperatura média compensada[3] (Figura 4.7) e da temperatura máxima média (Figura 4.8) complementam essa análise ao indicar um gradual aumento ao longo do ano, com picos entre agosto e outubro. Além disso, os menores valores de temperatura média compensada e máxima média entre janeiro e abril reforçam a hipótese de um período mais úmido e chuvoso no início do ano. Em contrapartida, os meses com temperaturas mais altas coincidem com os períodos de maior insolação e menor umidade.

Além desses parâmetros obtidos, condições ambientais extremas também podem impactar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Devido a isso, a temperatura mínima histórica também foi extraída do banco de dados do INMET. A menor temperatura diária registrada no intervalo de dados disponíveis, entre 23 de abril de 1927 e 31 de dezembro de 2023, foi de 10,3 °C em 11 de outubro de 1963. Esse valor será utilizado nas simulações como um dos inputs, para assegurar uma simulação conservadora.

[3] Para fins climatológicos, usa-se a temperatura compensada para obter uma estimativa prática e confiável da temperatura média diária, sem necessidade de medições contínuas. A temperatura média compensada é calculada pela seguinte equação: $T = [(2 \times T_{00} + T_{12} + T_{Máx} + T_{Mín}) / 5]$, em que T_{00} e T_{12} são as temperaturas medidas às 00h e 12h TMG (Tempo Médio de Greenwich), $T_{Máx}$ é a temperatura máxima e $T_{Mín}$ é a temperatura mínima do dia (VAREJÃO-SILVA, 2006; UFV, 2023).

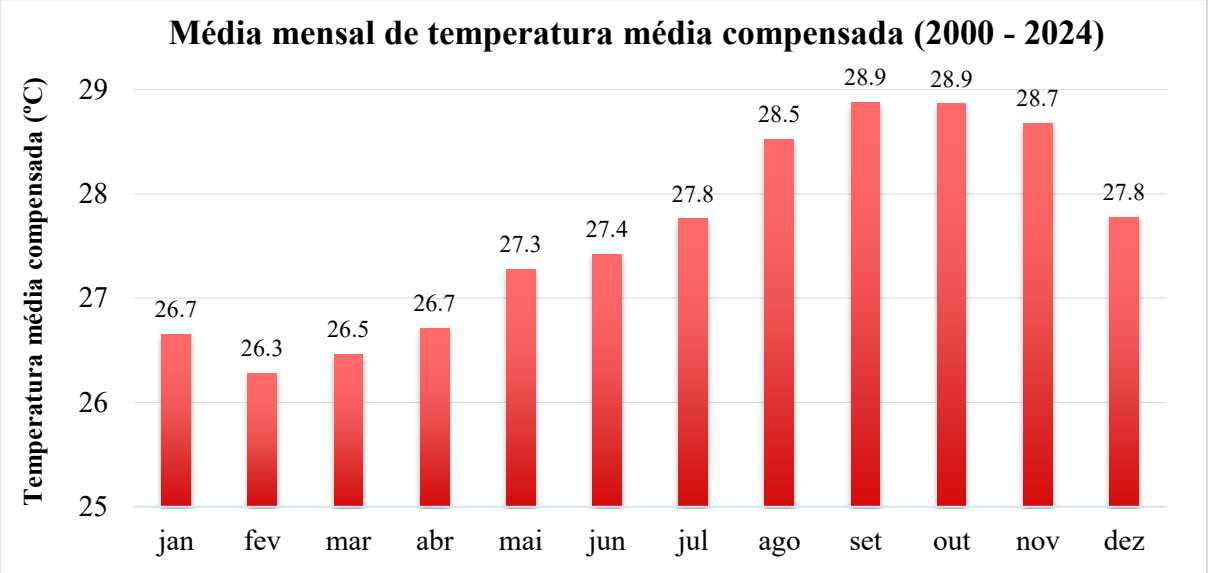


Figura 4.7: Média mensal de temperatura média compensada referente a estação de Altamira

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

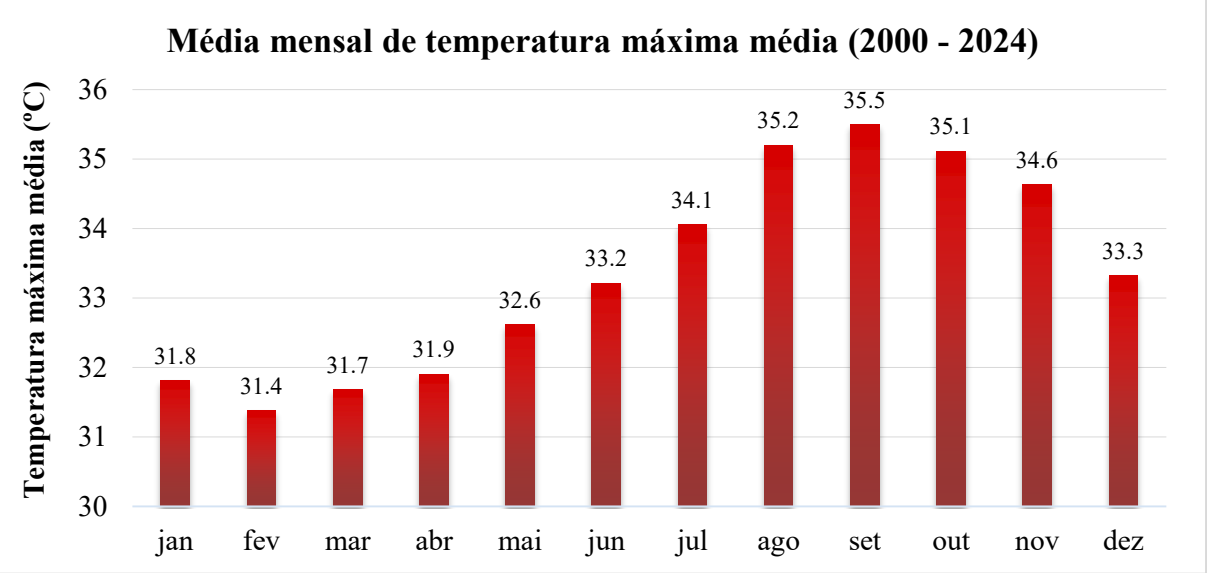


Figura 4.8: Média mensal de temperatura máxima média referente a estação de Altamira

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

Por fim, é importante ressaltar que a análise da variabilidade sazonal desses parâmetros destacam-se pela notável semelhança de tendência com a variabilidade apresentada na base de dados da NASA-SSE, que se refere à irradiação. Dessa forma, esse alinhamento reforça a capacidade dessa base de capturar, de forma precisa e representativa, a variabilidade sazonal da irradiação solar na região da UHE Pimental, consolidando sua relevância como a fonte mais apropriada para embasar as simulações e projeções deste estudo.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados e discussões dos três cenários analisados: Cenário 0 (Projeto preliminar), Cenário 1 (Projeto submetido à ANEEL) e Cenário 2 (Projeto construído), seguindo a metodologia descrita no fluxograma apresentado no capítulo de metodologia.

5.1 Cenário 0: Projeto preliminar

Este cenário refere-se a um estudo preliminar no qual os sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial foram modelados com base em dados iniciais do projeto de P&D e informações da literatura. Devido às incertezas na fase inicial, as simulações foram conduzidas sob condições padronizadas, para fornecer uma base teórica para o desenvolvimento do estudo.

5.1.1 Descrição do local de instalação

A Figura 5.1 apresenta o local inicial proposto para a instalação das plantas fotovoltaicas.

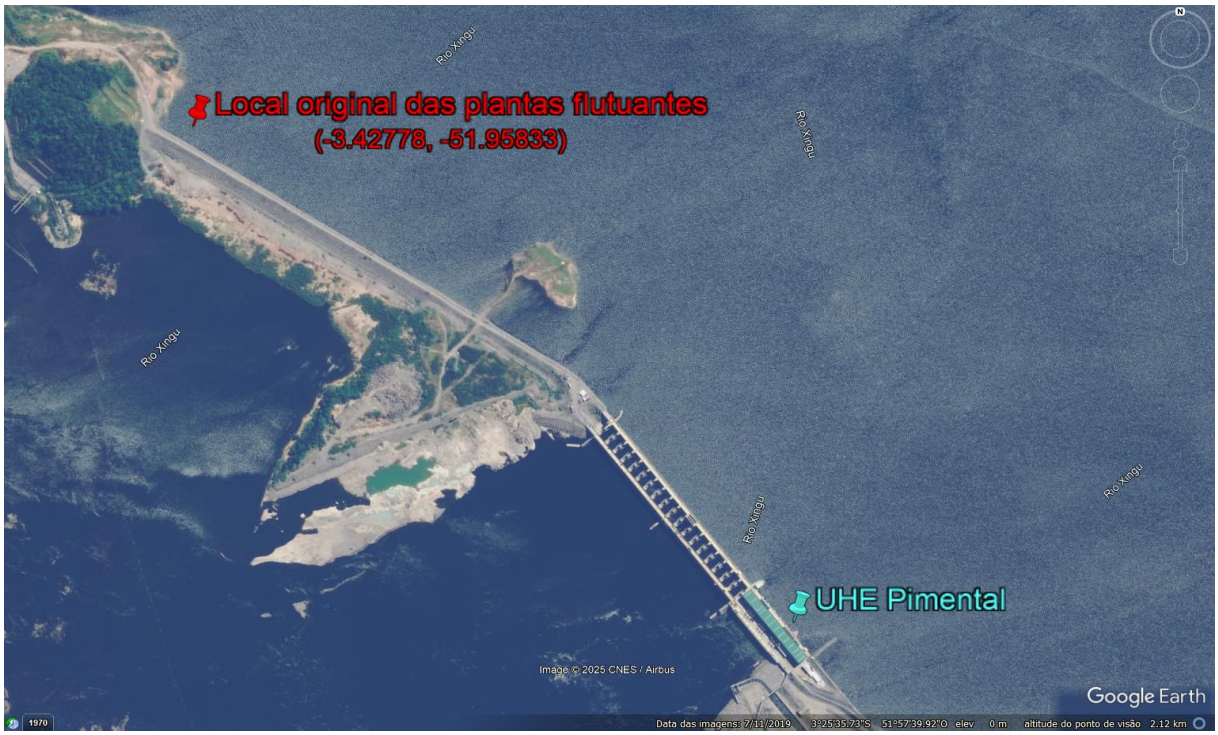


Figura 5.1: Visão aérea da UHE Pimental, com indicação do local inicialmente proposto para a instalação das plantas fotovoltaicas flutuantes iniciais (em vermelho)

Fonte: Adaptado a partir de Google Earth (2025)

Como pode ser visto na figura, esse local está situado dentro do corpo d'água do Rio Xingu, o que reflete a priorização inicial das plantas flutuantes, as quais demandam maior cuidado devido à complexidade de sua instalação e ao seu caráter inovador.

Por esses motivos, para as simulações do Cenário 0, adotaram-se as coordenadas geográficas de latitude (-3.42778 °) e longitude (-51.95833 °), referentes ao local inicialmente proposto para a instalação das plantas flutuantes e a altitude de 100 metros.

5.1.2 Características dos equipamentos

Considerando a definição do local de instalação mencionada, tornou-se necessário estabelecer as especificações técnicas dos sistemas fotovoltaicos. Para garantir uma comparação de desempenho equitativa, foi solicitado à Norte Energia que adquirisse módulos monofaciais e bifaciais com potências nominais idênticas. Assim, embora ainda não adquiridos, a potência definida para ambos os sistemas, tanto monofacial quanto bifacial, foi de 665 Wp e 6 kW para o inversor, conforme pode ser visualizado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Especificações dos módulos fotovoltaicos e inversores utilizados nos sistemas monofacial e bifacial e arranjo do Cenário 0: Projeto preliminar

Sistema	Módulos fotovoltaicos	Inversor	Arranjo
Monofacial	Trina Solar TSM-DE21 (665 Wp)	SMA Sunny Boy 6.0 Smart Connected (6 kW)	2 *strings* de 6 módulos e 1 inversor
Bifacial	Trina Solar TSM-DEG21C.20 (665 Wp)		2 *strings* de 6 módulos e 1 inversor

Fonte: Elaboração própria

As especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos podem ser consultadas no Anexo G (módulo monofacial) e no Anexo H (módulo bifacial). Para o inversor utilizado em ambos os sistemas, as informações estão disponíveis no Anexo I, enquanto o diagrama unifilar do projeto pode ser visualizado no Anexo J.

Conforme pode ser observado no diagrama unifilar (Anexo J), para ambos os sistemas fotovoltaicos de 7,98 kWp, a potência dos inversores está subdimensionada em 6 kW, ou seja, a geração de energia de pico de cada sistema fotovoltaico ultrapassa em aproximadamente

24,8 % a potência total dos inversores. É importante destacar que esse subdimensionamento não foi definido pela equipe de pesquisadores, mas sim pela equipe projetista.

Quanto às características do projeto, diante da falta de detalhes sobre a configuração das fileiras, optou-se por utilizar duas fileiras para cada sistema, com um *pitch* de 3,5 metros, a fim de evitar sombreamento entre os módulos. Para o ângulo de azimute, definiu-se 0 °, correspondente à orientação para o Norte geográfico, sendo a configuração mais adequada para maximizar a geração fotovoltaica no hemisfério sul. Ademais, devido à baixa latitude da região (-3.42778 °), inicialmente especificou-se um ângulo de inclinação de 5 ° para os módulos, de modo a proporcionar uma inclinação mínima que reduzisse o acúmulo de sujidade.

Além disso, como não havia informações sobre a altura que seria efetivamente adotada para a estrutura de suporte para os módulos fotovoltaicos, adotou-se 0,5 metros de altura em relação ao solo, conforme a altura mínima permitida pelo manual da estrutura de suporte para os módulos fotovoltaicos (EURO TUBOS SOLAR, s.d.).

Em relação a cobertura do solo, conforme informado pelos projetistas, definiu-se que a cobertura proposta para a superfície do terreno seria grama. Dessa forma, definiu-se o albedo de 0,25, baseado na premissa de que a vegetação sob os módulos será composta por uma vegetação verde (gramíneas), cujos valores de albedo tipicamente se encontram na faixa entre 0,15 e 0,25, conforme indicado na tabela do PVsyst (PVSYST, 2024). As características geográficas e vegetativas adjacentes, como a presença de um corpo d'água e vegetação diversificada não foram levadas em consideração, pois o local exato da instalação dos sistemas em solo ainda não tinha sido totalmente definido.

5.1.3 Simulações e comparação entre os desempenhos dos sistemas do Cenário 0

Em síntese, os parâmetros definidos e a configuração dos sistemas fotovoltaicos, tanto monofaciais quanto bifaciais para este cenário, estão detalhados na Tabela 5.2. Dessa forma, com base nas informações contidas nessa tabela, os dois sistemas fotovoltaicos foram simulados no PVsyst. O detalhamento completo dos procedimentos de simulação e das perdas consideradas pode ser encontrado ser encontrados no Anexo K. Já os relatórios das simulações realizadas para este cenário, estão disponíveis nos Anexo L (sistema monofacial) e Anexo M (sistema bifacial), enquanto os dados detalhados dos indicadores de desempenho mensal estão apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.2: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 0

Parâmetros		Cenário 0	
		Monofacial	Bifacial
Localização	Latitude e Longitude	-3.42778, -51.95833	
	Altitude (m)	100	
	Dados meteorológicos	NASA-SSE	
Características de projeto	Azimute (°)	0 (Norte)	
	Ângulo de inclinação (°)	5	
	Albedo	0,25	
	Altura (m)	0,5	
	Nº de fileiras/*sheds*	2	2
	Pitch (m)	3,5	3,5
Sistema fotovoltaico	Cap. instalada (kWp)	7,98	7,98
	Módulo (Wp)	665	665
	Eficiência (%)	21,4	21,4
	Fator de bifacialidade (%)	-	70 ± 5
	Nº de módulos	12	12
	Nº de módulos em série	6	6
Inversor	Capacidade total (kW)	6	6
	Nº de inversores	1	1
	FDI (CC/CA)	1,33	1,33

Fonte: Elaboração própria

O sistema bifacial apresentou uma produção anual superior (11,42 MWh/ano) em comparação ao sistema monofacial (11,17 MWh/ano). Consequentemente, os demais indicadores desempenho de produtividade, PR, FC e GB acompanham a tendência de superioridade energética. A produtividade anual do sistema bifacial foi de 32 kWh/kWp/ano maior, o PR foi 1,7 % superior e o FC apresentou um aumento de 0,3 %. Já o ganho bifacial anual foi de 2,28 %, calculado com base na diferença de produtividade entre os sistemas monofacial e bifacial.

A Figura 5.2 apresenta a comparação da produtividade média mensal e do PR dos sistemas monofacial e bifacial. Na figura, observa-se que, ao longo de todo o ano, ambos os indicadores apresentam valores superiores para o sistema bifacial em relação ao monofacial.

Tabela 5.3: Indicadores de desempenho dos sistemas monofacial e bifacial do Cenário 0

Mês	Sistema monofacial (7,98 kWp)					Sistema bifacial (7,98 kWp)					
	Egrid (kWh) (*)	Y_f mensal (**)	Y_f diário (**)	PR (%)	FC (%)	Egrid (kWh) (*)	Y_f mensal (**)	Y_f diário (**)	PR (%)	FC (%)	GB (%)
jan	841	105,4	3,4	78,1	14,2	862	108,0	3,5	80,1	14,5	2,50
fev	774	97,0	3,5	78,7	14,4	793	99,4	3,5	80,6	14,8	2,45
mar	856	107,3	3,5	78,6	14,4	874	109,5	3,5	80,3	14,7	2,10
abr	855	107,1	3,6	79,1	14,9	874	109,5	3,7	80,8	15,2	2,22
mai	909	113,9	3,7	78,6	15,3	928	116,3	3,8	80,3	15,6	2,09
jun	946	118,5	4,0	78,7	16,5	967	121,2	4,0	80,4	16,8	2,22
jul	1050	131,6	4,2	78,9	17,7	1072	134,3	4,3	80,6	18,1	2,10
ago	1077	135,0	4,4	78,4	18,1	1099	137,7	4,4	80,0	18,5	2,04
set	1052	131,8	4,4	77,8	18,3	1073	134,5	4,5	79,4	18,7	2,00
out	1033	129,4	4,2	78,2	17,4	1056	132,3	4,3	79,9	17,8	2,23
nov	908	113,8	3,8	78,3	15,8	932	116,8	3,9	80,4	16,2	2,64
dez	865	108,4	3,5	78,3	14,6	889	111,4	3,6	80,4	15,0	2,77
Média	**931**	**116,6**	**3,8**	**78,5**	**16,0**	**952**	**119,2**	**3,9**	**80,3**	**16,3**	**2,28**
Anual	**11.166**	**1.399,2**				**11.419**	**1.431,0**				

OBS: Egrid corresponde à produção do sistema; Y_f mensal corresponde à produtividade final; Y_f diário corresponde à produção normalizada; PR corresponde ao *performance ratio*; FC corresponde ao fator de capacidade; e GB corresponde ao ganho bifacial. **Nota (*):** Nas simulações realizadas, não foi utilizado transformador, portanto, os valores de Egrid correspondem à energia disponível na saída do inversor, entregue ao QGBT (Quadro Geral de Baixa Tensão). **Nota (**):** O Y_f mensal e o Yf diário estão expressos em kWh/kWp/mês e kWh/kWp/dia, respectivamente.

Fonte: Elaborado a partir de PVsyst (2024)

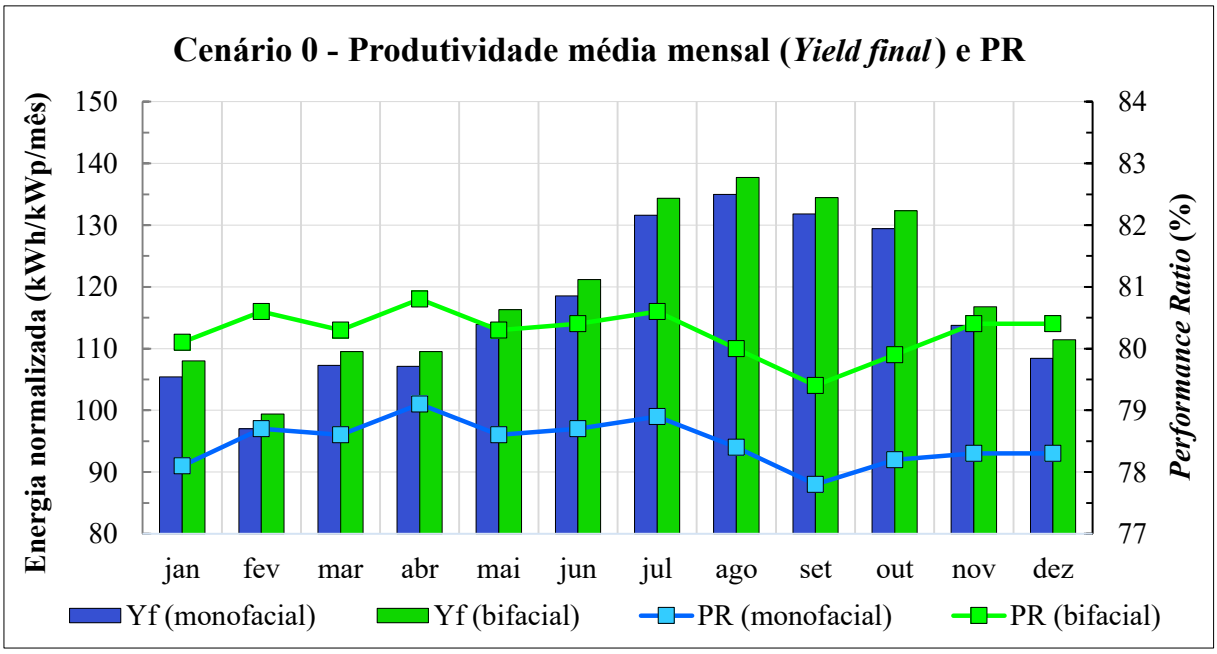


Figura 5.2: Comparação da produtividade média mensal e *Performance Ratio* do Cenário 0

Fonte: Elaboração própria

5.2 Cenário 1: Projeto submetido à ANEEL

Este cenário representa a configuração inicial dos sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial, conforme definido teoricamente no projeto submetido à ANEEL. Em vista disso, as simulações foram realizadas com base nas premissas estabelecidas nessa submissão, para garantir que os modelos adotados refletissem as condições e especificações previstas para a implementação das plantas fixas no solo na UHE Pimental.

5.2.1 Descrição do local de instalação

No Cenário 1, manteve-se a referência geográfica adotada no Cenário 0 para as simulações, (-3.42778 ° de latitude, -51.95833 ° de longitude e a altitude de 100 metros).

Como nesta fase inicial o foco era a implementação das seis plantas iniciais, totalizando 95,4 kWp (6 x 15,90 kWp), a escolha da localização baseou-se em uma análise de viabilidade técnica abrangente, que levou em consideração aspectos como: disponibilidade de espaço (avaliação da área disponível para a instalação das plantas fixas sem comprometer futuras expansões do projeto), acessibilidade para instalação e manutenção (proximidade das plantas flutuantes para facilitar a logística de construção, inspeção e operação dos sistemas) e compatibilidade com a infraestrutura elétrica da usina (viabilidade da conexão elétrica das plantas fixas ao sistema de transmissão da UHE Pimental).

Assim, embora as coordenadas correspondem ao local inicialmente definido para as plantas fotovoltaicas flutuantes, no momento da submissão do projeto à ANEEL, a localização exata das plantas fixas ainda não estava completamente estabelecida.

5.2.2 Características dos equipamentos

No Cenário 1, embora as especificações dos módulos fotovoltaicos e inversores tenham sido mantidas, algumas modificações foram implementadas na configuração do sistema. As principais alterações em relação ao Cenário 0 envolveram o ângulo de inclinação dos módulos, a disposição das fileiras e o *pitch.*

Inicialmente foi estabelecido um ângulo de inclinação de 5 º. No entanto, ao consultar o manual da estrutura de suporte, a equipe responsável pela instalação verificou que não havia furação compatível para esse ângulo, conforme pode ser observado na Figura 5.3. Como

alternativa, cogitou-se a modificação da estrutura com a perfuração de um novo furo para viabilizar a inclinação desejada. Contudo, concluiu-se que essa adaptação não seria viável devido a uma série de fatores, incluindo custos adicionais, burocracia envolvida na execução do serviço na UHE Pimental, tempo necessário para a modificação e a perda da garantia do fabricante da estrutura de suporte. Dessa forma, optou-se por manter a inclinação dos módulos em 8°, conforme a estrutura original.

Além disso, no Cenário 0, a configuração adotada contemplava duas fileiras de módulos, enquanto no Cenário 1 optou-se por uma única fileira, conforme indicado na planta de locação disponível no Anexo N. Como consequência dessa mudança, o *pitch* foi reduzido para 0 metros, eliminando a necessidade de espaçamento entre os módulos.

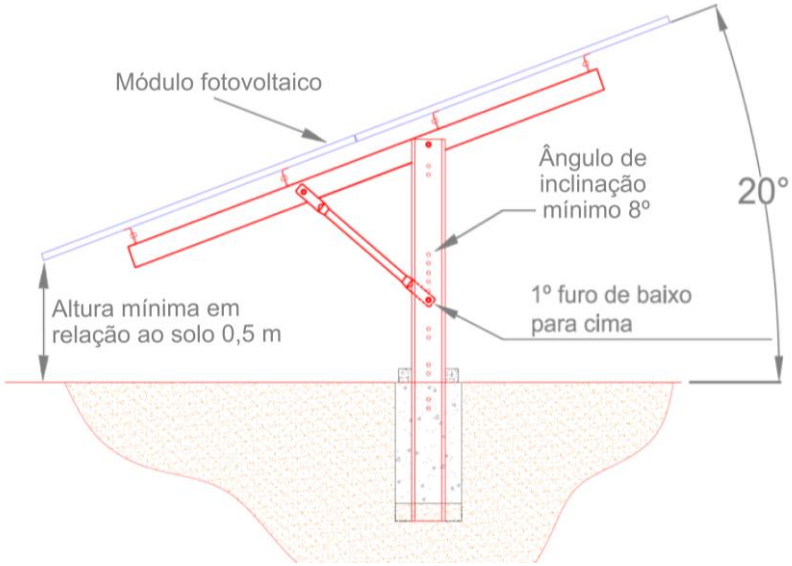


Figura 5.3: Manual de montagem da estrutura de suporte dos painéis

Fonte: Adaptado a partir de Euro Tubos Solar (s.d.)

Apesar dessas modificações, os módulos fotovoltaicos utilizados permaneceram os mesmos, sendo os sistemas compostos por módulos monofaciais e bifaciais de 665 Wp e inversores de 6 kW, conforme pode ser visualizado diagrama unifilar presente no Anexo J (mesmo diagrama unifilar do Cenário 0).

5.2.3 Simulações e comparação entre os desempenhos dos sistemas do Cenário 1

Os parâmetros definidos e a configuração dos sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial para o Cenário 1 estão apresentados na Tabela 5.4. Com base nesses dados, as simulações foram

realizadas no PVsyst. O detalhamento completo dos procedimentos de simulação, incluindo as perdas consideradas, está disponível no Anexo K.

Embora o *pitch* adotado para este cenário seja 0, conforme definido no projeto, observa-se que na Tabela 5.4 esse valor foi ajustado para 50 metros. Essa discrepância ocorreu devido a uma limitação técnica encontrada no PVsyst, que atualmente não permite a simulação de sistemas bifaciais de pequeno porte compostos por uma única fileira de módulos. De acordo com informações encontradas no fórum do PVsyst, essa limitação será corrigida em futuras atualizações. Assim, como alternativa para viabilizar a simulação, a recomendação do suporte técnico do PVsyst foi dividir a única fileira em duas e distanciá-las o suficiente para evitar sombreamento. Dessa forma, para contornar essa restrição e garantir a execução das simulações, optou-se por adotar um *pitch* de 50 metros, conforme o recomendado.

Tabela 5.4: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 1

Parâmetros		**Cenário 1**	
		Monofacial	Bifacial
Localização	Latitude e Longitude	-3.42778, -51.95833	
	Altitude (m)	100	
	Dados meteorológicos	NASA-SSE	
Características de projeto	Azimute (°)	0 (Norte)	
	Ângulo de inclinação (°)	8	
	Albedo	0,25	
	Altura (m)	0,5	
	Nº de fileiras/*sheds*	1	1
	Pitch (m)	50	50
Sistema fotovoltaico	Cap. instalada (kWp)	7,98	7,98
	Módulo (Wp)	665	665
	Eficiência (%)	21,4	21,4
	Fator de bifacialidade (%)	-	70 ± 5
	Nº de módulos	12	12
	Nº de módulos em série	6	6
Inversor	Capacidade total (kW)	6	6
	Nº de inversores	1	1
	FDI (CC/CA)	1,33	1,33

Fonte: Elaboração própria

Para validar a escolha do ângulo de inclinação adotado de 8 °, foi realizada uma análise de otimização da irradiação global incidente no plano dos módulos no PVsyst, conforme ilustrado na Figura 5.4. Os resultados indicam que a inclinação de 8 ° está dentro da faixa de máxima captação de radiação ao longo do ano, o que resultou em uma irradiação incidente anual de 1.792 kWh/m². Para efeito de comparação, a inclinação de 5 °, inicialmente considerada, apresentou um valor inferior de 1.788 kWh/m².

Segundo a literatura, a inclinação recomendada para sistemas fixos deve ser próxima à latitude do local para maximizar a captação solar anual, com um ângulo mínimo de 10 ° para evitar acúmulo de sujeira e facilitar a drenagem da água. No entanto, a melhor inclinação pode variar por conta da variação da trajetória solar ao longo do ano (VILLALVA, 2015).

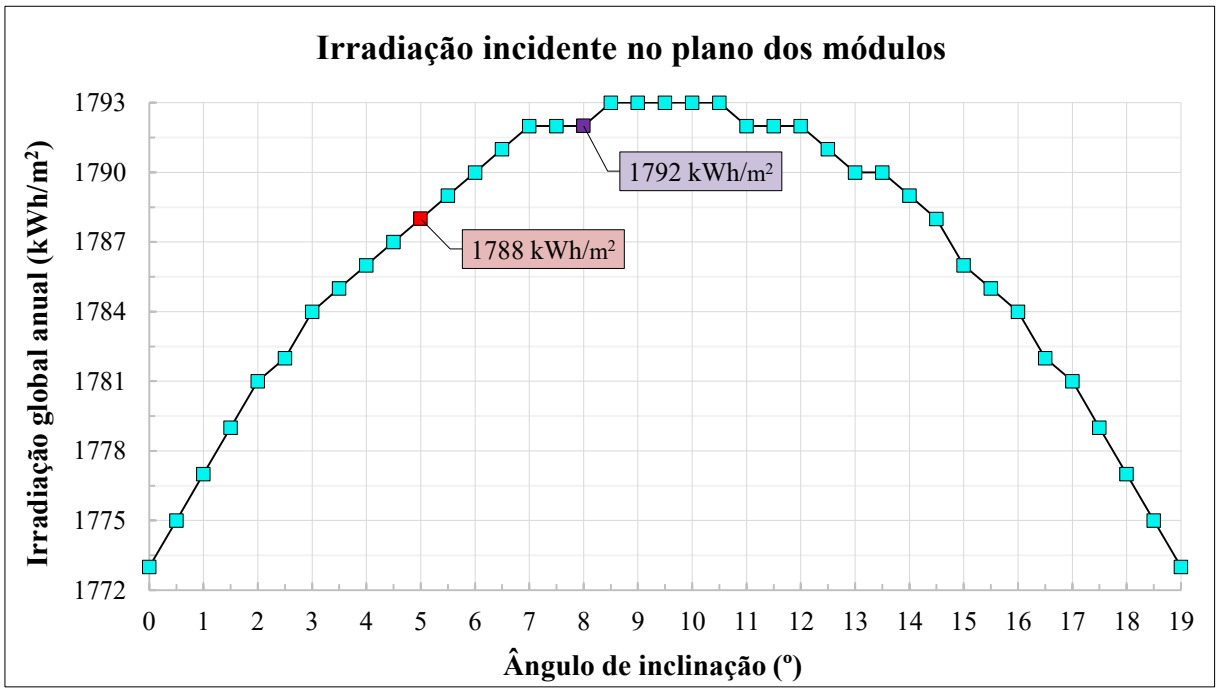


Figura 5.4: Irradiação global anual incidente no plano dos módulos em função da inclinação

Fonte: Elaborado a partir de PVsyst (2024)

Os relatórios das simulações realizadas para este cenário, contendo os dados detalhados, estão disponíveis nos Anexo O (sistema monofacial) e Anexo P (sistema bifacial), enquanto os dados detalhados dos indicadores de desempenho mensal estão apresentados na Tabela 5.6.

A Figura 5.5 apresenta a comparação da produtividade média mensal e do PR dos sistemas monofacial e bifacial. Na figura, observa-se que, ao longo de todo o ano, ambos os indicadores apresentam valores superiores para o sistema bifacial em relação ao monofacial.

Tabela 5.5: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 1

Mês	Sistema monofacial (7,98 kWp)					Sistema bifacial (7,98 kWp)					
	Egrid (kWh) (*)	Y_f mensal (**)	Y_f diário (**)	PR (%)	FC (%)	Egrid (kWh) (*)	Y_f mensal (**)	Y_f diário (**)	PR (%)	FC (%)	GB (%)
jan	826	103,5	3,3	78,2	13,9	857	107,4	3,5	81,2	14,4	3,75
fev	766	96,0	3,4	78,8	14,3	792	99,2	3,5	81,5	14,8	3,39
mar	854	107,0	3,5	78,7	14,4	881	110,4	3,6	81,2	14,8	3,16
abr	863	108,1	3,6	79,1	15,0	894	112,0	3,7	81,9	15,6	3,59
mai	924	115,8	3,7	78,6	15,6	953	119,4	3,9	81,0	16,1	3,14
jun	969	121,4	4,0	78,7	16,9	998	125,1	4,2	81,0	17,4	2,99
jul	1074	134,6	4,3	79,0	18,1	1108	138,8	4,5	81,4	18,7	3,17
ago	1092	136,8	4,4	78,4	18,4	1126	141,1	4,6	80,8	19,0	3,11
set	1055	132,2	4,4	77,8	18,4	1091	136,7	4,6	80,5	19,0	3,41
out	1024	128,3	4,1	78,2	17,2	1056	132,3	4,3	80,6	17,8	3,13
nov	891	111,7	3,7	78,3	15,5	926	116,0	3,9	81,4	16,1	3,93
dez	845	105,9	3,4	78,3	14,2	880	110,3	3,6	81,5	14,8	4,14
Média	**932**	**116,8**	**3,8**	**78,5**	**16,0**	**964**	**120,7**	**4,0**	**81,2**	**16,5**	**3,41**
Anual	**11.183**	**1.401,4**				**11.562**	**1.448,9**				

OBS: Egrid corresponde à produção do sistema; Y_f mensal corresponde à produtividade final; Y_f diário corresponde à produção normalizada; PR corresponde ao *performance ratio*; FC corresponde ao fator de capacidade; e GB corresponde ao ganho bifacial. **Nota (*):** Nas simulações realizadas, não foi utilizado transformador, portanto, os valores de Egrid correspondem à energia disponível na saída do inversor, entregue ao QGBT (Quadro Geral de Baixa Tensão). **Nota (**):** O Y_f mensal e o Yf diário estão expressos em kWh/kWp/mês e kWh/kWp/dia, respectivamente.

Fonte: Elaborado a partir de PVsyst (2024)

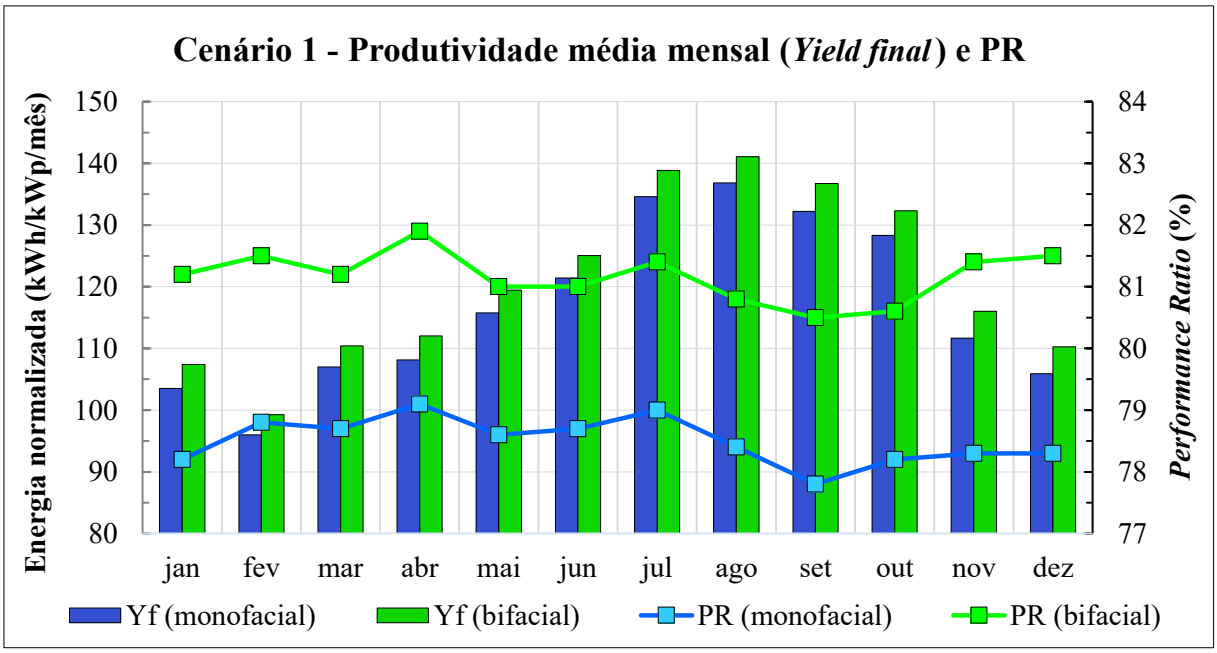


Figura 5.5: Comparação da produtividade média mensal e *Performance Ratio* do Cenário 1

Fonte: Elaboração própria

5.3 Cenário 2: Projeto construído

Este cenário representa a configuração real dos sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial construídos na UHE Pimental. Diferentemente dos cenários anteriores, os *inputs* e informações utilizados para as simulações foram baseados exclusivamente em dados reais obtidos, para garantir uma representação mais precisa das condições operacionais dos sistemas. Dessa forma, este cenário corresponde diretamente aos sistemas que foram implementados na UHE Pimental.

5.3.1 Descrição do local de instalação final

Com o avanço das análises da área inicialmente escolhida (Figura 3.2), verificou-se a necessidade de modificar o local proposto para a instalação das plantas fotovoltaicas iniciais.

De acordo com a Norte Energia, o setor ambiental da companhia não aprovou a área selecionada devido a restrições ambientais, associadas à proximidade com ecossistemas aquáticos, onde, em determinadas épocas do ano, ocorre a desova de quelônios (tartarugas). Além disso, a área em solo onde seria realizada a instalação das plantas fixas, próxima às plantas flutuantes, também foi considerada inadequada, pois constitui um local de passagem de animais que transitam de uma margem para outra. Adicionalmente, a presença de equipamentos e cabos energizados nessa região poderia comprometer a segurança das espécies locais. Diante dessas restrições, a realocação da instalação tornou-se necessária para minimizar impactos ambientais e atender às exigências normativas.

Em virtude disso, após a realização de novas análises em outros locais, definiram-se os locais finais para a instalação das plantas fotovoltaicas flutuantes e fixas, conforme ilustrado na Figura 5.6, onde as seis plantas iniciais já estão instaladas (Figura 1.2 e 1.3).

Portanto, para a simulação do Cenário 2, adotaram-se as coordenadas geográficas de latitude -3.431901 ° e longitude -51.953840 °, referentes ao local onde as plantas fotovoltaicas fixas estão efetivamente instaladas, bem como a altitude de 103 metros.

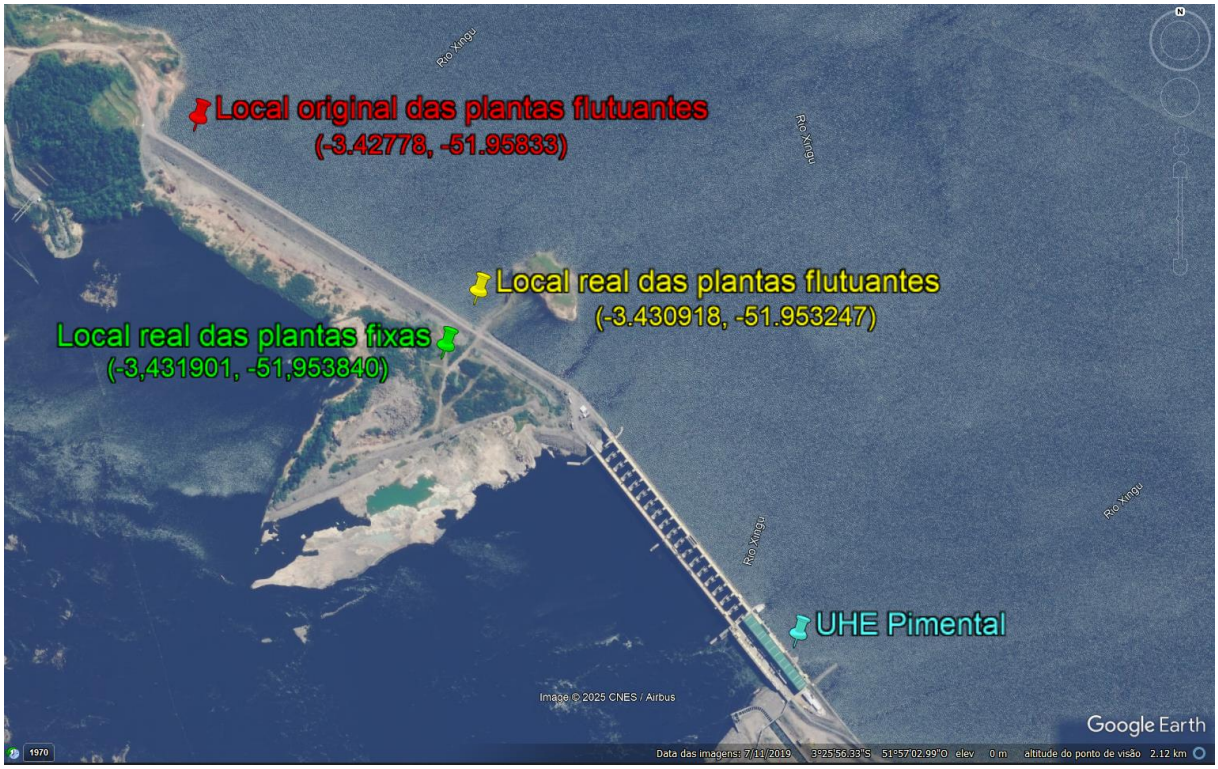


Figura 5.6: Vista aérea da UHE Pimental, indicando os locais finais definidos para a instalação das plantas fotovoltaicas flutuantes (em amarelo) e fixas (em verde), assim como o local originalmente proposto para as plantas flutuantes (em vermelho)

Fonte: Adaptado a partir de Google Earth (2025)

5.3.2 Características dos equipamentos instalados

O Anexo Q apresenta o diagrama unifilar realizado para a planta fotovoltaica fixa no solo, projetado para uma capacidade total de 15,96 kWp. O sistema é composto por módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais, organizados em strings independentes, cada uma conectada a inversores dedicados, conforme especificado no projeto. No entanto, após a inspeção no local, verificou-se que a capacidade total instalada da planta fotovoltaica (Figura 5.7), é de 15,90 kWp, apresentando uma divergência em relação ao valor originalmente projetado no diagrama unifilar.

Conforme relatado no Cenário 1, submetido à ANEEL, a potência prevista para os módulos monofaciais e bifaciais era de 665 Wp. No entanto, no Cenário 2, verificou-se que a capacidade instalada divergiu do valor projetado devido ao uso de módulos bifaciais com potência nominal de 660 Wp, em vez dos 665 Wp originalmente previstos. Embora essa

diferença afete apenas os módulos bifaciais, seu impacto nos resultados é limitado, pois indicadores normalizados, como a produtividade anual (kWh/kWp/ano), não são influenciados por essa variação. No entanto, essa discrepância pode afetar métricas absolutas, como a produção total de energia (MWh/ano) e o fator de capacidade.

Figura 5.7: Distinção entre os painéis monofaciais e bifaciais da planta fotovoltaica fixa

Fonte: Elaboração própria

As principais características dos módulos utilizados nos sistemas fotovoltaicos implementados na UHE Pimental estão apresentadas na Tabela 5.6. Informações técnicas complementares, incluindo detalhes específicos dos módulos monofaciais e bifaciais, podem ser consultadas nos Anexos G e H, respectivamente.

Tabela 5.6: Características dos módulos fotovoltaicos instalados na UHE Pimental

Características	Sistema FV Monofacial	Sistema FV Bifacial
Modelo	Trina solar TSM-DE21	Trina Solar TSM-DEG21.C
Potência nominal (Wp)	665	660
Número de módulos	12	12
Número de strings	2	2
Potência instalada (kWp)	7,98	7,92
Eficiência (%)	21,4	21,2
Coeficiente de bifacialidade (%)	-	70 ± 5
Peso por módulo (kg)	33,6	38,3

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Trina Solar (2021, 2022)

Para cada sistema fotovoltaico, foi utilizado um inversor, cujas principais características estão detalhadas na Tabela 5.7. Adicionalmente, a ficha técnica do inversor pode ser encontrada no Anexo I.

Tabela 5.7: Informações dos inversores instalados na UHE Pimental

Característica	Especificação
Modelo	SMA Sunny Boy 6.0
Potência nominal de saída (CA)	6,0 kW
Máxima potência de entrada (CC)	9,0 kWp
Rendimento Máximo	97 %
Tensão Nominal de Saída (CA)	230 V
Frequência Nominal	50 Hz / 60 Hz

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de SMA SOLAR TECHNOLOGY (2023)

Os inversores utilizados em ambos os sistemas possuem potência nominal de 6 kW, inferior à potência máxima dos arranjos fotovoltaicos instalados, resultando em um curtailment significativo. No sistema monofacial (7,98 kWp), a limitação representa aproximadamente 24,8 %, enquanto no sistema bifacial (7,92 kWp), o curtailment é de 24,2 %. Os valores são consideravelmente elevados em comparação às recomendações da literatura, que geralmente indicam níveis mais baixos de subdimensionamento para evitar perdas na conversão de energia. No entanto, ressalta-se que esse dimensionamento foi realizado pela equipe de projeto, não pelos pesquisadores

A Figura 5.8 apresenta o local de instalação dos inversores da planta fotovoltaica, juntamente com o sistema de internet via satélite Starlink. Os painéis fotovoltaicos estão orientados para o norte, enquanto os equipamentos encontram-se posicionados ao sul. No entanto, devido à baixa latitude da região (-3.431901 °), a incidência solar pode atingir o lado oposto da parede em determinados períodos do ano. Por esse motivo, a instalação de uma cobertura é necessária para proteger os equipamentos contra a exposição direta ao sol.

Figura 5.8: Inversores (em vermelho), sistema de comunicação das plantas fotovoltaicas e antena do sistema de internet via satélite Starlink

Fonte: Elaboração própria

A medição do azimute da planta fotovoltaica fixa no solo foi realizada nas extremidades inferiores dos módulos em relação ao solo. Nos módulos monofaciais, registrou-se um azimute de 18 °, enquanto nos bifaciais, o valor medido foi de 15 °, ambos com desvio para oeste, conforme pode ser visto na Figura 5.9.

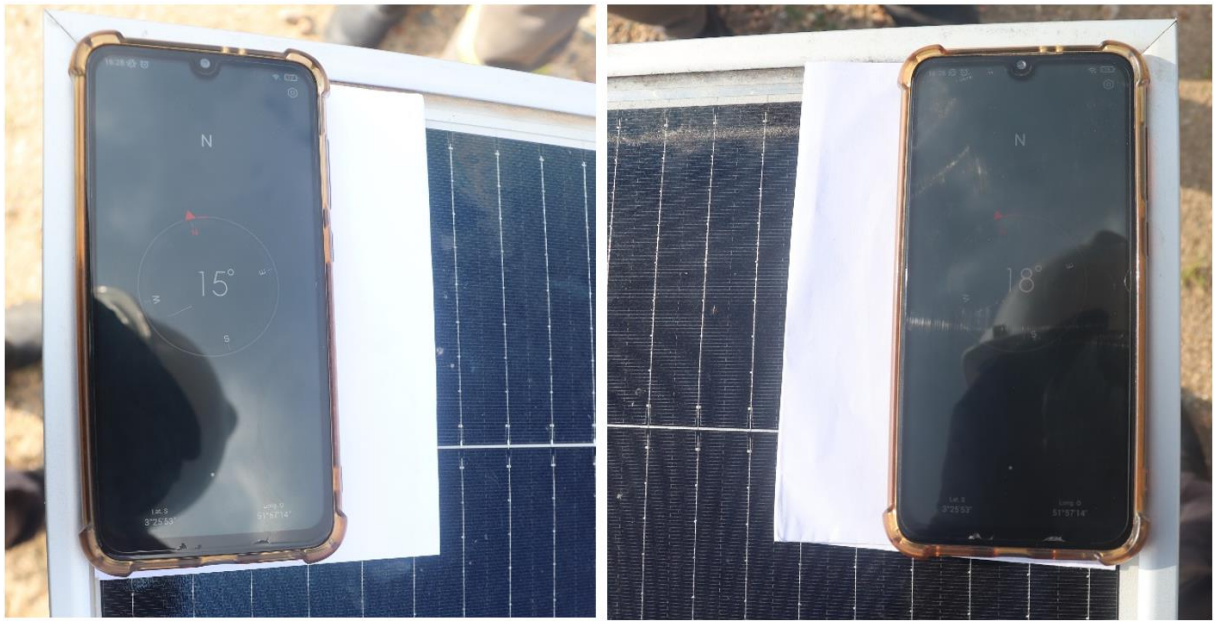


Figura 5.9: Registro do azimute medido

Fonte: Elaboração própria

Embora o ideal fosse que os módulos estivessem perfeitamente alinhados ao norte geográfico (azimute de 0 °; ver Anexo N), a medição inicial, realizada com o auxílio de um smartphone, indicou um desalinhamento aparente de aproximadamente 15 ° a 18 °. No entanto, esse valor foi posteriormente revisto, considerando que o instrumento utilizado possui limitações quanto à precisão. Assim, a diferença inicialmente registrada é atribuída à baixa exatidão do método de medição empregado.

Para garantir a correta representação da orientação dos módulos nas simulações, foi adotado um procedimento mais confiável, com base na declinação magnética local. A determinação do azimute verdadeiro das plantas fotovoltaicas instaladas na UHE Pimental foi feita utilizando a calculadora oficial do NOAA, com base no modelo IGRF20. Em 23/08/2024, a declinação magnética para a região foi de -19,9 ° (Figura 5.10). Considerando um azimute magnético médio de 343,5 °, medido em campo, aplicou-se a correção para o norte verdadeiro, resultando em um azimute real de aproximadamente 3,4 ° Oeste. Portanto, o erro real de alinhamento foi significativamente menor que o estimado inicialmente.

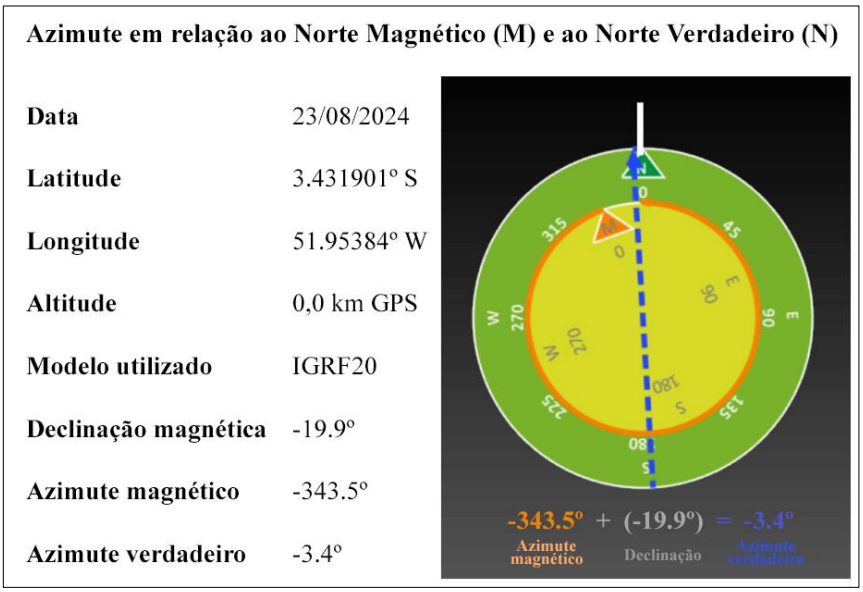


Figura 5.10: Determinação do azimute verdadeiro

Fonte: Adaptado a partir de NOAA (2024)

A medição do ângulo de inclinação realizada, conforme mostrado na Figura 5.11, registrou um valor de 8 °, em conformidade com o projeto original. Embora a literatura frequentemente recomende inclinações mínimas de 10 ° para facilitar o escoamento de sujeira

e otimizar a captação da irradiação solar, a escolha desse ângulo foi definida com base nas características estruturais da estrutura de suporte dos módulos.

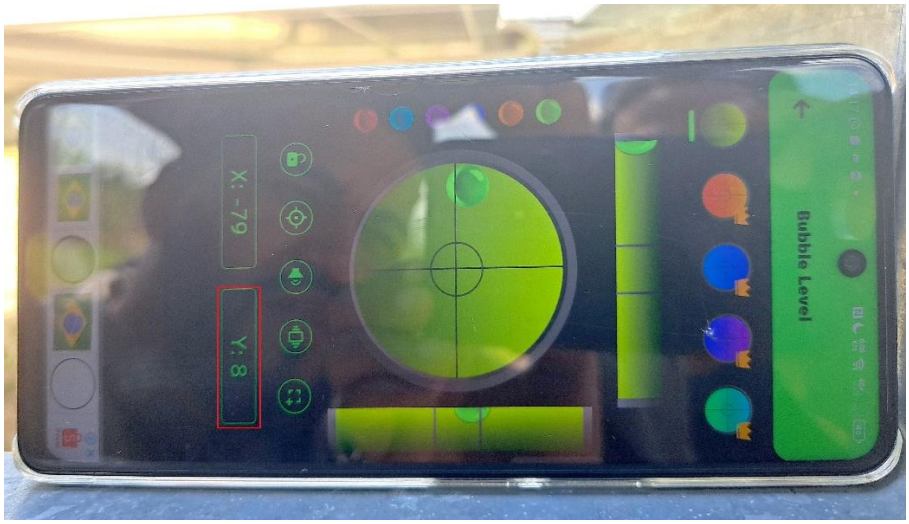


Figura 5.11: Medição do ângulo de inclinação dos arranjos fotovoltaicos utilizando um aplicativo de nível digital em smartphone.

Fonte: Elaboração própria

Para a instalação das plantas em solo, foi necessário realizar terraplanagem no terreno para garantir uma base nivelada e adequada à fixação da estrutura de suporte dos painéis, conforme pode ser observado na Figura 5.12.

Figura 5.12: Registro da estrutura de suporte instalada sob terraplanagem realizada

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.13 apresenta as medições de altura realizadas nos painéis monofaciais e bifaciais da planta fotovoltaica instalada. Conforme ilustrado na figura, a altura em relação ao solo variou entre as extremidades dos painéis devido ao desnível do terreno. Nos painéis monofaciais, a altura registrada foi de 1,09 metros na extremidade inferior e 1,72 metros na extremidade superior. Já nos painéis bifaciais, esses valores foram de 1,22 metros e 1,85 metros, respectivamente.

Além disso, o ângulo de inclinação da estrutura foi verificado por meio de cálculos trigonométricos, utilizando as medidas de altura largura. O valor obtido foi de 7,52 °.

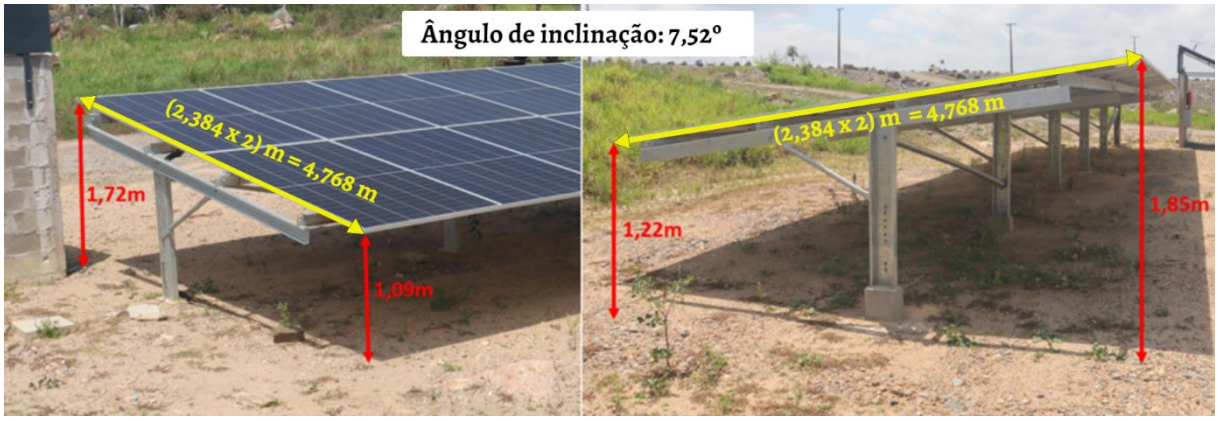


Figura 5.13: Diferença de altura da planta fotovoltaica devido ao desnível do terreno

Fonte: Elaboração própria

Além disso, ao observar as Figuras 5.12 e 5.13, nota-se uma semelhança entre o terreno analisado por Furtado *et al.* (2024) e a superfície presente abaixo dos módulos fotovoltaicos. Diante dessa similaridade, e considerando que no estudo de Furtado *et al.* (2024) foi realizada a mensuração do albedo, resultando em um valor de 0,28, esse mesmo valor foi adotado para as simulações do Cenário 2.

Durante a inspeção visual realizada em agosto de 2024, aproximadamente cinco meses após o início da instalação dos módulos fotovoltaicos em fevereiro do mesmo ano, foi possível observar a presença de sujidades em ambas as tecnologias analisadas. Conforme ilustrado na Figura 5.14, identificou-se a presença de insetos mortos, ressecados e aderidos tanto na face superior quanto na inferior dos módulos bifaciais. Adicionalmente, como mostra a Figura 5.15, foram observados acúmulos de sujeira sobre a superfície dos módulos, incluindo excrementos de aves e vestígios de água retida, o que já era esperado devido à baixa inclinação dos painéis.

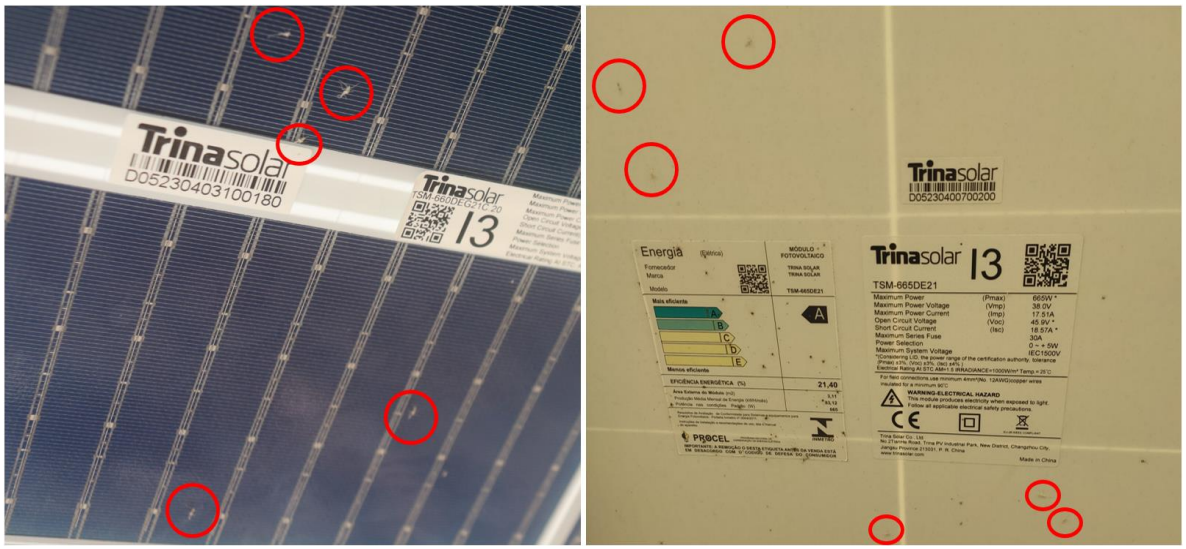


Figura 5.14: Insetos mortos, ressecados e grudados na face posterior dos painéis

Fonte: Elaboração própria

Figura 5.15: Registro da sujidade dos painéis.

Fonte: Elaboração própria

Durante a análise visual, observou-se que todos os módulos bifaciais instalados nas seis plantas iniciais apresentam uma leve deformação/curvatura, enquanto os módulos monofaciais não apresentam essa deformação. Conforme ilustrado na Figura 5.16, é possível observar (destacado em vermelho) o local onde o módulo bifacial sofre um pequeno desnível em relação à sua superfície.

Figura 5.16: Identificação da deformação/curvatura dos módulos bifaciais

Fonte: Elaboração própria

Embora os módulos monofaciais e bifaciais tenham sido instalados simultaneamente em cada planta, supõe-se que as diferenças construtivas entre os módulos (especialmente o fato de os módulos bifaciais serem mais pesados) possam ter contribuído para o surgimento da curvatura observada. Além disso, considera-se que a estrutura de suporte utilizada, originalmente projetada para módulos monofaciais, pode não ter sido adequada para suportar as características mecânicas dos módulos bifaciais. Possivelmente, seria necessária uma estrutura diferenciada, com reforço adicional, como o uso de grampos em maior número ou distribuição específica, para garantir maior rigidez e evitar deformações ao longo do tempo.

O módulo bifacial utilizado (Anexo H) apresenta configuração *dual glass*, com duas lâminas de vidro de 2,0 mm, enquanto o módulo monofacial (Anexo G) utiliza uma lâmina frontal de 3,2 mm e backsheet na face posterior. Considerando essas diferenças construtivas e estruturais, uma hipótese é que esses módulos tendem a apresentar comportamentos mecânicos distintos quando expostos a condições climáticas diferentes das estabelecidas nos testes padrão (STC), o que pode ser atribuído a diferenças nos valores de dilatação térmica dos materiais utilizados ou a possíveis falhas no processo de laminação no lote adquirido. Vale ressaltar que o módulo bifacial, por ser mais fino e conter vidro em ambas as faces, é mais pesado (38,3 kg)

em comparação com o monofacial (33,6 kg), sendo aproximadamente 14 % mais pesado, o que pode contribuir para essas deformações observadas. Dessa forma, como ainda não há comprovação da causa da deformação observada, estudos complementares serão necessários para investigar se há microfissuras ou outros problemas específicos relacionados à instalação ou transporte.

Devido à deformação observada nos módulos, supõe-se a possível formação de microfissuras nas células fotovoltaicas. Entretanto, a confirmação ou refutação dessa possibilidade também exige estudos adicionais, como testes de eletroluminescência, resistência em laboratório especializado e certificado. Além disso, sugere-se a realização de uma inspeção visual durante uma nova visita à usina, com o uso de câmeras termográficas e lanternas, a fim de identificar potenciais áreas/células de aquecimento excessivo (*hotspots)* ou anomalias no encapsulamento.

Por fim, como atualmente há uma limitação na quantidade de dados de geração de energia, é importante coletar mais informações ao longo do tempo para permitir verificar se há uma redução na geração de energia especificamente nos módulos bifaciais em comparação com os monofaciais. Embora o módulo bifacial tenha uma garantia de 30 anos, contra 25 anos do monofacial, o que indica uma construção mais robusta a longo prazo, isso não elimina a possibilidade de problemas no curto prazo. Portanto, a análise contínua dos dados de geração e a realização de testes adicionais são necessários.

5.3.3 Simulações e comparação entre os desempenhos dos sistemas do Cenário 2

Os parâmetros definidos e a configuração dos sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial para o Cenário 2 estão apresentados na Tabela 5.10. Com base nesses dados, as simulações foram realizadas no PVsyst. O detalhamento completo dos procedimentos de simulação, incluindo as perdas consideradas, está disponível no Anexo K.

Os relatórios das simulações realizadas para este cenário, contendo os dados detalhados, estão disponíveis nos Anexo R (sistema monofacial) e Anexo S (sistema bifacial), enquanto os dados detalhados dos indicadores de desempenho mensal estão apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.8: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 2

Parâmetros		Cenário 2	
		Monofacial	Bifacial
Localização	Latitude e Longitude	-3.42778, -51.95833	
	Altitude (m)	103	
	Dados meteorológicos	NASA-SSE	
Características de projeto	Azimute (°)	-3,4 (Oeste)	
	Ângulo de inclinação (°)	8	
	Albedo	0,28	
	Altura (m)	1,09	1,22
	Nº de fileiras/*sheds*	1	1
	Pitch (m)	50	50
Sistema fotovoltaico	Cap. instalada (kWp)	7,98	7,92
	Módulo (Wp)	665	660
	Eficiência (%)	21,4	21,2
	Fator de bifacialidade (%)	-	70 ± 5
	Nº de módulos	12	12
	Nº de módulos em série	6	6
Inversor	Capacidade total (kW)	6	6
	Nº de inversores	1	1
	FDI (CC/CA)	1,33	1,32

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.17 apresenta a comparação da produtividade média mensal e do PR dos sistemas monofacial e bifacial. Na figura, observa-se que, ao longo de todo o ano, ambos os indicadores apresentam valores superiores para o sistema bifacial em relação ao monofacial.

Tabela 5.9: Configuração dos sistemas fotovoltaicos simulados no Cenário 2

Mês	Sistema monofacial (7,98 kWp)					Sistema bifacial (7,92 kWp)					
	Egrid (kWh) (*)	Y_f mensal (**)	Y_f diário (**)	PR (%)	FC (%)	Egrid (kWh) (*)	Y_f mensal (**)	Y_f diário (**)	PR (%)	FC (%)	GB (%)
jan	826	103,5	3,3	78,2	13,9	872	110,1	3,6	83,2	14,8	6,37
fev	766	96,0	3,4	78,8	14,3	806	101,8	3,6	83,5	15,1	6,02
mar	854	107,0	3,5	78,7	14,4	894	112,9	3,6	83,0	15,2	5,48
abr	864	108,3	3,6	79,1	15,0	906	114,4	3,8	83,6	15,9	5,66
mai	925	115,9	3,7	78,6	15,6	968	122,2	3,9	82,9	16,4	5,44
jun	968	121,3	4,0	78,7	16,8	1015	128,2	4,3	83,1	17,8	5,65
jul	1075	134,7	4,3	79,0	18,1	1128	142,4	4,6	83,5	19,1	5,73
ago	1092	136,8	4,4	78,4	18,4	1141	144,1	4,6	82,5	19,4	5,28
set	1058	132,6	4,4	77,9	18,4	1106	139,6	4,7	82,1	19,4	5,33
out	1024	128,3	4,1	78,1	17,2	1072	135,4	4,4	82,4	18,2	5,48
nov	892	111,8	3,7	78,4	15,5	944	119,2	4,0	83,6	16,6	6,63
dez	847	106,1	3,4	78,3	14,3	900	113,6	3,7	83,8	15,3	7,06
Média	**933**	**116,9**	**3,8**	**78,5**	**16,0**	**979**	**123,7**	**4,1**	**83,1**	**16,9**	**5,84**
Anual	**11.191**	**1.402,4**				**11.752**	**1.483,8**				

OBS: Egrid corresponde à produção do sistema; Y_f mensal corresponde à produtividade final; Y_f diário corresponde à produção normalizada; PR corresponde ao *performance ratio*; FC corresponde ao fator de capacidade; e GB corresponde ao ganho bifacial. **Nota (*):** Nas simulações realizadas, não foi utilizado transformador, portanto, os valores de Egrid correspondem à energia disponível na saída do inversor, entregue ao QGBT (Quadro Geral de Baixa Tensão). **Nota (**):** O Y_f mensal e o Yf diário estão expressos em kWh/kWp/mês e kWh/kWp/dia, respectivamente.

Fonte: Elaborado a partir de PVsyst (2024)

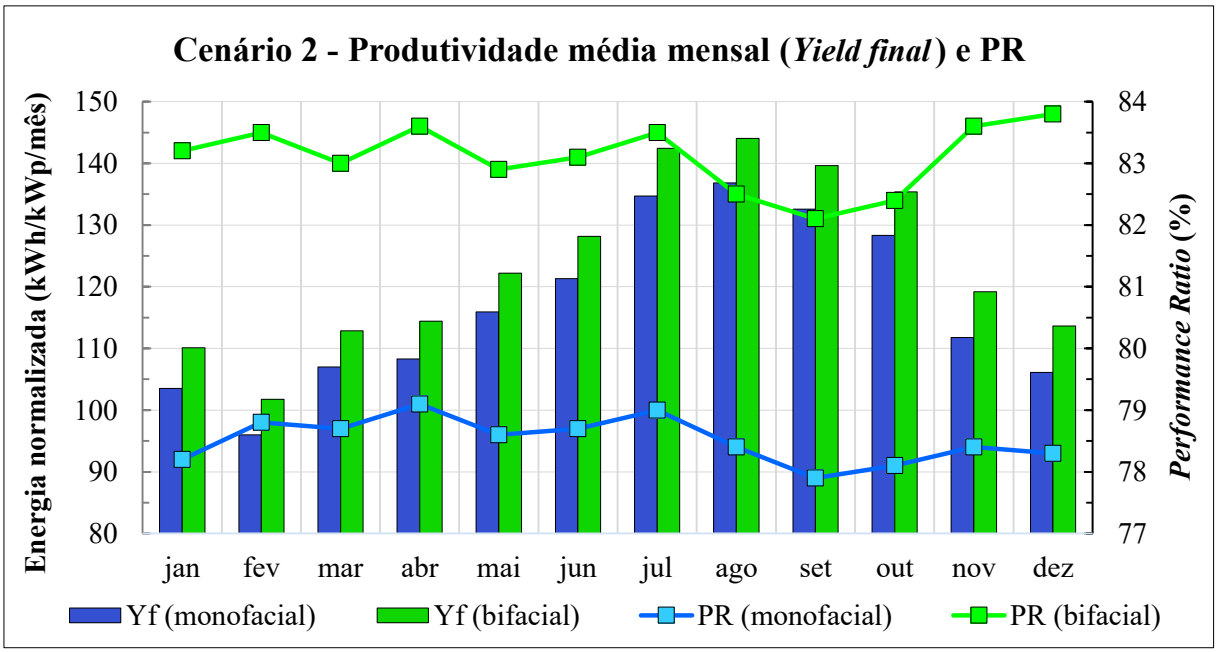


Figura 5.17: Comparação da produtividade média mensal e Performance Ratio do Cenário 2

Fonte: Elaboração própria

6 COMPARAÇÃO FINAL E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta a comparação dos resultados obtidos nos diferentes cenários simulados, considerando aspectos técnicos, dados experimentais disponíveis e análise financeira preliminar. O objetivo é consolidar os resultados do estudo e destacar o impacto das premissas adotadas, a representatividade dos dados reais e a viabilidade econômica preliminar das configurações analisadas.

6.1 Análise comparativa conjunta entre os três cenários simulados

A Tabela 6.1 apresenta os principais indicadores de desempenho dos sistemas fotovoltaicos monofacial e bifacial obtidos a partir das simulações realizadas para todos os cenários ao longo do primeiro ano de operação.

Embora as capacidades nominais dos sistemas sejam praticamente equivalentes (7,98 kWp em todos os casos, com exceção do sistema bifacial do Cenário 2, com 7,92 kWp), essa pequena diferença pode impactar a comparação direta da produção anual, uma vez que esse indicador não é normalizado pela potência instalada. Em contrapartida, os demais indicadores de desempenho apresentados e perdas, são todos expressos em termos relativos à potência instalada, o que os torna apropriados e comparáveis entre os diferentes cenários, independentemente variações na capacidade dos sistemas.

Conforme pode ser visto na Tabela 6.1, o Cenário 2 apresentou o melhor desempenho entre os três avaliados. O sistema bifacial desse cenário obteve a maior produção anual e o maior valor de produtividade anual, seguido pelos sistemas bifaciais dos Cenários 1 e 0. A análise do PR reforça essa tendência, com destaque para o PR do sistema bifacial do Cenário 2 (83,1 %), superior aos demais sistemas bifaciais e acima dos valores obtidos pelos monofaciais.

Além disso, é possível observar na tabela que as perdas do arranjo se mantiveram constantes para todos os sistemas monofaciais nos três cenários simulados. Já nos sistemas bifaciais, as perdas diminuíram ao longo dos cenários. Embora as simulações tenham considerado perdas idênticas para ambos os sistemas, a diferença observada entre as perdas é devido as características intrínsecas das tecnologias monofacial e bifacial, o que pode ser confirmado pelo fato de que as perdas após o inversor permaneceram inalteradas entre os sistemas.

Tabela 6.1: Indicadores de desempenho e principais perdas dos sistemas monofacial e bifacial obtidos no PVsyst para o primeiro ano de operação

Indicadores de desempenho	**Cenário 0**		**Cenário 1**		**Cenário 2**	
	Monofacial (7,98 kWp)	**Bifacial** (7,98 kWp)	**Mono** (7,98 kWp)	**Bifacial** (7,98 kWp)	**Mono** (7,98 kWp)	**Bifacial** (7,92 kWp)
Produção anual (MWh/ano)	11,17	11,42	11,18	11,56	11,19	11,75
Produtividade anual (kWh/kWp/ano)	1.399	1.431	1.401	1.449	1.402	1.484
Produtividade média mensal (kWh/kWp/mês)	116,8	119,3	116,8	120,7	116,9	123,7
Produtividade média diária (kWh/kWp/dia)	3,8	3,9	3,8	4,0	3,8	4,1
Perdas do arranjo (kWh/kWp/dia)	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9	0,6
Perdas após o inversor (kWh/kWp/dia)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Performance Ratio (%)	78,5	80,2	78,5	81,1	78,5	83,1
Fator de Capacidade (%)	16,0	16,3	16,0	16,5	16,0	16,9
Ganho bifacial (%)	2,3		3,4		5,8	

Fonte: Elaboração própria

A Figura 6.1 ilustra a comparação mensal da produtividade final e do PR dos sistemas monofaciais dos três cenários. Observa-se que, apesar das oscilações sazonais, os três cenários apresentam comportamento semelhante de produtividade e PR. A Figura 6.2, por sua vez, apresenta os mesmos indicadores para os sistemas bifaciais, revelando desempenho consistentemente superior do Cenário 2 ao longo de praticamente todos os meses.

A produtividade média mensal acompanha a variação da insolação total apresentada na Figura 4.4, com pico de geração em agosto. No entanto, o PR não segue a mesma tendência, pois em sua definição, indica o aproveitamento entre a energia útil gerada e a energia solar disponível, considerando perdas térmicas e elétricas. Assim, observa-se que, no mês de maior temperatura máxima média (Figura 4.8), em setembro, o PR apresenta uma redução, enquanto em períodos com temperaturas mais amenas os valores são superiores. Esse fato ocorre devido ao aumento da temperatura nos módulos fotovoltaicos intensificar as perdas, que reduz a eficiência de conversão e, consequentemente, o PR.

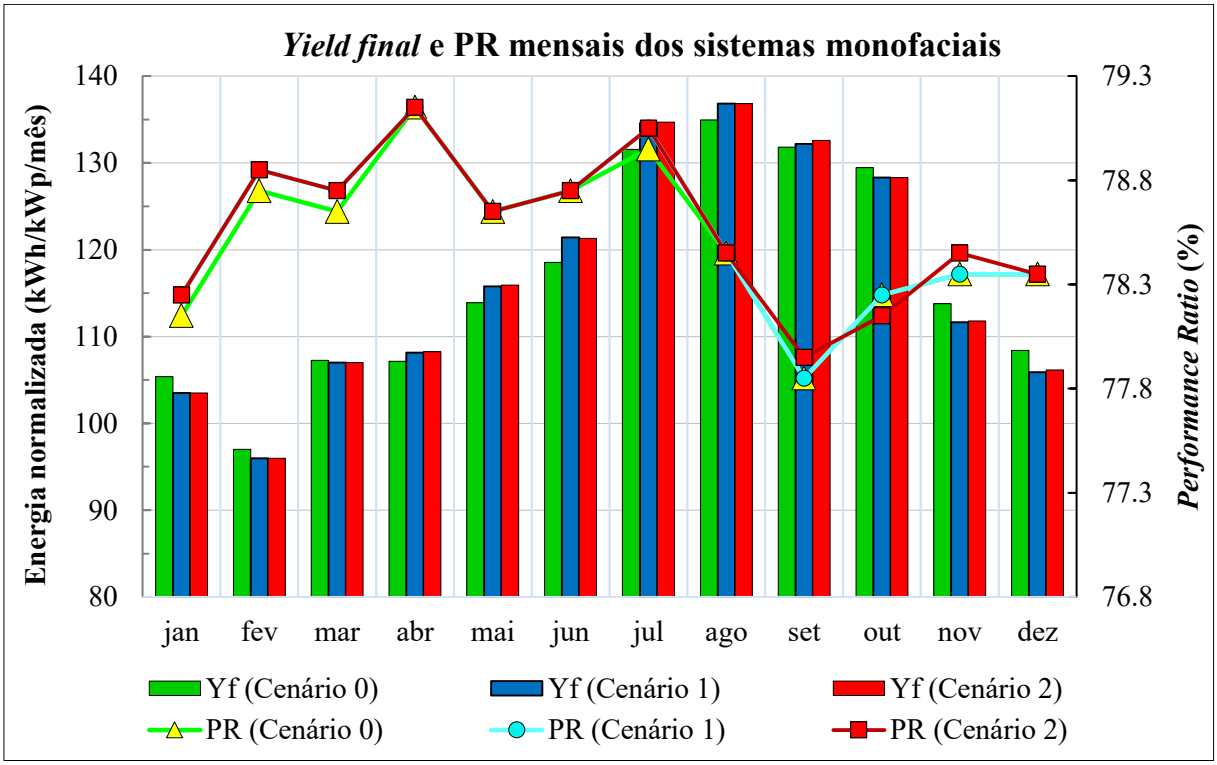


Figura 6.1: Comparação do Yf e PR mensais dos sistemas monofaciais dos três cenários

Fonte: Elaboração própria

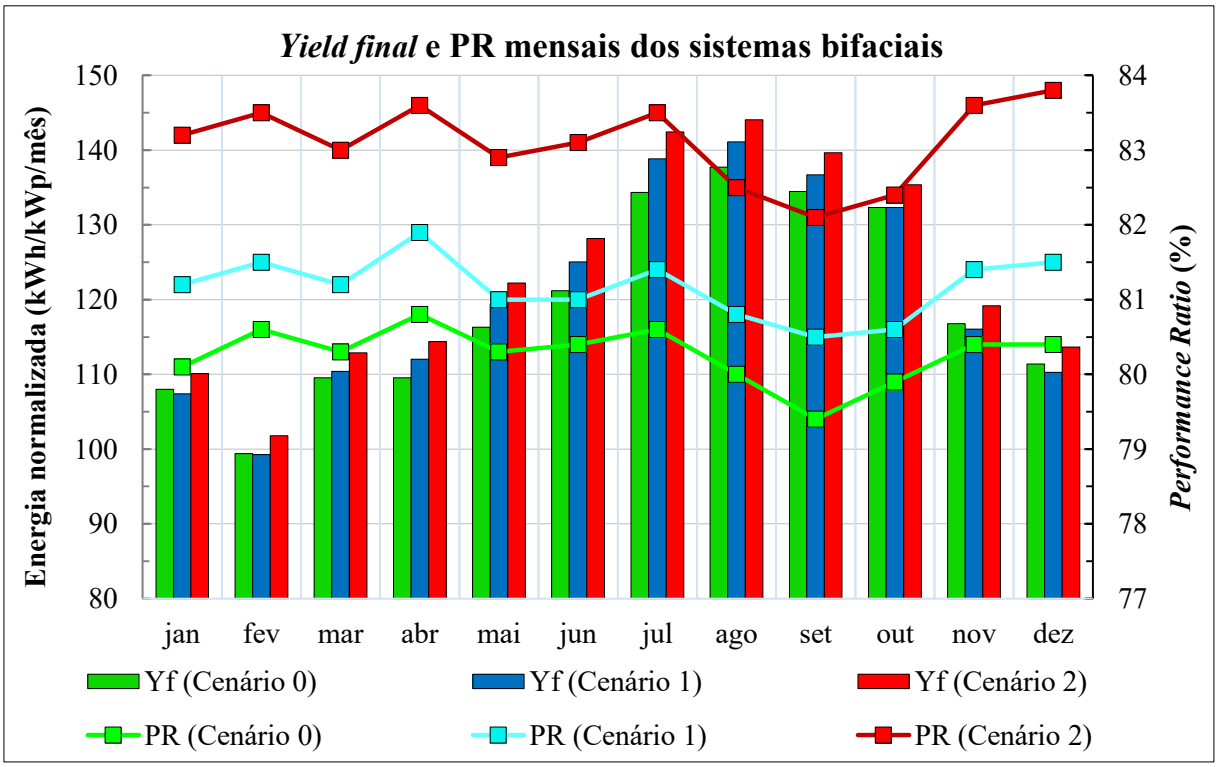


Figura 6.2: Comparação do Yf e PR mensais dos sistemas bifaciais dos três cenários

Fonte: Elaboração própria

Os resultados presentes na Figura 6.3 indicam que a configuração adotada no Cenário 2 promoveu condições mais favoráveis à captação de irradiância pela face traseira dos módulos. Na figura, observa-se a variação mensal do ganho bifacial para os três cenários simulados. O Cenário 2 apresentou o maior ganho médio anual, com 5,84 %, seguido pelo Cenário 1 com 3,41 % e, por fim, o Cenário 0 com 2,28 %. Em todos os cenários, nota-se que, a maioria dos meses apresenta ganhos bifaciais inferiores às médias anuais, com exceção dos meses de novembro a fevereiro, em que os valores são majoritariamente superiores.

Curiosamente, esses meses de maiores ganhos bifaciais coincidem com o período de menor produtividade final (conforme pode ser visto na Figura 6.2). Durante esse período, há uma redução acentuada na irradiância global devido à menor insolação total e maior nebulosidade (conforme indicado nas Figuras 4.4 e 4.5), consequência direta do regime climático característico da região amazônica. No entanto, mesmo com a diminuição da irradiância global, a irradiância difusa se mantém elevada nesses meses, o que contribui para a geração de energia pela face traseira dos módulos bifaciais. Assim, durante os períodos de menor geração pela face frontal, o efeito bifacial se torna proporcionalmente mais expressivo, aumentando sua contribuição relativa para a geração total do sistema.

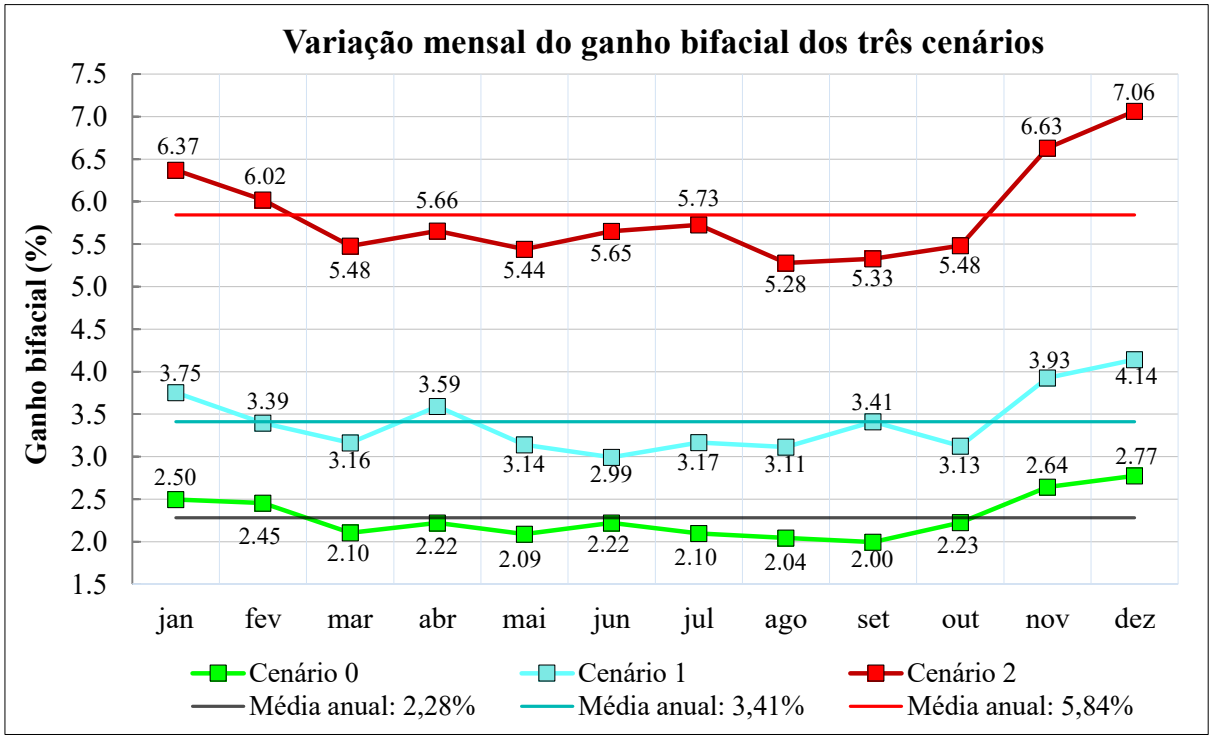


Figura 6.3: Comparação da variação do ganho bifacial mensal dos três cenários

Fonte: Elaboração própria

A comparação entre os três cenários simulados evidencia que a progressiva inclusão de parâmetros mais próximos das condições reais de instalação resultou em ganhos significativos de desempenho, especialmente nos sistemas bifaciais. A utilização de dados preliminares no Cenário 0 limitou a representatividade dos resultados, subestimando o potencial de geração e os ganhos associados à tecnologia bifacial. Assim como o Cenário 1, que reflete o projeto submetido à ANEEL, elaborado com base em informações preliminares do projeto executivo, mas com dados mais realistas do que os adotados no Cenário 0. Em contraste, o Cenário 2 incorporou características reais do projeto, como a altura dos módulos, o valor real aproximado do albedo e a disposição física do arranjo, o que permitiu uma estimativa mais fiel do comportamento dos sistemas ao longo do tempo.

Essa aproximação com a realidade refletiu-se em indicadores superiores, como maior produtividade anual, menor nível de perdas e aumento do PR. O ganho bifacial médio de 2,3 % no Cenário 0 para 5,8 % no Cenário 2, evidencia a importância de representar com precisão os fatores que influenciam a captação de irradiância pela face traseira dos módulos. Além disso, a redução nas perdas do arranjo e o aumento do PR nos sistemas bifaciais do Cenário 2 indicam um dimensionamento mais otimizado. Dessa forma, a análise conjunta dos indicadores de desempenho reforça a superioridade técnica da configuração adotada no Cenário 2, evidenciando que ajustes estruturais, como altura de instalação, inclinação, albedo e espaçamento, impactam significativamente o aproveitamento da irradiância difusa e refletida, especialmente em sistemas bifaciais.

Por fim, a comparação entre os cenários analisados evidencia a relevância de manter os modelos de simulação continuamente atualizados, à medida que novas informações do projeto se tornam disponíveis. A adoção de premissas mais realistas nas simulações fornece subsídios fundamentais para ajustes estruturais e decisões estratégicas no processo de implantação. Por outro lado, modelagens idealizadas ou excessivamente simplificadas podem comprometer a precisão das estimativas de geração, impactando negativamente o planejamento técnico e financeiro de projetos fotovoltaicos.

6.2 Dados experimentais disponíveis

Além da comparação entre os sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais por meio de simulações realizadas no PVSyst, também foi considerada a possibilidade de confrontar os

resultados simulados com dados reais de geração de energia elétrica, provenientes das plantas fotovoltaicas em operação.

No entanto, essa comparação não foi realizada devido à baixa qualidade dos dados experimentais disponíveis. Além do fato de que as plantas foram instaladas recentemente, os dados registrados apresentam diversas limitações, como falhas de medição, períodos sem coleta de dados, variações bruscas sem justificativa técnica e padrões de comportamento incompatíveis com as condições operacionais esperadas.

Em virtude disso, a utilização desses dados comprometeria a confiabilidade dos resultados e poderia gerar interpretações equivocadas caso fossem utilizados como referência para validação das simulações. Além disso, a ausência de um histórico contínuo e confiável inviabiliza qualquer tentativa de análise estatística robusta.

Portanto, optou-se por não utilizar os dados experimentais neste momento para fins comparativos, a fim de preservar a coerência metodológica do estudo e evitar conclusões baseadas em informações incompletas ou distorcidas. No entanto, essa decisão poderá ser reavaliada futuramente, caso novos dados sejam coletados de forma contínua, sem falhas ou inconsistências, ou à medida que se identifiquem as causas e se implementem soluções para os comportamentos observados.

6.3 Análise financeira semi-quantitativa

Este subtópico tem como finalidade realizar uma análise financeira de caráter semi-quantitativo, comparando o custo extra de aquisição dos módulos bifaciais em relação aos monofaciais com o incremento de geração de energia previsto. Nesta análise, empregou-se os valores reais de compra dos módulos utilizados no Projeto de P&D, obtidos pela Norte Energia, porém, devido à indisponibilidade de dados completos de geração de energia em um período extenso (por exemplo, um ano inteiro de operação), optou-se por utilizar as estimativas de geração oriundas das simulações realizadas no *software* PVsyst do Cenário 2: Projeto real. Assim, esta análise constitui-se de uma abordagem inicial e preliminar para comparar o potencial de geração de energia e o custo de aquisição dos módulos monofaciais e bifaciais.

A Tabela 6.2 apresenta as especificações técnicas e os valores de aquisição dos módulos fotovoltaicos monofacial e bifacial utilizados no estudo. Os preços indicados correspondem aos valores reais da compra realizada em julho de 2023. No entanto, as notas fiscais desses módulos

não puderam ser anexadas ao estudo, pois a sua divulgação não foi autorizada pela Norte Energia.

Tabela 6.2: Módulos fotovoltaicos utilizados no Projeto de P&D e valores de aquisição

Módulo	Modelo	Potência (Wp)	Valor de aquisição
Monofacial	Trina solar TSM-DE21	665	R$ 1.183,68
Bifacial	Trina Solar TSM-DEG21.C	660	R$ 1.192,80

Fonte: Elaboração própria

Em geral, os módulos bifaciais tendem a apresentar desempenho superior, pois conseguem utilizar a irradiação solar incidente em ambas as faces. Entretanto, esse acréscimo de desempenho pode vir acompanhado de investimentos iniciais mais altos. Dessa forma, os resultados desta análise devem ser entendidos como indicativos, evidenciando a necessidade de se coletar dados experimentais de maior extensão temporal para embasar uma decisão definitiva acerca da viabilidade de se adotar módulos bifaciais nesta região.

Desse modo, como métrica para comparar o preço dos módulos com potências diferentes utilizou-se o cálculo do custo por Wp, conforme a Equação 6.1.

$$Custo\ por\ Wp\ = \frac{Custo\ total}{Potência\ em\ Wp} \qquad \text{Equação 6.1}$$

Para o módulo monofacial de 665 Wp utilizado, cujo preço de aquisição foi de R$ 1.183,68, o custo por Wp resulta no valor encontrado pela Equação 6.2.

$$Custo\ por\ Wp\ = \frac{1.183{,}68}{665} = 1{,}78\ R\$/Wp \qquad \text{Equação 6.2}$$

Já para o módulo bifacial de 660 Wp utilizado, cujo preço de aquisição foi de R$ 1.192,80 o custo por Wp resulta no valor encontrado pela Equação 6.3.

$$Custo\ por\ Wp\ = \frac{1.192{,}80}{660} = 1{,}81\ R\$/Wp \qquad \text{Equação 6.3}$$

Assim, com base nos valores obtidos nas equações anteriores, é possível estimar a diferença percentual de custo entre o módulo bifacial e o monofacial por meio da Equação 6.4.

$$Diferença\ de\ custo\ (\%) = \frac{(1{,}81\ -\ 1{,}78)}{1{,}78} \times 100 = 1{,}5\ \%$$ Equação 6.4

Portanto, considerando o custo por Wp, o módulo bifacial apresenta um acréscimo de aproximadamente 1,5 % em relação ao monofacial. Por outro lado, de acordo com as estimativas do PVsyst, a produtividade final para cada sistema são as seguintes:

- **Sistema monofacial:** 1.402 kWh/kWp/ano
- **Sistema bifacial:** 1.484 kWh/kWp/ano

Assim, ao comparar os dois sistemas, observa-se que o sistema bifacial gera 82 kWh/kWp/ano a mais do que o monofacial. Em termos percentuais, o ganho bifacial pode ser determinado pela Equação 2.8. Assim, utilizando os valores de geração estimados pelo PVsyst nessa equação, obtém-se o seguinte resultado apresentado pela Equação 6.5.

$$GB(\%) = \frac{(1.484\ -\ 1.402)}{1.484} \times 100 = 5{,}8\ \%$$ Equação 6.5

Desse modo, constata-se que, segundo os valores considerados, o acréscimo de 1,5 % no custo dos painéis bifaciais é compensado pelo incremento de 5,8 % na geração de energia estimada pelo PVsyst (Tabela 6.3). Portanto, nessa avaliação preliminar baseada estritamente na comparação entre custo e ganho de geração, há vantagem financeira em optar pelos módulos bifaciais. Contudo, é importante reforçar e salientar que esses resultados fazem parte de uma análise semi-quantitativa e, portanto, apenas indicativa, não substituindo estudos mais abrangentes, que considerem outros tipos de solo, alturas e inclinações dos painéis, bem como dados reais de longo prazo, para conclusões definitivas.

Tabela 6.3: Comparação técnico-financeira entre os módulos utilizados no Projeto de P&D

Item	Módulo Monofacial	Módulo Bifacial	Diferença
Modelo	Trina TSM-DE21	Trina TSM-DEG21.C	-
Potência (Wp)	665	660	- 5
Custo (R$)	1.183,68	1.192,80	+ 9,12
Custo por Wp (R$/Wp)	1,78	1,81	+ 1,5 %
Geração (kWh/kWp/ano)	1.402	1.484	+ 82
Ganho Bifacial (%)	-	5,8 %	+ 5,8 %

Fonte: Elaboração própria

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente trabalho teve como objetivo principal analisar e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos monofaciais e bifaciais fixos, instalados no solo, no complexo hidrelétrico de Belo Monte, mais especificamente na UHE Pimental. Para atingir esse objetivo, o *software* PVsyst foi utilizado para a avaliação do desempenho energético dos sistemas.

Neste estudo, três cenários foram analisados: (i) o Cenário 0, referente ao projeto preliminar, que estabeleceu a etapa inicial do Projeto de P&D, definindo as ideias e diretrizes básicas; (ii) o Cenário 1, correspondente ao projeto submetido à ANEEL, momento em que o planejamento foi formalizado e encaminhado para aprovação regulatória; e (iii) o Cenário 2, representando o projeto construído.

Em relação a escolha da base de dados, a base da NASA-SSE mostrou-se a mais adequada para as simulações, devido à sua consistência e compatibilidade com os dados da estação meteorológica de Pimental. Por meio das análises de dados meteorológicos, constatou-se que a distribuição atípica dos picos de irradiação solar, concentrados em agosto e setembro, está diretamente relacionada ao regime climático da região amazônica, caracterizado por períodos de chuvas e estiagem.

Os resultados das simulações indicaram que a utilização de sistemas fotovoltaicos bifaciais apresenta vantagens em comparação aos sistemas fotovoltaicos monofaciais na região em estudo. No que se refere à produção anual de energia, observou-se um aumento gradual entre os cenários. No Cenário 0, a produção foi de 11,17 MWh/ano para sistemas monofaciais e 11,42 MWh/ano para bifaciais. No Cenário 1, esses valores atingiram 11,18 MWh/ano e 11,56 MWh/ano, respectivamente, enquanto no Cenário 2, a produção aumentou para 11,19 MWh/ano e 11,75 MWh/ano.

A produtividade dos sistemas fotovoltaicos também apresentou um aumento ao longo dos cenários. No Cenário 0, a produtividade foi de 1.399 kWh/kWp/ano para o sistema monofacial e 1.431 kWh/kWp/ano para o bifacial. No Cenário 1, esses valores aumentaram para 1.401 kWh/kWp/ano e 1.449 kWh/kWp/ano, respectivamente. Para o Cenário 2, o ganho para o sistema bifacial foi de 1.484 kWh/kWp/ano, enquanto o monofacial apresentou um valor ligeiramente superior ao dos cenários anteriores (1.402 kWh/kWp/ano).

Esse incremento na produção de energia do Cenário 2 é atribuído a ajustes técnicos não previstos inicialmente no Cenário 0 e no Cenário 1. Conforme apresentado no decorrer do

trabalho, apesar de próximo, o local inicialmente proposto para a instalação das plantas fotovoltaicas divergiu do local final onde as plantas foram implementadas de fato. Além disso, devido às incertezas iniciais, houve alterações nas configurações dos sistemas fotovoltaicos que impactaram os resultados.

Dentre as alterações, destacam-se a mudança do azimute, que passou de 0 ° (Norte) no Cenário 0 e 1 para -3,4 ° (Oeste) no Cenário 2, o aumento do ângulo de inclinação de 5 ° (no Cenário 0) para 8 ° (no Cenário 2), e o aumento da altura dos módulos, que foi ajustada nos Cenários 1 e 2. A altura dos módulos monofaciais aumentou de 0,5 m para 1,09 m (no Cenário 2), representando aproximadamente 2,2 vezes o tamanho original, enquanto a altura dos módulos bifaciais aumentou de 0,5 m para 1,22 m, ou seja, 2,4 vezes o tamanho original previsto. Tais ajustes favoreceram um maior aproveitamento da irradiação solar, especialmente nos módulos bifaciais. O ganho bifacial, que correspondia a 2,3 % no Cenário 0, aumentou para 3,4 % no Cenário 1. No caso do Cenário 2, ao elevar a altura dos módulos de 0,5 m para 1,22 m, com um albedo adotado de 0,28, o ganho bifacial aumentou significativamente, passando de 2,3 % para 5,8 %.

O resultado obtido é consistente com os dados apresentados na Figura 2.19. Nessa figura, observa-se que, para um albedo de 0,25 (correspondente a grama), o aumento da altura dos módulos de 1 m para 1,5 m resultou em um ganho bifacial médio de aproximadamente 6,7 %, o que representa um aumento de 1,7 vezes em relação ao ganho inicial de 4 %. Dessa forma, a relação entre o aumento da altura dos módulos e o aumento do ganho bifacial pode ser expressa pela razão entre o ganho bifacial e a altura. Assim, para o Cenário 2 essa razão resulta em 1,04 vezes, enquanto para os dados da Figura 2.19, por sua vez, essa razão resulta em 1,13 vezes. Embora essa análise apresente valores diferentes, essa diferença pode ser atribuída aos diferentes valores de *pitch* adotados. Na Figura 2.19, para esses valores considerados, o *pitch* adotado foi de 3,5 m, enquanto para o Cenário 2, não há *pitch*, pois o sistema é composto por uma única fileira. No entanto, ambos os casos reforçam que o aumento da altura dos módulos é um forte fator de influência para otimizar o desempenho dos sistemas bifaciais.

Portanto, a análise dos resultados mostra que a conclusão do Cenário 1 contrasta com a do Cenário 2, principalmente em relação ao ganho bifacial e ao impacto das alterações técnicas. Enquanto no Cenário 1 as mudanças foram mais conservadoras, no Cenário 2 as alterações técnicas, especialmente o aumento da altura dos módulos, tiveram um impacto mais expressivo no desempenho do sistema.

Quanto aos indicadores *performance ratio* e fator de capacidade, ambos apresentaram melhorias consistentes nos cenários. O PR dos sistemas monofaciais manteve-se estável em 78,5 %, enquanto o PR dos sistemas bifaciais aumentou de 80,2 % no Cenário 0 para 81,1 % no Cenário 1 e 83,1 % no Cenário 2. Da mesma forma, o FC dos módulos bifaciais passou de 16,3 % no Cenário 0 para 16,5 % no Cenário 1 e 16,9 % no Cenário 2, o que indica um melhor aproveitamento da energia solar disponível.

As perdas após o inversor mantiveram-se constantes em 0,2 kWh/kWp/dia, indicando que a conversão de energia não foi impactada pelas modificações estruturais realizadas. Em contraste, a redução das perdas dos arranjos ao longo dos cenários, observada exclusivamente nos sistemas bifaciais, pode estar associada à otimização dos parâmetros de instalação. No Cenário 0, as perdas relatadas pelo PVsyst foram de 0,8 kWh/kWp/dia, 0,7 kWh/kWp/dia para o Cenário 1 e 0,6 kWh/kWp/dia para o Cenário 2. O aumento do ângulo de inclinação favoreceu a captação da irradiação direta e indireta, enquanto a elevação da altura dos módulos bifaciais proporcionou um melhor aproveitamento da irradiação refletida pelo solo.

Isso é evidenciado pela tendência de aumento da irradiância total sobre a face posterior dos módulos bifaciais, que passou de 3,67 % (61 kWh/m²) no Cenário 0 para 5,53 % (92 kWh/m²) no Cenário 1 e 9,57 % (159 kWh/m²) no Cenário 2. Além disso, esse comportamento também é corroborado pelo aumento da irradiância efetiva recebida pelos módulos, tanto monofaciais quanto bifaciais, à medida que o ângulo de inclinação foi aumentou de 5 º para 8 º. Essas informações podem ser verificadas nos diagramas de perdas apresentados no relatório emitido pelo PVsyst, disponíveis na seção de anexos deste trabalho.

Embora esses valores sejam relativamente pequenos, a tendência consistente ao longo dos cenários sugere que as otimizações realizadas podem ter contribuído para o melhor desempenho dos sistemas bifaciais. Além disso, a redução das perdas pode estar associada à melhor ventilação dos módulos devido à maior altura de instalação. Outro fator relevante, é a possível diminuição do acúmulo de sujeira, uma vez que módulos mais afastados do solo tendem a sofrer menor deposição de poeira.

Por fim, conclui-se que os dados obtidos por meio das simulações realizadas evidenciam que o projeto construído (Cenário 2), embora diferente do proposto e submetido à ANEEL, representa a configuração com o melhor desempenho, apresentando ganhos energéticos adicionais. No entanto, é importante destacar que os resultados das simulações, mesmo que ajustados com base em dados coletados durante a visita técnica, podem divergir da realidade.

Dessa forma, para validar os resultados obtidos, é necessário um estudo de longo prazo com medições experimentais consistentes.

7.1 Trabalhos futuros e recomendações

Com base nos resultados obtidos neste estudo, propõem-se algumas recomendações e direções para trabalhos futuros, com o objetivo de aprofundar as análises e otimizar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos avaliados:

- **Complementar a análise dos dados da estação meteorológica de Pimental:** solicitar à Norte Energia a disponibilização de dados adicionais da estação meteorológica 181, para complementar a avaliação da irradiância local;
- **Realizar um monitoramento contínuo do albedo:** sugere-se a instalação de um albedômetro nas proximidades das plantas fotovoltaicas para monitorar as variações do albedo ao longo do ano, para a formação de um banco de dados regional que registre seu comportamento sob as condições específicas da Amazônia;
- **Realizar ajustes nos sistemas bifaciais:** futuros estudos podem explorar variações na altura dos módulos, adoção de *pitch*, diferentes ângulos de inclinação e mudanças na cobertura do solo.

Em relação aos inversores utilizados na planta fotovoltaica, sugere-se:

- **Analisar a influência da temperatura ambiente nos inversores:** em virtude do subdimensionamento realizado, com foco no efeito do *derating* térmico ao longo do ano, a fim de avaliar os impactos na expectativa de geração mensal, especialmente em períodos em que a geração fotovoltaica se aproxima do *clipping*, e verificar se o inversor escolhido é o mais adequado para as condições climáticas da UHE Pimental;
- **Analisar os dados de *startup* dos inversores**: identificar o momento do dia em que os inversores iniciam a operação. O intuito dessa análise é verificar se há a presença de névoa ou neblina nas primeiras horas da manhã, o que pode atrasar o início do funcionamento dos inversores, resultando em perdas de geração nesse período. No entanto, sugere-se que essa análise seja realizada com base em um histórico de dados que contemple pelo menos um ano completo de dados de geração;

Em relação à deformação identificado nos módulos fotovoltaicos bifaciais em todas as seis plantas iniciais do projeto:

- **Realizar novas inspeções:** com o uso de câmeras termográficas e lanternas, a fim de identificar *hotspots* ou fissuras não visíveis a olho nu;
- **Submeter o módulo a ensaios laboratoriais:** com testes de eletroluminescência, simulador fotovoltaico para obtenção da curva I-V e teste de resistência mecânica, em instituições ou laboratórios credenciados;
- **Monitorar e analisar o desempenho energético:** para avaliar a geração de energia dos sistemas em comparação com o monofacial;
- **Acionar a garantia do fabricante:** caso os resultados dos testes indiquem falhas estruturais ou de fabricação que comprometam o desempenho dos módulos.

REFERÊNCIAS

ABDULLA, H.; SLEPTCHENKO, A.; NAYFEH, A. Photovoltaic systems operation and maintenance: a review and future directions. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 195, p. 114342, maio 2024. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2024.114342. Acesso em: 13 abr. 2025.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 10899: Sistemas fotovoltaicos – Definições e terminologia**. Rio de Janeiro, 2020.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico.** Site, 2025. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 20 de jan. 2025.

ALAM, Marzia; GUL, Mehreen Saleem; MUNEER, Tariq. Performance analysis and comparison between bifacial and monofacial solar photovoltaic at various ground albedo conditions. **Renewable Energy Focus**, [S.L.], v. 44, p. 295-316, mar. 2023. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.ref.2023.01.005. Acesso em: 01 dez. 2024.

ALIANÇA ÁGUAS AMAZÔNICAS. **Rio Xingu - Bacias Principais: Xingu Bacia**. 2022. Disponível em: https://pt.aguasamazonicas.org/bacia/bacias-principais/xingu. Acesso em: Acesso em: 27 ago. 2024.

ALMEIDA, M. P. *et al*. Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. **Solar Energy**, São Paulo, v. 110, p. 168-173, dez. 2014. Elsevier BV. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.012. Acesso em: 27 ago. 2024.

ANA, Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. **Diretoria Colegiada da ANA aprova declaração de escassez quantitativa dos recursos hídricos da bacia hidrográfica do Rio Xingu**. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/diretoria-colegiada-da-ana-aprova-declaracao-de-escassez-quantitativa-dos-recursos-hidricos-da-bacia-hidrografica-do-rio-xingu. Acesso em: 30 ago. 2024.

ASGHARZADEH, A. *et al*. A sensitivity study of the impact of installation parameters and system configuration on the performance of bifacial PV arrays. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 3, p. 798-805, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2819676. Acesso em: 24 jan. 2024.

ASTM, American Society for Testing and Materials. **E1918-06: Standard Teste Method for Measuring Solar Reflectance of Horizontal and Low-Sloped Surfaces in the Field**. E1918-06 (2015). West Conshohocken, Pennsylvania, Estados Unidos, 2015.

AURORA SOLAR. **Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation.** [S.l.]: Aurora Solar, 2021. Disponível em: https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation/. Acesso em: 13 abr. 2025.

AVENTUREIRO. **Usina Hidrelétrica de Belo Monte**. 2011. Disponível em: https://aventureiro.wordpress.com/2011/12/17/usina-hidreletrica-de-belo-monte/. Acesso em: 27 ago. 2024.

BAESSO, M. H. *et al*. COMPARAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FIXOS NA UHE PIMENTAL. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, Natal/RN, 2024. Associação Brasileira de Energia Solar. Disponível em: http://dx.doi.org/10.59627/cbens.2024.2402. Acesso em: 10 fev. 2025.

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Diretrizes do BNDES para mudança climática: compromissos e desafios para uma transição justa.** Departamento de Clima, Área de Transição Energética e Clima. Rio de Janeiro: BNDES, nov. 2023. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/desenvolvimento-sustentavel/clima. Acesso em: 01 out. 2024.

BRITO, S. Â. C. **Variação espaço-temporal do zooplâncton em diferentes ambientes do médio Rio Xingu-PA**. 2008. Dissertação (Mestrado em Ciência Animal) – Universidade Federal do Pará, Núcleo de Ciências Agrárias e Desenvolvimento Rural, Programa de Pós-Graduação em Ciência Animal, Belém, 2008.

BRUNO, J. C.; PULIDO, T. Review and Analysis of Energy Losses and Inverter Sizing in Photovoltaic Plants. **SSR**, 2024. [S.L.]. Disponível em: http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5001650. Acesso em: 10 fev. 2025.

CARNEIRO, J. **Semicondutores: modelo matemático da célula fotovoltaica.** 2010. Mestrado Integrado em Engenharia Civil, Departamento de Física, Universidade do Minho, Portugal. 2010. Disponível em: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16960/1/Semicondutores_Modelo%20matem%C3%A1tico%20da%20c%C3%A9lula%20fotovoltaica.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017. 50 p. Disponível em: https://novoatlas.cepel.br/. Acesso: 26 jan. 2025.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. **SunData**. *Site*, 2024. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata. Acesso em: 07 dez. 2024.

DESCHAMPS, E. M.; RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, [S.L.], v. 179, p. 106-118, fev. 2019. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051. Acesso em: 10 fev. 2025.

DIERAUF, T. *et al*. Weather-corrected performance ratio. **National Renewable Energy Lab** (NREL), Golden, CO (United States), 2013. Disponível em: https://doi.org/10.2172/1078057. Acesso em: 10 fev. 2025.

DJALAB, A. *et al*. A comprehensive Review of Floating Photovoltaic Systems: tech advances, marine environmental influences on offshore pv systems, and economic feasibility analysis.

Solar Energy, [S.L.], v. 277, p. 112711, jul. 2024. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2024.112711. Acesso em: 10 fev. 2025.

DU, H. *et al*. Analysis of annual bifacial gain in energy and annual energy yield of bifacial modules at low latitudes. **International Journal Of Green Energy,** [S.L.], v. 18, n. 15, p. 1632-1644, 23 maio 2021. Informa UK Limited. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1080/15435075.2021.1930000. Acesso em: 10 fev. 2025.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

EGUREN, J. *et al*. First bifacial PV modules early 1983. **Solar Energy**, [S.L.], v. 243, p. 327-335, set. 2022. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2022.08.002. Acesso em: 01 dez. 2024.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Belo Monte - Fatos e Dados**. Brasília: EPE, 2011. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-82/Belo%20Monte%20-%20Fatos%20e%20Dados%20-%20POR.pdf. Acesso em: 13 out. 2024.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Expansão da Geração Solar Fotovoltaica Flutuante.** Brasília: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf. Acesso em: 24 jan. 2024.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Roadmap para o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas.** Brasília: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-para-o-fortalecimento-da-resiliencia-do-setor-eletrico-em-resposta-as-mudancas-climaticas. Acesso em: 10 jan. 2025.

EURO TUBOS. **Manual de Montagem - Estrutura**. Revisão 01. [s.l.]: Euro Tubos Solar, [s.d.].

FERREIRA, A. L. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos na Amazônia Legal: avaliação e proposição de políticas públicas de universalização de energia elétrica e logística reversa.** São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), maio 2023. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/produto/sistemas-fotovoltaicos-na-amazonia-legal-avaliacao-e-proposicao-de-politicas-publicas-de-universalizacao-de-energia-eletrica-e-logistica-reversa. Acesso em: 14 out. 2024.

FERREIRA, D. C. Caminhos do rio Xingu: povos, paisagens e belezas naturais no médio Xingu. **Amazônica - Revista de Antropologia**, v. 11, n. 2, p. 859-871, 2019. Disponível em: http://dx.doi.org/10.18542/amazonica.v11i2.5926. Acesso em: 27 ago. 2024

FISCHER, M. *et al*. **International technology roadmap for photovoltaics (ITRPV): 2023 Results**. Photovoltaic Equipment, VDMA, maio 2024, ed. 15. Frankfurt am Main, Alemanha.

Disponível em: https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic. Acesso em: 01 out. 2024.

FURTADO JÚNIOR, J. C. **Análise da integração hidro-solar auxiliada por sistemas de armazenamento de energia elétrica na forma de hidrogênio junto a usinas hidrelétricas**. 2021. 178 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021.

FURTADO, J. V. *et al*. Análise de modelos de albedo para solo arenoso no semiárido do brasil. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, Natal/RN, 2024. Associação Brasileira de Energia Solar. Disponível em: http://dx.doi.org/10.59627/cbens.2024.2507. Acesso em: 10 fev. 2025.

GIA, Grupo Integrado de Aquicultura e Estudos Ambientais. **Características físicas e químicas dos rios amazônicos**. Site, 2021. Disponível em: https://gia.org.br/portal/caracteristicas-fisicas-e-quimicas-dos-rios-amazonicos/. Acesso em: 7 fev. 2025.

GOOD, J.; JOHNSON, J. X. Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance. **Applied Energy**, [S.L.], v. 177, p. 475-486, set. 2016. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.134. Acesso em: 10 fev. 2025.

GOOGLE EARTH. **Google Earth Pro**. 2025. Disponível em: https://earth.google.com. Acesso em: 01 fev. de 2025.

GUERRERO-LEMUS, R. *et al*. Bifacial solar photovoltaics – A technology review**.** **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 60, p. 1533-1549, jul. 2016. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041. Acesso em: 01 dez. 2024.

GURUPIRA, T.; RIX, A. J. PV simulation software comparisons: PVSyst, NREL SAM and PVLib. In**: Proceedings of the 2017 International Conference on Photovoltaic Science and Technology**, Stellenbosch University, South Africa, Jan. 2017.

HE, J. The development and utilization of microgrid technologies in China. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects,** [S.L.], v. 41, n. 13, p. 1535-1556, 19 nov. 2018. Informa UK Limited. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1080/15567036.2018.1549131. Acesso em: 10 fev. 2025.

HIROSHI, M. **Radiation energy transducing device**. U.S. Patent n. 3,278,811, 11 out. 1966.

HOFFMANN, S.; KOEHL, M. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 2, p. 173-179, 2014. ISSN 1099-159X. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1002/pip.2238. Acesso em: 13 abr. 2025.

HUSSIN, M.Z. *et al*. Review of state-of-the-art: inverter-to-array power ratio for thin ⁚ film sizing technique. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 74, p. 265-277, jul.

2017. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.080. Acesso em: 10 fev. 2025.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2023**. 2023. IEA, Paris. Licença: CC BY 4.0 (relatório); CC BY NC SA 4.0 (Anexo A). Disponível em: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023. Acesso em: 16 de abr. 2024.

IEC, International Electrotechnical Commission. **IEC 60904-3:2019: Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data** Geneva: IEC, 2019a.

IEC, International Electrotechnical Commission. **IEC 61724-1:2021: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring**. Geneva: IEC, 2021.

IEC, International Electrotechnical Commission. **IEC 61724-3:2016: Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation**. Geneva: IEC, 2016.

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

IEMA, INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Sistemas fotovoltaicos na Amazônia Legal: avaliação e proposição de políticas públicas de universalização de energia elétrica e logística reversa**. São Paulo: IEMA, 2023. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/04/IEMA_UniversalizacaoAmazonia20230427.pdf. Acesso em: 13 abr. 2025.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. **Banco de Dados Meteorológicos do INMET**. 2025. Disponível em: https://bdmep.inmet.gov.br/. Acesso em: 26 jan. 2025.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables.** Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future. Acesso em: 14 out. 2024.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Renewable power generation costs in 2022.** 2023. Abu Dhabi. Disponível em: https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022. Acesso em: 16 de abr. 2024.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs in 2020.** 2021. (IRENA), Abu Dhabi. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020. Acesso em: 05 mai. 2023.

IRENA, International Renewable Energy Agency**. Renewable power generation costs in 2023**. 2024. Abu Dhabi. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf. Acesso em: 01 de out. 2024.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **World Energy Transitions Outlook 2023: 1,5°C Pathway**. 2023a. Volume 1, Agência Internacional de Energia Renovável, Abu Dhabi. Disponível em: https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023. Acesso em: 16 de abr. 2024.

ISLAM, M.A.; HASANUZZAMAN, M.; RAHIM, Nasrudin Abd. A comparative investigation on in-situ and laboratory standard test of the potential induced degradation of crystalline silicon photovoltaic modules. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 127, p. 102-113, nov. 2018. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.051.Acesso em: 13 abr. 2025.

I-VERT ENERGY. **Efecto clipping: ¿lo conoces? Ventajas y uso**. Site, 2023. Disponível em: https://salvis-e.com/efecto-clipping-lo-conoces-ventajas-y-uso/. Acesso em: 10 fev. 2025.

JÄGER, K. *et al*. **Solar energy: fundamentals, technology and systems**. UIT Cambridge, 2016.

JANG, J.; LEE, K. Practical performance analysis of a bifacial PV module and system. **Energies**, v. 13, n. 17, p. 4389, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en13174389. Acesso em: 24 jan. 2024.

JORNAL DA USP. **Usina de Belo Monte eleva em até três vezes a emissão de gases de efeito estufa na região amazônica, sugere estudo**. 2021. Disponível em: https://jornal.usp.br/ciencias/usina-de-belo-monte-eleva-em-ate-tres-vezes-a-emissao-de-gases-de-efeito-estufa-na-regiao-amazonica-sugere-estudo/. Acesso em: 13 out. 2024.

KOPECEK, R.; LIBAL, J. Bifacial Photovoltaics 2021: status, opportunities and challenges. **Energies**, [S.L.], v. 14, n. 8, p. 2076, 8 abr. 2021. MDPI AG. Disponível em: http://dx.doi.org/10.3390/en14082076. Acesso: 30 nov. 2024.

KUMAR, Manish; NIYAZ, Humaid Mohammed; GUPTA, Rajesh. Challenges and opportunities towards the development of floating photovoltaic systems. **Solar Energy** Materials And Solar Cells, [S.L.], v. 233, p. 111408, dez. 2021. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111408. Acesso em: 01 dez. 2024.

KUTTYBAY, N. *et al*. Assessment of solar tracking systems: a comprehensive review. **Sustainable Energy Technologies And Assessments**, [S.L.], v. 68, p. 103879, ago. 2024. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2024.103879. Acesso em: 10 fev. 2025.

LAMPUSE, R. G. Energy and Financial Performance Analysis of Monofacial vs. Bifacial Solar Modules. **The American Journal Of Engineering And Technology**, [S.L.], v. 04, n. 12, p. 1-

10, 30 dez. 2022. The USA Journals. Disponível em: http://dx.doi.org/10.37547/tajet/volume04issue12-01. Acesso em: 10 fev. 2025.

MAIA, D. N. **Avaliação Econômico-Financeira de Usinas Híbridas no Brasil.** 2021. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

MAITHYA, G. K. **A Study on the Effect of Mounting Parameters on the Performance of Bifacial Solar Modules**. 2023. Tese de Doutorado. University of Nairobi.

MALVONI, M. *et al*. Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kW P photovoltaic system in the Mediterranean climate. **Energy Conversion and Management**, [S.L.], v. 145, p. 169-181, ago. 2017. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.075. Acesso em: 14 out. 2024.

MANI, M; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: research status, challenges and recommendations. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 14, n. 9, p. 3124-3131, dez. 2010. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065. Acesso em: 14 out. 2024.

MARION, B. *et al*. Albedo Data Sets for Bifacial PV Systems. **2020 47Th Ieee Photovoltaic Specialists Conference (Pvsc)**, [S.L.], p. 0485-0489, 14 jun. 2020. IEEE. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1109/pvsc45281.2020.9300470. Acesso em: 10 fev. 2025.

MCCOLLUM, D. L. *et al.* Connecting the sustainable development goals by their energy inter-linkages. **Environmental Research Letters**, [S.l.], v. 13, n. 3, p. 033006, 1 mar. 2018. IOP Publishing. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/aaafe3. Acesso em: 14 out. 2024.

MEGAWHAT. **Governo discute impactos do El Niño sobre os recursos hídricos.** 2023. Disponível em: https://megawhat.energy/geracao/governo-discute-impactos-do-el-nino-sobre-os-recursos-hidricos/. Acesso em: 13 out. 2024.

MELO, D. C. R; PINTO, E. J. **Análise de frequência de cotas e vazões dos sistemas de alerta: sistema de alerta bacia do Xingu, rio Xingu, estação fluviométrica Altamira, código 18850000, municípios atendidos Altamira, PA, Senador José Porfírio, PA e Vitória do Xingu, PA.** CPRM – SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Goiânia: SGB-CPRM, 2022. 35 p., il. Projeto de regionalização de vazões nas bacias hidrográficas brasileiras. Disponível em: https://rigeo.sgb.gov.br/handle/doc/23108. Acesso em: 27 ago. 2024.

MELO, K. B. de *et al*. Study of energy improvement with the insertion of bifacial modules and solar trackers in photovoltaic installations in Brazil. **Renewable Energy Focus**, [S.L.], v. 41, p. 179-187, jun. 2022. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.ref.2022.02.005. Acesso em: 10 fev. 2025.

MERMOUD, A.; WITTMER, B. Yield simulations for horizontal axis trackers with bifacial PV modules in PVsyst. **Proceedings of the EUPVSEC**, Brussels, Belgium, p. 7-11, 2018. Disponível em: https://www.pvsyst.com/wp-

content/publications/2018_PVsyst_EUPVSEC_BifacialTrackers_Article.pdf. Acesso em: 10 fev. 2025.

MOTAHHIR, S. *et al*. Open hardware/software test bench for solar tracker with virtual instrumentation. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 31, p. 9–16, 1 fev. 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.11.003. Acesso em: 10 fev. 2025.

MUNIZ FILHO, G. C. **Uma proposta de metodologia de cálculo para estimação de perdas horárias de uma usina fotovoltaica com módulos bifaciais**. 2021. 106f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, Natal. 2021.

NASA EARTH OBSERVATORY**. Reshaping the Xingu River**. 2018. Disponível em: https://earthobservatory.nasa.gov/images/91083/reshaping-the-xingu-river. Acesso em: 13 out. 2024.

NASA, National Aeronautics and Space Administration. **Albedo Card Sort**. 2024. Disponível em: https://mynasadata.larc.nasa.gov/lesson-plans/albedo-card-sort. Acesso em: 3 dez. 2024. Acesso em: 01 dez. 2024.

NASCIMENTO, L. R. *et al*. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 146, p. 1070-1082, fev. 2020. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.160. Acesso em: 10 fev. 2025.

NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration. **Geomagnetic Calculators**. 2024. Disponível em: https://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web. Acesso em: 01 dez. 2024.

NORTE ENERGIA. **Arranjos fotovoltaicos flutuantes**. Norte Energia S.A. Site, 2023a. Disponível em: https://www.norteenergiasa.com.br/pdi/arranjos-fotovoltaicos-flutuantes-18. Acesso em: 24 jan. 2024.

NORTE ENERGIA. **BELO MONTE Gigante de energia limpa no coração da Amazônia**. Norte Energia S.A. Site, 2023. Disponível em: https://www.norteenergiasa.com.br/media/gallery/docs/20231217-121124-557-0D3B$belo-monte-gigante-de-energia-limpa-no-coracao-da-amazonia-web.pdf. Acesso em: 26 jan. 2025.

NORTE ENERGIA. **Institucional: empresa, propósito, diretoria.** Norte Energia S.A. Site, 2024. Disponível em: Disponível em: https://www.norteenergiasa.com.br/institucional. Acesso em: 01 jun. 2023.

NORTE ENERGIA. **Relatório Vazões e Níveis. Norte Energia SA**. Site. 2022. Disponível em: https://www.norteenergiasa.com.br/assets/norteenergia-pt-br/vazoes-e-niveis/2022/2022-02/2022%2002%2001a28%20-%20Relat%C3%B3rio_Vaz%C3%B5es%20e%20N%C3%ADveis.pdf. Acesso em: 01 jun. 2023.

NORTE ENERGIA. **UHE Belo Monte em números**. Norte Energia S.A. Site, 2019. Disponível em: https://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/uhe-em-numeros. Acesso em: 01 jun. 2023.

NORTE ENERGIA; BASE Energia Sustentável; FEPISA – Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira; GELEHRTER Consultoria Ltda; PV Solar; ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Projeto de P&D: Arranjos fotovoltaicos flutuantes com tracker para geração de energia verde no Rio Xingu - Relatório de Atividades: atividades técnicas realizadas no mês de setembro e outubro de 2022.** Norte Energia S.A. Relatório NESA, 1º RT / Revisão 00. Relatório elaborado por: João Antônio Pereira, Coordenador do Projeto – FEPISA/UNESP. 2022.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **Best Research-Cell Efficiencies**. 2024. Disponível em: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html. Acesso em: 30 nov. 2024.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies.** (2021a), Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80695. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf. Acesso: 29 nov. 2024.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **Research and Development Priorities to Advance Solar Photovoltaic Lifecycle Costs and Performance.** (2021), Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80505. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80505.pdf. Acesso: 29 nov. 2024.

OGBOMO, O. *et al*. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 75, p. 1225-1238, ago. 2017. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109. Acesso em: 13 abr. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico de operação**. 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais. Acesso em: 16 out. 2023. Acesso: 29 nov. 2024.

PAVLOVIC, T. M. **The Sun and Photovoltaic Technologies**. 2020. ed. Sérvia: Springer, 2020. 416 p.

PELAEZ, S. A. *et al.* Comparison of bifacial solar irradiance model predictions with field validation**. IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 9, n. 1, p. 82-88, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2877000. Acesso em: 24 jan. 2024.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: http://doi.org/10.34024/978851700089. Acesso em: 14 out. 2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M.A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPEL-CRESESB. 2014. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 27 jul. 2024.

PRATES, T. C.; MELO, C. A. de; BENEDITO, R. da S. Usinas fotovoltaicas bifaciais: análise de sensibilidade do desempenho bifacial no nordeste brasileiro. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, Natal/RN, 2024. Associação Brasileira de Energia Solar. Disponível em: https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2360. Acesso em: 10 fev. 2025.

PVSYST. **Bifacial system**. Site, 2019. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/bifacial_systems.htm. Acesso em: 07 fev. 2025.

PVSYST. **Fórum.** Site, 2024a. Disponível em: https://forum.pvsyst.com/forum/3-your-questions-about-pvsyst/https://forum.pvsyst.com/forum/3-your-questions-about-pvsyst/. Acesso em: 27 dez. 2024.

PVSYST. **Meteonorm data and program**. Site, 2025a. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/meteo_source_meteonorm.htm. Acesso em: 07 fev. 2025.

PVSYST. **NASA-SSE data**. Site, 2025d. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_nasa.htm. Acesso em: 07 fev. 2025.

PVSYST. **NREL/NSRDB TMY data**. Site, 2025c. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_nrel_nsdb_tmy23.htm. Acesso em: 07 fev. 2025.

PVSYST. **PVGIS data**. Site, 2025e. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_pvgis.htm. Acesso em: 07 fev. 2025.

PVSYST. **PVsyst Photovoltaic Software**. Site, 2024. Disponível em: https://www.pvsyst.com/. Acesso em: 27 dez. 2024.

PVSYST. **Solcast data**. Site, 2025b. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_solcast.htm. Acesso em: 07 fev. 2025.

RAHMAN, N. M. A. *et al*. Investigating photovoltaic module performance using aluminium heat sink and forced cold-air circulation method in tropical climate conditions. **Energy Reports**, [S.L.], v. 9, p. 2797-2809, dez. 2023. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.egyr.2023.01.130. Acesso em: 13 abr. 2025.

RATEDPOWER. **Bifacial modules: a comprehensive guide on financial and technical performance of the next hot thing in solar**. Site. 2022. Disponível em: https://ratedpower.com/blog/bifacial-modules/. Acesso em: 10 fev. 2025.

REN21. **Renewables 2023 Global Status Report: Global Overview**. Paris: REN21 Secretariat, 2023. Disponível em: https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/global_overview/. Acesso em: 14 out. 2024.

RIEDEL-LYNGSKÆR, N. *et al*. The effect of spectral albedo in bifacial photovoltaic performance. **Solar Energy**, [S.L.], v. 231, p. 921-935, jan. 2022. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2021.12.023. Acesso em: 10 fev. 2025.

RODRIGUEZ-GALLEGOS, C. D. *et al.* Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems. **Joule**, v. 4, n. 7, p. 1514-1541, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005. Acesso em: 24 jan. 2024.

SALES, F. E. **Influência da temperatura na geração de energia elétrica em uma usina solar fotovoltaica flutuante**. 2023. Tese de Doutorado, PSE, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SALGADO, A. B. C. **Estimativa de produção de energia utilizando módulos solares fotovoltaicos bifaciais**. 2021. 78 f. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

SANCHEZ-PEREZ, P. A.; KURTZ, S. Capacity Factor Analysis of U.S. PV System Reliability and Performance**. Ieee Journal Of Photovoltaics,** [S.L.], v. 10, n. 3, p. 818-823, maio 2020. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Disponível em: http://dx.doi.org/10.1109/jphotov.2020.2968418. Acesso em: 10 fev. 2025.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R. Overirradiance effect on the electrical performance of photovoltaic systems of different inverter sizing factors. **Solar Energy**, [S.L.], v. 225, p. 561-568, set. 2021. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2021.07.055. Acesso em: 10 fev. 2025.

SHOUKRY, I. *et al*. Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 92, p. 600-608, ago. 2016. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.025. Acesso: 07 dez. 2024.

SILVA, E. P. **Fontes renováveis de energia:** produção de energia para um desenvolvimento sustentável. Campinas/SP. Editora Livraria da Física, 2014.

SILVIU, B. G. *et al*. Comparative analysis of software accuracy in photovoltaic energy estimation for a temperate mountain climate. **Environment, Development and Sustainability**, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-030-55757-7_9. Acesso em: 14 out. 2024.

SINGH, S.; KUMAR, R.; VIJAY, V. Performance analysis of 58 kW grid-connected roof-top solar PV system. **2014 6Th Ieee Power India International Conference (Piicon)**, [S.L.], p. 1-6, dez. 2014. IEEE. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1109/poweri.2014.7117738. Acesso em: 10 fev. 2025.

SMA SOLAR TECHNOLOGY. **Ficha técnica: Sunny Boy 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0**. 2023. Disponível em: https://files.sma.de/downloads/SB30-60-DS-pt-61.pdf. Acesso em: 30 nov. 2024.

SOLIS. **Seminário Solis Episódio 51: Preste atenção a estes problemas comuns de O&M com inversores no inverno**. [S.l.]: Solis, 2023. Disponível em: https://cmsdata.solisinverters.com/uploads/file/Solis_Seminar_51-pt.pdf. Acesso em: 13 abr. 2025.

STRANGUETO, K. M. **Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2016.

STRUPEIT, L.; NEIJ, L. Cost dynamics in the deployment of photovoltaics: insights from the german market for building-sited systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 69, p. 948-960, mar. 2017. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.095. Acesso em: 10 fev. 2025.

SUN, X. *et al*. Optimization and performance of bifacial solar modules: a global perspective. **Applied Energy**, [S.L.], v. 212, p. 1601-1610, fev. 2018. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.041. Acesso em: 24 jan. 2024.

TINA, G. M. *et al*. Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants. **Applied Energy**, [S.L.], v. 281, p. 116084, jan. 2021. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116084. Acesso em: 10 fev. 2025.

TRINA SOLAR. **Datasheet: Vertex DE21.** 2021. Disponível em: https://mgr.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DE21_PT_2021_.pdf. Acesso em: 30 nov. 2024. Acesso: 29 nov. 2024.

TRINA SOLAR. **Datasheet: Vertex DEG21C.20**. 2022. Disponível em: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DEG21C.20_EN_2022_A_0.pdf. Acesso em: 30 nov. 2024. Acesso: 29 nov. 2024.

UFV, Universidade Federal de Viçosa**.** Departamento de Engenharia Agrícola. Estação Climatológica Principal de Viçosa. **Boletim meteorológico 2023**. Viçosa, MG: UFV, 2023. Site, Disponível em: https://posmet.ufv.br/boletim-meteorologico/dar. Acesso em: 20 fev. 2025.

UNITED NATIONS. **The Sustainable Development Goals Report 2019**. [S.l.]: United Nations, 2019. Disponível em: https://unstats.un.org/sdgs/report/2019/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2019.pdf. Acesso em: 14 out. 2024.

VAREJÃO-SILVA, M. A. **Meteorologia e Climatologia**. Brasília: INMET, Gráfica e Editora Pax, 2006. 463 p.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. rev. e atual. São Paulo: Érica, 2015. ISBN 978-85-365-1854-1.

WALKER, H. A. Best practices for operation and maintenance of photovoltaic and energy storage systems**. National Renewable Energy Lab.(NREL),** Golden, CO (United States), 2018. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73822.pdf. Acesso em: 13 abr. 2025.

WANG, S. *et al*. Bifacial Photovoltaic Systems Energy Yield Modelling. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 77, p. 428-433, ago. 2015. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.060. Acesso em: 10 fev. 2025.

WIRTH, H. **Photovoltaic Module Technology.** De Gruyter, 2020. ISBN 978-3-11- 067701-0.

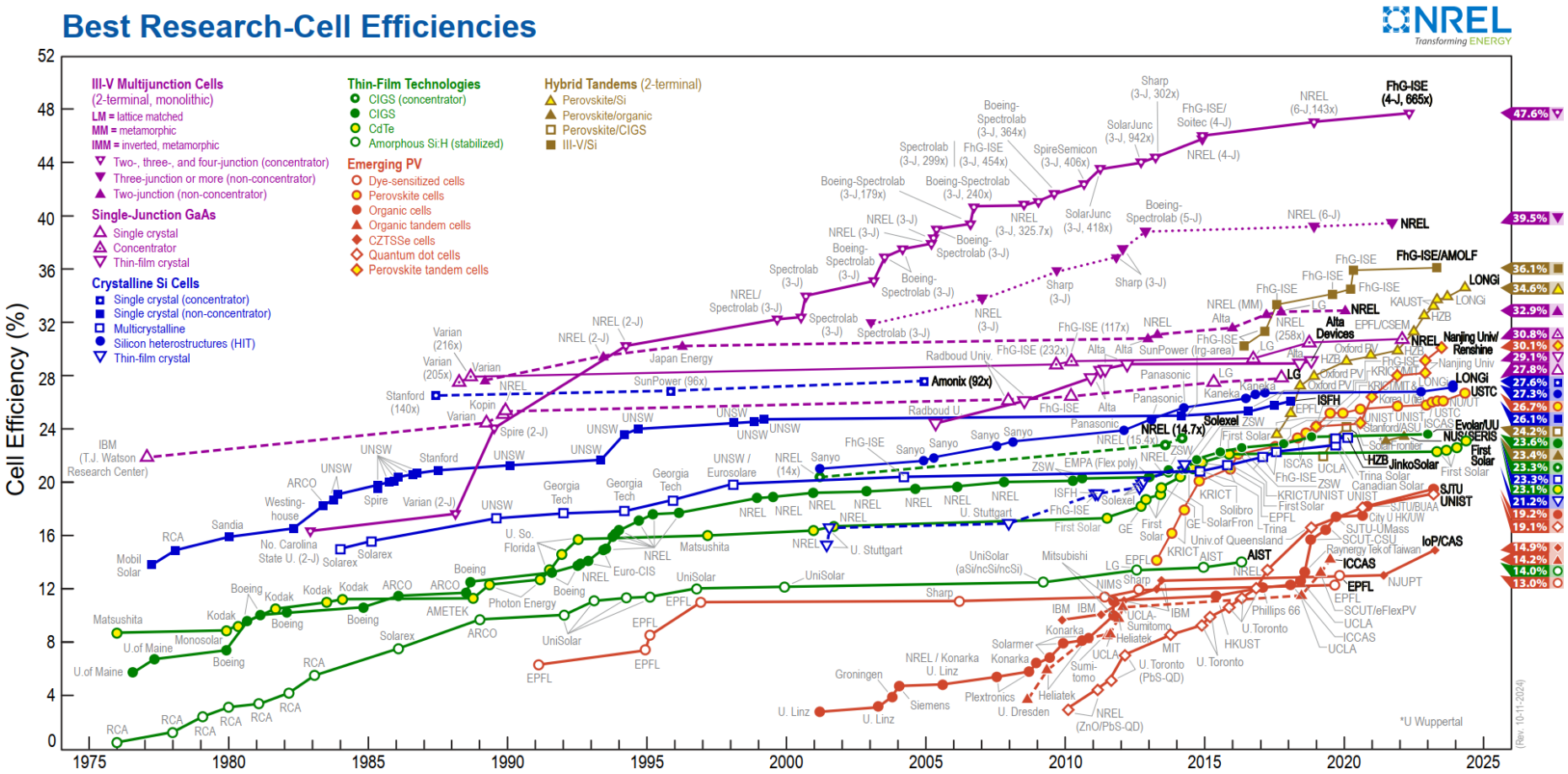
WORLD BANK GROUP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP), & SOLAR ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF SINGAPORE (SERIS). **Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners**. Washington, DC: World Bank. Disponível em: https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/418961572293438109/where-sun-meets-water-floating-solar-handbook-for-practitioners. Acesso: 29 nov. 2024.

XIAO, W. **Photovoltaic power system: modeling, design, and control**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2017. ISBN 9781119280347.

ZAINALI, S. *et al*. LCOE distribution of PV for single-family dwellings in Sweden. **Energy Reports**, [S.L.], v. 10, p. 1951-1967, nov. 2023. Elsevier BV. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.egyr.2023.08.042. Acesso em: 14 out. 2024.

ZILLES, R. *et al*. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 1 ed, 2012. 248p.

ANEXO A - EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS



Fonte: NREL (2024)

ANEXO B - DADOS DA MÉDIA MENSAL DE INSOLAÇÃO TOTAL (2000 - 2024)

Este anexo apresenta os dados mensais de insolação total para a região de Altamira/PA, obtidos a partir da estação meteorológica convencional 82353, no período de 2000 a 2024. A localização da estação é especificada pela latitude -3.21416666 e longitude -52.21305555. A tabela inclui os valores mensais registrados, além da média calculada.

Tabela B.1: Dados mensais de insolação total

INSOLAÇÃO TOTAL (horas)																										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
jan	143,0	114,6	140,5	138,7	173,4	178,2	154,0	169,7	108,7	138,4	141,0	124,4	102,7	119,7	142,4	173,4	112,0	-	182,6	143,4	-	131,1	-	102,8	131,1	139,4
fev	140,0	93,4	146,5	113,8	114,9	125,0	94,6	97,1	136,8	123,2	140,3	108,2	133,6	116,0	105,1	116,0	162,1	-	97,4	100,3	-	106,5	-	97,0	121,7	117,7
mar	123,3	136,7	140,5	136,3	129,7	117,3	108,6	106,7	110,5	148,2	213,8	136,6	168,0	136,0	127,9	145,2	115,0	122,1	152,5	121,2	108,9	-	-	113,5	104,0	131,4
abr	133,8	135,9	130,2	148,7	171,4	171,7	118,6	153,2	155,5	113,0	150,0	136,1	185,3	122,3	152,9	197,0	127,4	-	146,6	139,1	101,6	-	-	109,0	121,5	141,9
mai	183,9	169,7	164,6	195,3	206,4	173,9	161,2	206,6	165,5	129,3	210,6	161,0	236,2	185,2	160,8	189,3	130,2	-	217,1	201,3	156,3	-	-	171,1	191,5	180,3
jun	217,3	171,8	200,2	152,9	233,8	235,4	224,4	243,5	212,8	203,6	248,2	233,0	238,7	232,8	203,2	217,3	245,0	225,5	254,8	207,3	195,3	-	-	177,4	215,3	216,9
jul	218,0	-	-	260,3	247,8	258,2	258,9	230,5	273,9	256,2	265,7	261,6	236,7	246,8	261,4	256,0	-	-	-	-	235,6	-	-	217,8	236,4	248,3
ago	251,2	293,1	253,1	234,2	260,1	283,4	283,4	254,2	269,5	280,7	288,8	281,3	271,7	276,0	264,9	269,5	-	282,1	278,2	-	218,8	-	231,2	241,5	230,1	263,5
set	217,9	240,8	245,0	238,0	212,4	200,3	241,2	230,3	239,8	260,7	253,4	258,0	241,4	237,6	273,6	260,5	-	241,4	214,7	-	241,1	-	224,8	222,9	226,2	237,4
out	216,3	217,2	203,3	168,8	218,4	239,9	238,6	209,1	234,7	243,7	258,7	211,3	235,1	248,0	218,5	231,8	-	195,1	257,5	-	271,1	-	-	213,8	234,1	226,9
nov	164,7	175,9	169,8	191,7	175,2	151,4	176,5	163,2	208,6	190,2	214,1	197,8	207,7	155,5	223,5	201,3	-	174,7	167,5	-	164,3	-	140,3	185,1	238,4	183,5
dez	125,1	148,5	142,8	207,7	148,7	133,9	143,4	173,4	159,4	104,0	162,4	224,1	126,3	203,8	198,3	127,1	-	133,0	141,2	-	179,7	-	149,0	110,3	158,2	154,6

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

ANEXO C - DADOS DA MÉDIA MENSAL DE NEBULOSIDADE (2000 - 2024)

Este anexo apresenta os dados mensais de nebulosidade para a região de Altamira/PA, obtidos a partir da estação meteorológica convencional 82353, no período de 2000 a 2024. A localização da estação é especificada pela latitude -3.21416666 e longitude -52.21305555. A tabela inclui os valores mensais registrados, além da média calculada.

Tabela C.1: Dados mensais de nebulosidade

NEBULOSIDADE (décimos de céu encoberto)																										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
jan	7,3	7,3	7,7	7,0	7,7	6,8	7,2	7,6	8,2	7,7	7,0	8,0	7,9	8,7	7,9	7,1	7,0	8,0	6,9	7,3	7,1	7,6	-	6,5	6,2	7,4
fev	7,6	7,7	7,0	8,2	9,0	7,9	9,0	8,6	7,6	7,5	6,8	8,1	7,9	8,5	8,2	7,3	7,2	8,5	8,0	7,9	8,0	7,8	-	6,8	5,8	7,8
mar	7,7	7,3	7,0	8,2	8,2	8,4	8,9	8,3	8,0	7,7	6,2	8,1	8,4	8,2	8,9	7,2	8,0	8,3	7,8	7,8	7,5	8,3	-	8,1	7,9	7,9
abr	7,6	7,5	7,6	7,5	7,9	7,5	8,3	7,7	7,7	8,1	8,2	7,9	7,3	7,6	7,7	7,0	7,9	7,8	7,1	7,2	7,9	7,6	-	6,5	8,1	7,6
mai	5,8	6,7	6,4	6,2	6,9	7,5	7,7	5,3	7,1	7,7	5,3	7,1	6,0	6,0	6,7	6,3	7,3	7,2	6,3	6,6	6,8	6,3	-	5,3	5,7	6,5
jun	5,0	5,7	5,2	6,0	5,3	5,4	5,0	4,2	5,1	5,4	4,8	5,4	5,2	5,4	5,3	5,6	5,6	6,3	4,7	5,3	6,2	5,9	-	3,7	4,2	5,2
jul	5,3	-	-	4,9	4,8	4,4	4,6	4,7	4,2	4,1	4,6	4,5	4,8	5,1	5,0	5,2	-	-	5,3	-	5,1	5,2	-	4,7	2,7	4,7
ago	5,0	4,7	4,6	5,3	5,8	4,8	4,0	4,4	4,4	4,1	3,9	5,0	4,5	4,8	5,1	4,5	5,2	5,4	5,5	5,3	5,0	-	3,3	3,1	3,7	4,6
set	5,8	5,4	5,2	5,7	6,5	4,8	4,6	5,2	4,8	3,7	5,1	4,8	5,0	6,0	4,6	4,0	6,3	6,5	5,0	5,3	5,9	-	3,9	4,4	3,6	5,1
out	5,3	6,3	6,0	6,4	6,4	5,6	5,6	6,0	5,3	4,6	4,1	5,5	5,4	5,6	6,1	4,0	6,8	6,6	5,7	6,8	5,6	-	4,2	4,0	4,1	5,5
nov	5,7	6,8	7,2	7,6	6,5	7,7	7,1	5,9	5,8	5,0	6,0	6,0	5,1	6,4	4,9	4,7	6,7	6,6	6,7	6,3	7,3	-	4,6	4,7	3,8	6,0
dez	5,9	6,9	6,7	6,6	7,1	7,4	7,1	7,5	6,5	6,8	7,1	5,4	7,8	5,4	5,4	5,9	7,4	7,1	7,2	6,9	7,0	-	4,8	5,4	5,7	6,5

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

ANEXO D - DADOS MENSAIS DE UMIDADE RELATIVA DO AR (2000 - 2024)

Este anexo apresenta os dados mensais de umidade relativa do ar para a região de Altamira/PA, obtidos a partir da estação meteorológica convencional 82353, no período de 2000 a 2024. A localização da estação é especificada pela latitude -3.21416666 e longitude -52.21305555. A tabela inclui os valores mensais registrados, além da média calculada.

Tabela D.1: Dados mensais de umidade relativa do ar

UMIDADE RELATIVA DO AR (média mensal em %)																										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
jan	84,3	84,3	84,0	80,2	81,0	78,5	81,5	79,8	83,7	83,1	81,9	87,8	86,5	88,9	84,9	83,6	83,7	83,5	78,7	82,3	82,0	89,4	-	86,5	86,2	83,6
fev	84,2	86,7	84,0	82,7	86,6	82,7	83,6	85,0	82,3	84,1	84,5	87,7	87,9	87,2	88,9	87,4	85,6	85,6	84,4	84,2	83,2	90,8	-	89,3	86,1	85,6
mar	86,3	85,3	85,0	82,1	83,5	85,5	84,3	85,6	85,1	82,4	79,8	86,8	87,1	88,8	89,7	88,6	90,4	83,7	84,0	85,4	82,1	90,7	-	87,4	88,5	85,8
abr	85,4	86,0	87,3	83,6	84,9	81,2	84,3	84,7	84,5	84,2	83,0	88,8	86,3	87,5	88,4	87,1	89,2	82,9	83,9	84,9	86,6	89,0	-	88,3	85,9	85,7
mai	83,5	85,4	86,0	80,4	82,2	80,6	82,8	81,3	84,5	84,3	80,3	87,3	85,9	86,7	87,2	87,5	86,4	80,5	79,1	81,2	82,4	88,2	-	83,2	83,4	83,8
jun	79,6	82,3	82,1	82,6	79,0	75,8	78,4	78,7	79,5	81,2	77,3	84,4	83,6	84,2	83,2	84,4	81,3	77,2	75,7	77,2	82,2	86,6	-	77,7	79,4	80,6
jul	79,8	-	-	77,1	77,7	73,2	72,2	79,2	74,8	74,6	73,8	81,1	79,8	82,1	79,5	81,9	-	-	73,6	-	74,0	85,6	-	79,0	74,5	77,6
ago	74,8	69,9	75,6	75,5	74,7	68,1	67,1	73,7	71,6	69,0	74,3	75,5	73,5	79,4	78,3	76,2	70,3	69,6	71,6	69,9	73,4	-	79,0	78,2	75,3	73,5
set	75,3	70,8	69,9	75,2	75,0	66,4	67,8	71,2	69,2	65,7	73,5	71,2	74,1	79,1	73,8	70,6	71,4	71,8	70,7	70,2	76,6	-	81,5	73,4	73,8	72,4
out	74,7	72,2	70,6	76,3	73,0	65,4	69,1	71,8	74,4	63,1	71,1	72,4	73,6	75,0	76,6	71,8	73,5	69,7	67,4	71,5	74,0	-	76,5	71,3	70,7	71,9
nov	74,8	71,8	74,8	76,4	70,9	67,2	75,3	71,8	71,2	66,1	74,9	78,7	72,4	80,2	75,1	69,5	72,7	66,3	71,8	75,2	82,9	-	79,8	73,5	71,7	73,5
dez	76,9	77,7	78,9	76,7	73,4	78,4	78,5	77,4	78,8	79,4	82,1	73,5	83,8	76,9	77,0	74,3	79,8	74,9	81,2	79,6	85,1	-	83,0	82,2	78,2	78,7

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

ANEXO E - DADOS MENSAIS DE TEMPERATURA MÉDIA COMPENSADA (2000 - 2024)

Este anexo apresenta os dados mensais de temperatura média compensada para a região de Altamira/PA, obtidos a partir da estação meteorológica convencional 82353, no período de 2000 a 2024. A localização da estação é especificada pela latitude -3.21416666 e longitude -52.21305555. A tabela inclui os valores mensais registrados, além da média calculada.

Tabela E.1: Dados mensais de temperatura média compensada

TEMPERATURA MÉDIA COMPENSADA (ºC)																										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
jan	25,9	25,8	26,6	27,4	27,4	27,9	27,2	27,8	26,1	26,7	26,9	25,6	26,0	26,1	26,2	26,7	27,5	26,3	-	-	26,4	25,8	-	26,2	27,9	26,7
fev	25,0	25,6	26,7	26,5	26,0	27,3	26,5	26,1	26,3	26,4	27,2	25,7	25,5	26,0	25,8	26,2	27,4	26,2	-	-	26,2	25,6	-	26,0	27,9	26,3
mar	25,3	26,0	26,8	26,7	27,0	26,7	26,4	26,6	25,9	26,8	28,1	25,9	26,0	26,3	26,0	26,4	26,8	26,8	-	-	26,3	25,6	-	26,2	27,6	26,5
abr	25,7	26,0	26,6	26,8	27,1	27,4	26,4	27,0	26,2	26,4	27,5	26,0	26,6	26,6	26,6	26,8	27,3	27,2	-	-	26,1	26,3	-	26,6	28,5	26,7
mai	26,7	26,8	27,4	27,6	27,7	27,5	26,8	27,8	26,4	26,5	28,2	26,8	26,9	26,9	26,8	27,2	27,7	27,8	-	-	27,2	26,4	-	27,6	29,4	27,3
jun	27,0	26,4	27,2	26,9	27,4	28,2	27,3	27,6	27,0	27,1	28,0	27,0	26,9	27,3	27,3	27,3	27,9	28,2	-	-	27,3	26,5	-	27,7	29,7	27,4
jul	26,6	-	-	27,7	27,3	27,9	28,2	27,6	27,6	28,1	28,3	26,9	27,2	27,0	27,5	27,7	-	-	-	-	28,4	26,6	-	28,5	30,6	27,8
ago	27,7	28,4	28,2	28,4	28,1	29,0	29,0	28,2	28,4	29,1	28,2	28,1	28,0	28,2	27,8	28,4	29,3	-	-	28,4	28,5	-	28,4	29,5	30,2	28,5
set	27,4	28,6	28,9	28,5	28,3	29,4	29,1	28,7	28,8	29,5	28,6	28,8	28,3	28,1	28,5	29,2	29,1	-	-	28,7	28,4	-	29,5	29,6	31,3	28,9
out	27,8	28,7	28,5	28,3	28,6	29,6	29,2	28,4	28,5	29,8	28,8	28,6	28,2	28,5	28,4	29,3	28,8	-	-	28,4	28,8	-	28,9	30,3	30,6	28,9
nov	28,1	29,1	28,2	28,1	29,0	29,6	28,1	28,5	28,9	29,4	28,3	27,7	28,8	27,6	28,5	29,5	29,1	-	-	28,0	27,0	-	28,0	30,1	31,3	28,7
dez	27,4	28,2	27,6	28,1	28,6	27,4	27,5	27,3	27,5	27,6	27,0	28,4	26,8	28,1	28,2	28,8	27,7	-	-	27,3	26,6	-	27,1	28,6	29,3	27,8

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

ANEXO F - DADOS MENSAIS DE TEMPERATURA MÁXIMA MÉDIA (2000 - 2024)

Este anexo apresenta os dados mensais de temperatura máxima média para a região de Altamira/PA, obtidos a partir da estação meteorológica convencional 82353, no período de 2000 a 2024. A localização da estação é especificada pela latitude -3.21416666 e longitude -52.21305555. A tabela inclui os valores mensais registrados, além da média calculada.

Tabela F.1: Dados mensais de temperatura máxima média

TEMPERATURA MÁXIMA MÉDIA (ºC)																										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
jan	31,0	30,6	31,8	32,2	32,3	33,3	32,6	32,6	30,9	31,7	32,1	31,1	31,3	31,5	31,3	32,5	32,5	31,0	-	-	31,7	31,6	-	31,2	33,0	31,8
fev	30,7	29,8	31,9	31,1	30,8	32,6	31,4	30,8	31,6	31,4	32,1	31,6	30,9	31,6	30,9	31,1	32,7	30,8	-	-	31,7	31,0	-	31,1	32,7	31,4
mar	30,5	31,1	32,0	31,4	31,9	31,8	31,5	31,7	30,9	32,2	34,3	31,7	31,8	31,6	31,1	31,5	31,5	31,5	-	-	31,3	31,7	-	31,5	32,4	31,7
abr	31,1	31,4	31,9	31,6	32,2	32,6	31,4	32,3	31,3	31,4	33,2	31,6	32,1	31,8	31,8	31,8	32,3	31,9	-	-	31,1	32,3	-	31,8	32,9	31,9
mai	32,2	32,7	32,8	32,7	33,1	32,8	32,6	33,6	31,5	31,5	33,3	32,4	32,9	32,2	31,8	32,3	32,8	32,3	-	-	32,3	32,5	-	32,7	34,5	32,6
jun	32,6	32,0	33,1	31,9	33,3	34,2	34,0	34,1	32,7	32,9	34,0	33,4	33,0	33,0	32,7	32,9	33,7	33,3	-	-	33,1	32,9	-	33,0	34,9	33,2
jul	32,3	-	-	33,9	33,6	34,6	35,0	34,4	34,1	34,1	34,7	33,6	33,9	32,9	33,6	33,4	-	-	-	-	35,0	33,3	-	34,4	36,2	34,1
ago	34,1	35,0	34,8	34,9	34,5	36,4	36,0	35,3	35,4	35,7	35,3	35,5	35,3	34,4	33,7	34,9	35,9	-	-	34,8	35,6	-	34,5	36,2	36,1	35,2
set	33,7	35,0	35,7	34,8	34,6	36,5	35,8	35,5	35,5	36,4	35,3	36,0	35,3	34,3	34,8	35,9	35,1	-	-	35,0	35,1	-	36,1	36,9	37,6	35,5
out	33,6	34,8	34,7	33,7	34,9	36,2	35,2	34,2	34,4	36,7	36,0	35,4	34,5	34,9	34,3	35,7	34,1	-	-	34,6	35,5	-	34,9	37,6	36,5	35,1
nov	33,5	35,3	34,5	33,2	34,9	35,9	33,3	34,0	35,0	35,7	34,8	33,8	35,5	33,4	34,7	35,6	34,6	-	-	33,6	32,8	-	33,7	36,8	37,3	34,6
dez	32,5	33,7	32,9	33,5	34,4	33,1	32,1	32,6	32,8	33,0	32,7	34,8	32,7	34,0	34,3	34,6	32,9	-	-	32,7	32,2	-	32,3	34,5	34,7	33,3

Fonte: Elaborado a partir de INMET (2025)

ANEXO G - FICHA TÉCNICA DO MÓDULO MONOFACIAL TRINA SOLAR TSM-DE21

Vertex

MÓDULO MONOCRISTALINO MONOFACIAL

PRODUTO: TSM-DE21

FAIXA DE POTÊNCIA: 645-670W

670W	0~+5W	21.6%
POTÊNCIA MÁXIMA	TOLERÂNCIA POSITIVA	EFICIÊNCIA MÁXIMA

Alto valor agregado

- Menor LCOE (Custo Nivelado de Energia), valor reduzido de CAPEX, tempo de payback reduzido.
- Menor taxa de degração anual garantida para o primeiro ano e anual.
- Compatibilidade integrada com demais equipamentos de sistemas fotovoltaicos.

Potência até 670W

- Até 21.6% de eficiência do módulo com tecnologia de interconexão de células de alta densidade.
- Tecnologia multi-busbar para melhores efeitos de captura de luz, menor resistência em série e melhor rendimento do módulo.

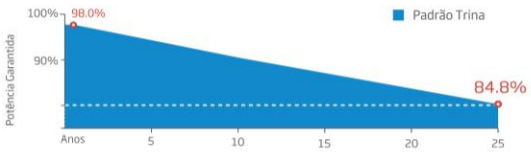
Alta confiabilidade

- Redução de micro-fissuras com a inovadora tecnologia de corte não-destrutivo.
- Resistência PID garantida através do controle de qualidade de processos e matéria-prima.
- Resistente a ambientes severos como sal, amônia, altas temperaturas e alta umidade.
- Resistência a cargas mecânicas até 5400 Pa positiva e 2400 Pa negativa.

Alto rendimento

- Excelente IAM (Modificador de Ângulo de Incidência) e ótimo desempenho em baixa irradiação, validado por certificadores internacionais.
- O design exclusivo fornece produção otimizada de energia sob condições de sombreamento.
- Baixo coeficiente de temperatura (-0,34%).

Curva de Garantia de Performance



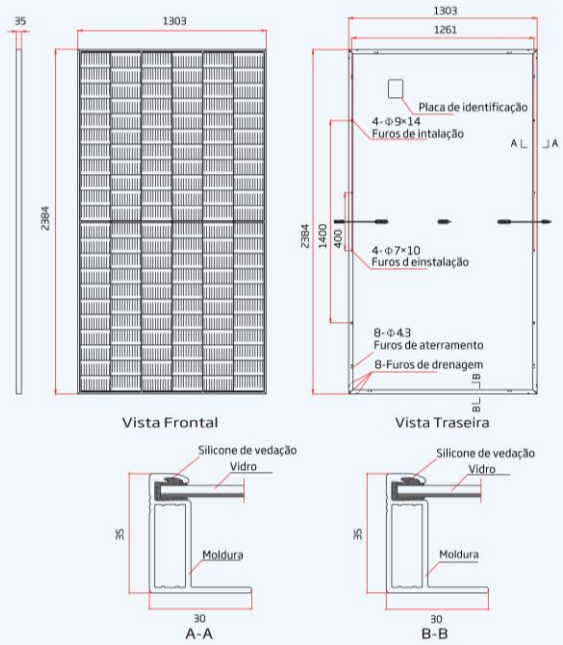
Certificações Internacionais do Produto

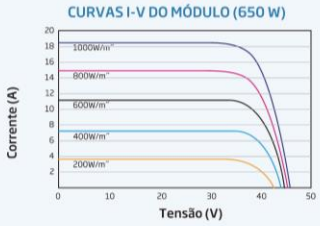
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

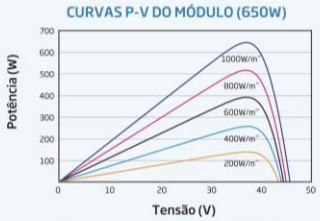
Trinasolar

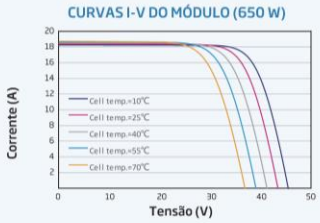
Vertex MÓDULO MONOCRISTALINO MONOFACIAL

DIMENSÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO (mm)









DADOS ELÉTRICOS (STC)

Potência de Pico - P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665	670
Tolerância de Potência - P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Tensão Máxima - V_{MPP} (V)	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Corrente Máxima - I_{MPP} (A)	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Tensão de Circuito Aberto - V_{OC} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Corrente de Curto Circuito - I_{SC} (A)	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Eficiência do Módulo η_m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

DADOS ELÉTRICOS (NOCT)

Potência de Pico - P_{MAX} (Wp)	488	492	496	500	504	508
Tensão Máxima - V_{MPP} (V)	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Corrente Máxima - I_{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Tensão de Circuito Aberto - V_{OC} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Corrente de Curto Circuito - I_{SC} (A)	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiação 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidade do Vento 1m/s.

DADOS MECÂNICOS

Células	Monocristalinas
No. de Células	132 células
Dimensões do Módulo	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 polegadas)
Peso	33.6 kg (74.1 lb)
Vidro	3.2 mm (0.13 polegadas), Alta Transmissão, Anti-Reflexo e Recobrimento Térmico
Material Encapsulante	EVA/POE
Backsheet	Branco
Moldura	35mm (1.38 polegadas) Liga de Alumínio Anodizado
Caixas de junção	IP 68
Cabos	Cabo de Tecnologia Fotovoltaica 4.0mm² (0.006 polegadas²) Retrato: 280/280 mm (11.02/11.02 polegadas) Comprimento customizável
Conector	MC4 EVO2 / TS4*

*Verificar conector com o vendedor local

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

NOCT (Temperatura Nominal de Operação de Célula)	43°C (±2°C)
Coeficiente de Temperatura P_{MAX}	- 0.34%/°C
Coeficiente de Temperatura V_{OC}	- 0.25%/°C
Coeficiente de Temperatura I_{SC}	0.04%/°C

LIMITES DE OPERAÇÃO

Temperatura Operacional	-40~+85°C
Tensão Máxima do Sistema	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Capacidade Máx. do Fusível em Série	30A

GARANTIA

12 anos de garantia de produto
25 anos de garantia de produção de energia
2% de degradação no primeiro ano
0.55% de taxa de degradação anual

(Verificar documento de garantia para maiores detalhes)

EMBALAGEM E TRANSPORTE

Módulos por caixa: 31 unidades
Módulos por container de 40': 558 unidades

Trinasolar

CUIDADO: LEIA AS INSTRUÇÕES DE SEGURANÇA E INSTALAÇÃO ANTES DE USAR O PRODUTO.

© 2022 Trina Solar Co.,Ltd. Todos os direitos reservados. As especificações incluídas nesta folha de dados estão sujeitas a alterações sem aviso prévio.

Número da Versão: TSM_EN_2021_A

www.trinasolar.com

Fonte: Todas as imagens deste anexo foram extraídas de Trina Solar (2021)

ANEXO H - FICHA TÉCNICA DO MÓDULO BIFACIAL TRINA SOLAR TSM-DEG21C.20

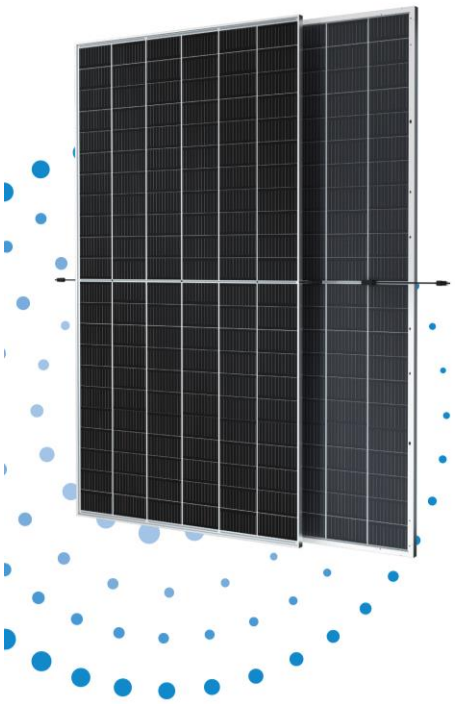
Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

665W	0~+5W	21.4%
MAXIMUM POWER OUTPUT	POSITIVE POWER TOLERANCE	MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components

High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

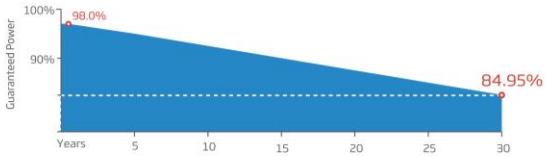
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



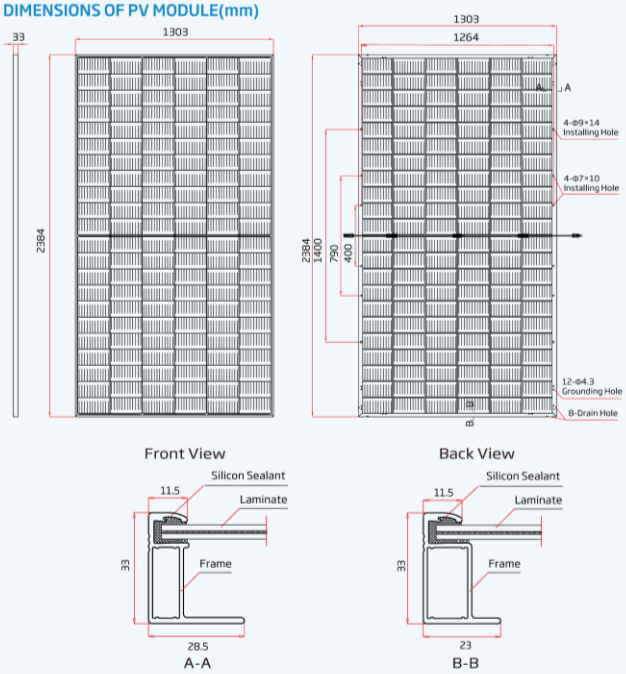
Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

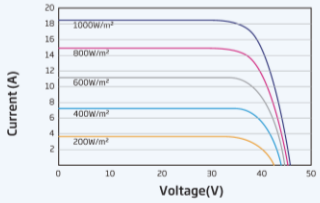
Trinasolar

Vertex BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

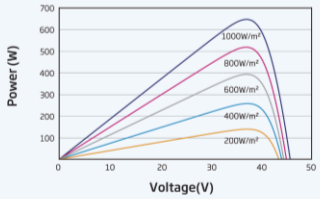
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



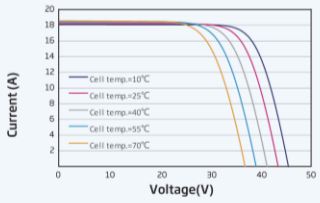
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-PMAX (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-VOC (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-ISC (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m2, Cell Temperature 25℃, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -PMAX (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-VOC (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-ISC (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-IMPP (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-VOC (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-ISC (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20℃, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of VOC	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of ISC	0.04%/°C

MAXIMUMRATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGUREATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container : 594 pieces

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
© 2022 Trina Solar Co.,Ltd, All rights reserved, Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2022_A
www.trinasolar.com

Fonte: Todas as imagens deste anexo foram extraídas de Trina Solar (2022)

ANEXO I - Ficha técnica do inversor SMA Sunny Boy 6.0

/ SB3.0-1AV-41 / SB3.6-1AV-41 / SB4.0-1AV-41 / SB5.0-1AV-41 / SB6.0-1AV-41

Sunny Boy
com SMA Smart Connected

3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Mais rendimentos para as casas particulares: gerar energia solar de forma inteligente

SMA Smart Connected

SMA ShadeFix

Compacto
- Montagem por 1 pessoa graças ao peso baixo de 17,5 kg
- Necessidade de espaço mínima graças ao design compacto

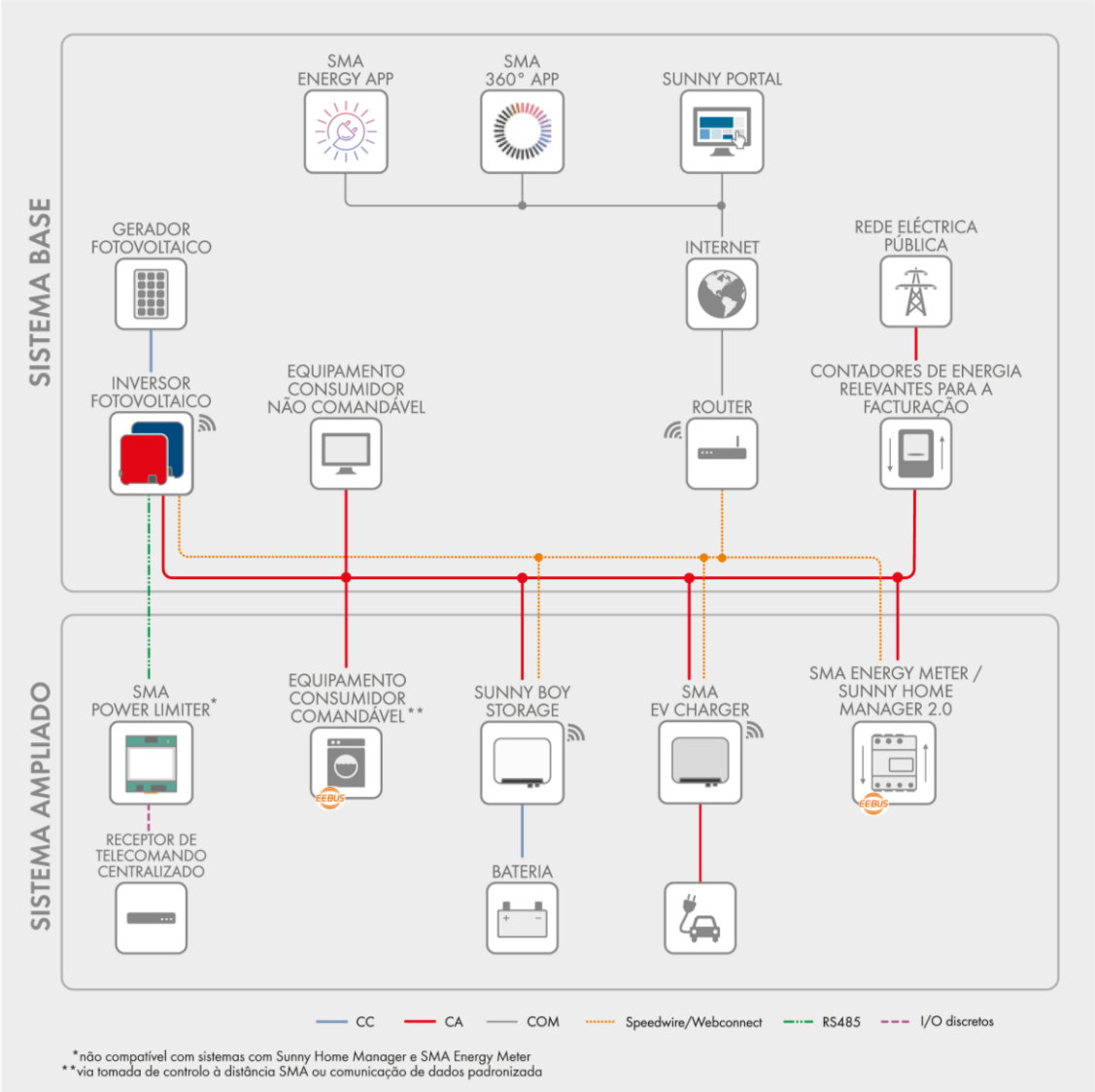
Prático
- Instalação 100% plug & play
- Monitorização online gratuita via SMA Energy App
- Assistência automatizada graças ao SMA Smart Connected
- Extensão da garantia do fabricante de 5 para 10 anos – gratuitamente

Rentável
- Utilização da energia excedente através da limitação dinâmica da potência activa
- Aumento do rendimento sem necessidade de montagem através do sistema integrado de gestão de sombra SMA ShadeFix

Combinável
- Ampliável a qualquer momento com gestão energética inteligente e soluções de armazenamento
- Passível de expansão através do SMA Power Limiter para a utilização de um recetor de telecomando centralizado

O novo Sunny Boy 3.0–6.0 garante rendimentos energéticos máximos para as casas particulares.

Ele junta a assistência integrada SMA Smart Connected com tecnologia inteligente para todos os requisitos ambientais. A instalação do aparelho revela-se fácil graças à sua estrutura extremamente leve. Através da interface web integrada é possível colocar o Sunny Boy rapidamente em funcionamento através de smartphone ou tablet. E para requisitos especiais no telhado, o SMA ShadeFix maximiza o rendimento do sistema fotovoltaico. Com padrões de comunicação actuais, o inversor está preparado para o futuro e é ampliável, a qualquer momento e de forma flexível, com uma gestão energética inteligente e com soluções de armazenamento SMA.



Funções do sistema base

- Facilidade na colocação em serviço via interfaces WLAN e Speedwire integradas
- Total transparência devido à visualização no Sunny Portal/SMA Energy App
- Segurança do investimento pelo SMA Smart Connected
- Modbus como interface para outros fornecedores

FUNÇÕES DO SISTEMA AMPLIADO

- Funções do sistema base
- Redução do consumo de energia da rede e aumento do autoconsumo graças à utilização da energia armazenada temporariamente
- Utilização máxima da energia graças ao carregamento baseado em prognósticos
- Aumento do autoconsumo graças à gestão inteligente da carga
- Integração simples de recetores de telecomando centralizado através do SMA Power Limiter

Com SMA Energy Meter

- Utilização máxima do sistema através da limitação dinâmica da injeção na rede entre 0% e 100%
- Visualização dos consumos de energia

Dados técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
Entrada (CC)					
Máx. potência do gerador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensão máx. de entrada	600 V				
Intervalo de tensão MPP	110 V a 500 V	130 V a 500 V	140 V a 500 V	175 V a 500 V	210 V a 500 V
Tensão atribuída de entrada	365 V				
Tensão mín. de entrada / Tensão de entrada inicial	100 V/125 V				
Corrente máx. de entrada utilizável Entrada A/Entrada B	15 A/15 A				
Corrente máx. de entrada por string Entrada A/Entrada B	20 A/20 A				
Número de entradas MPP independentes/Strings por entrada MPP	2/A:2; B:2				
Saída (CA)					
Potência atribuída (com 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W[1]	6000 W
Potência aparente CA máx.	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA[1]	6000 VA
Tensão nominal CA/intervalo	220 V, 230 V, 240 V/180 V a 280 V				
Frequência de rede CA/intervalo	50 Hz, 60 Hz/−5 Hz a +5 Hz				
Frequência de rede atribuída/tensão de rede atribuída	50 Hz/230 V				
Corrente máx. de saída	13,7 A	16 A	18,2 A	22,8 A	26,1 A
Fator de potência na potência atribuída	1				
Fator de desfasamento ajustável	0,8 sobreexcitado a 0,8 subexcitado				
Fases de injeção/fases de ligação	1/1				
Rendimento					
Rendimento máx./rend. europeu	97,0%/96,4%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,6%
Dispositivos de segurança					
Ponto de seccionamento no lado de entrada	●				
Monitorização da ligação à terra/monitorização da rede	●/●				
Proteção contra inversão de polaridade CC/resistência a curto-circuitos CA/separação galvânica	●/●/–				
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todas as correntes	●				
Classe de proteção (conforme a IEC 61140)/categoria de sobretensão (conforme a IEC 60664-1)	I/III				
Função de proteção de arco elétrico (AFCI) / função de diagnóstico I-V e P-V	● / ●				
Dados gerais					
Dimensões (L/A/P)	435 mm/470 mm/176 mm (17,1 inch/18,5 inch/6,9 inch)				
Peso	17,5 kg (38,5 lb)				
Gama de temperatura de serviço	−25°C a +60°C (−13°F a +140°F)				
Emissões sonoras, típicas	25 dB(A)				
Autoconsumo (noite)	5,0 W				
Topologia	Sem transformador				
Conceito de refrigeração	Convecção				
Grau de proteção (conforme a IEC 60529)	IP65				
Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4)	4K4H				
Valor máximo admissível da humidade relativa (sem condensação)	100%				
Equipamento					
Ligação CC/ligação CA	SUNCLIX/ficha CA				
Visualização através de smartphone, tablet ou laptop	●				
Interfaces: WLAN / Ethernet / RS485	▲/●/●				
Protocolo de comunicação	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data				
Gestão de sombras: SMA ShadeFix (integrada)	●				
Garantia: 5/10/15 anos	●/●[2]/○				
Certificados e homologações (mais a pedido)	AS 4777.2, C10/11, CE, CEI 0-21, DEWA, DIN EN 62109 / IEC 62109, EN 50438, EN 50549-1, G59/3-4, G83/2-1, G98/1, G99/1, IEC 61727, IE-EN50438, NBR16149, NEN-EN50438, NRS 097-2-1, NT_Ley20.571, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 & TOR D4, PPC, PPDS, RD1699, RfG compliant, SI4777, TR3.2.1, UTE C15-712, VDE0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014				
Disponibilidade países SMA Smart Connected	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK				
Designação de tipo	SB3.0-1AV-41	SB3.6-1AV-41	SB4.0-1AV-41	SB5.0-1AV-41	SB6.0-1AV-41

● Equipamento de série ○ Opcional – Não disponível ▲ Conforme o disponibilidade Dados em condições nominais Versão: 10/2023

1) 4600 W/4600 VA com VDE-AR-N 4105
2) Com o registo do aparelho através da página inicial de registo do produto da SMA (sma-service.com). Aplicam-se as condições da garantia do fabricante da SMA. Mais informações em SMA-Solar.com

Sunny Boy 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

SMA ShadeFix - Otimizar os rendimentos energéticos de forma inteligente

As características comprovadas do produto e as soluções de software integradas garantem a otimização do rendimento ao longo de toda a vida útil do sistema. Mesmo em casos de ensombramento. O software patenteado para inversores SMA ShadeFix otimiza o rendimento energético em quase todas as situações. A monitorização do inversor SMA Smart Connected, que deteta os erros atempadamente e os comunica ao instalador automaticamente, dá segurança adicional.

SMA Smart Connected - Comunicação proativa em caso de erros

O SMA Smart Connected* é o serviço de monitorização gratuita do inversor através do SMA Sunny Portal. Caso ocorra um erro no inversor, a SMA informa o operador do sistema e o instalador de forma pró-ativa. Deste modo, poupa-se tempo de trabalho valioso e custos.

Com SMA Smart Connected, o instalador beneficia de diagnósticos rápidos pela SMA. O instalador poderá eliminar rapidamente os erros e, graças a serviços atrativos adicionais, ganhar pontos junto do cliente.

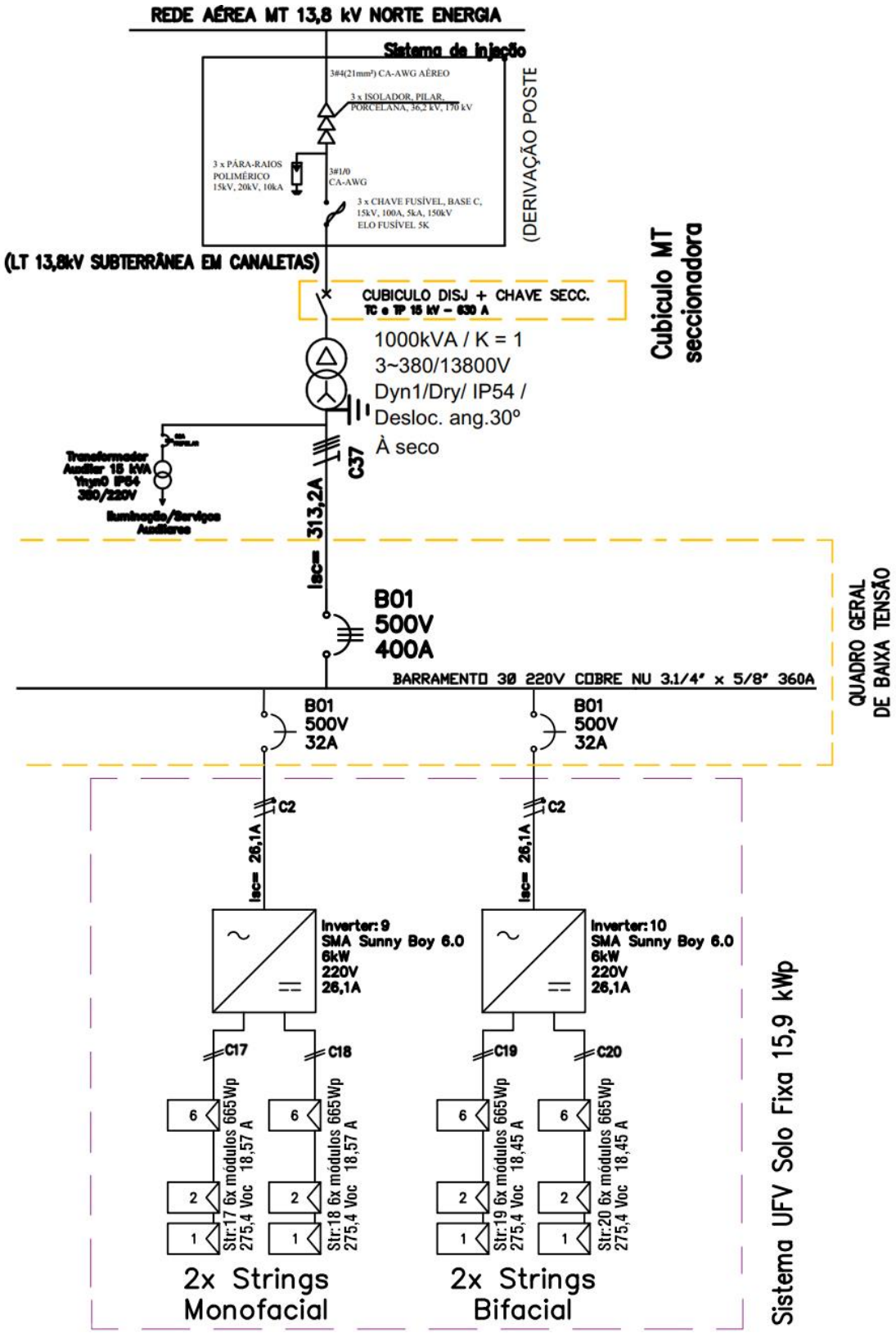
*) Detalhes: ver documento "Leistungsbeschreibung - SMA SMART CONNECTED" ("Descrição do serviço - SMA SMART CONNECTED")

SB30-60-DS-pt-01 | SMA e Sunny Boy são marcas registadas da SMA Solar Technology AG. Bluetooth® é uma marca registada da Bluetooth SIG, Inc. SUNCON é uma marca registada da PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Impresso em papel FSC.
Reservamo-nos o direito de alterar os produtos e serviços, também motivadas por pormenores específicos de países, bem como a divergências estabelecidas e dados técnicos. A SMA não assume qualquer responsabilidade por erros ou gralhas tipográficas. Para obter as informações mais recentes, consulte www.SMA-Solar.com
Solar Inverter registered in Germany, made in China.

SMA-Solar.com **SMA Solar Technology AG**

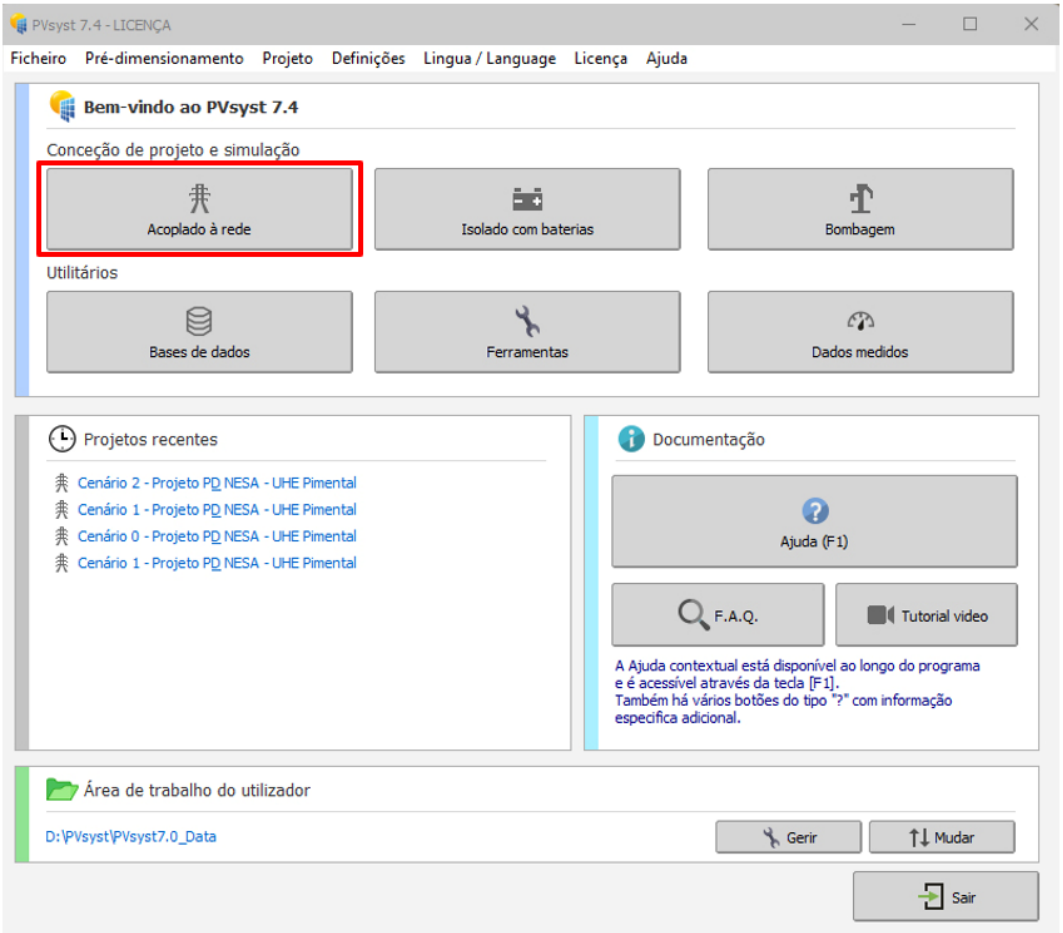
Fonte: Todas as imagens deste anexo foram extraídas de SMA SOLAR TECHNOLOGY (2023)

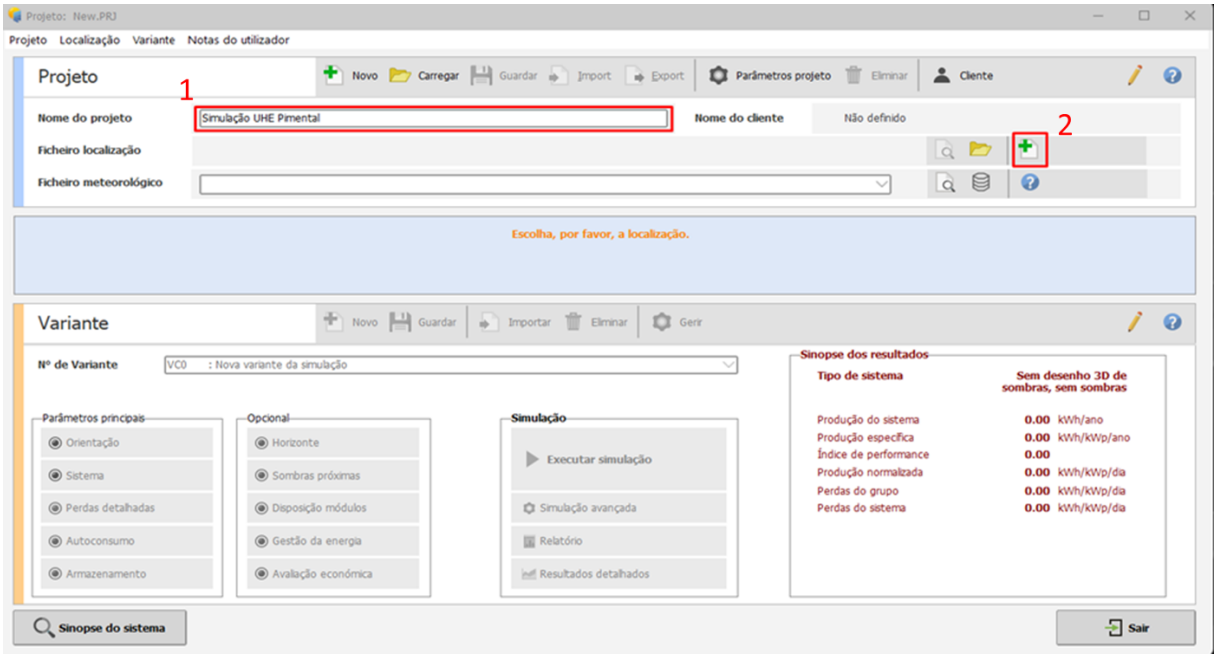
ANEXO J - DIAGRAMA UNIFILAR REFERENTE AO CENÁRIO 0

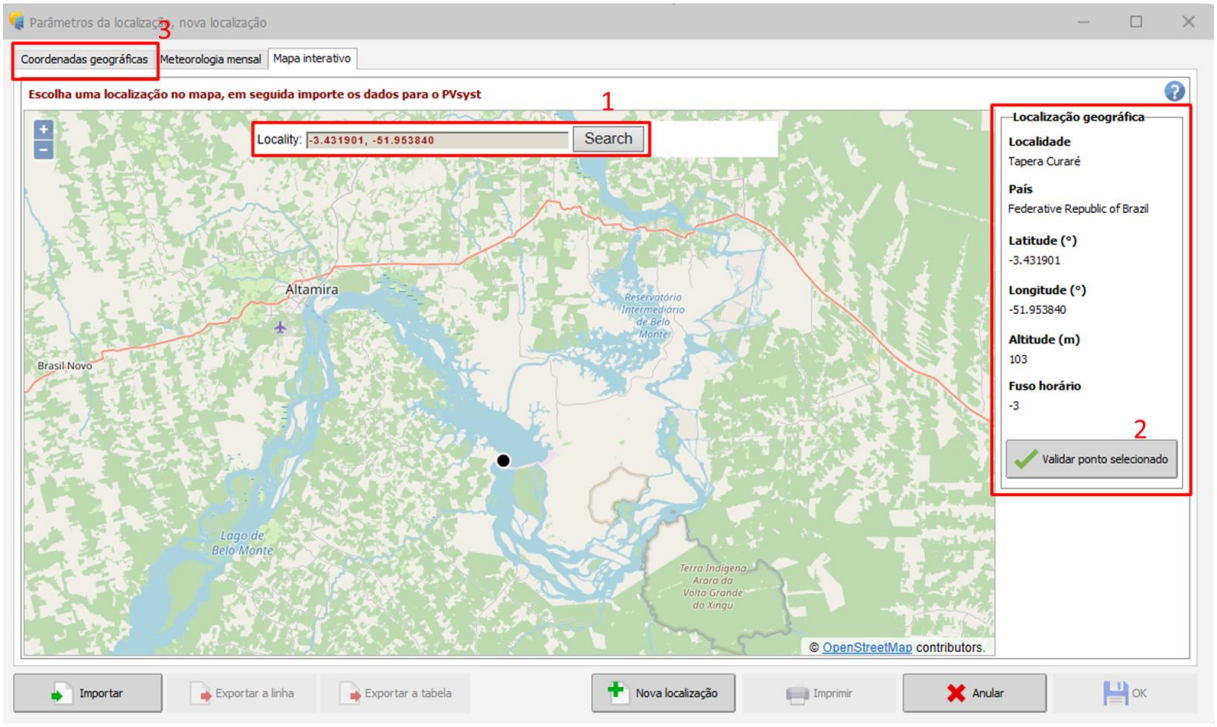


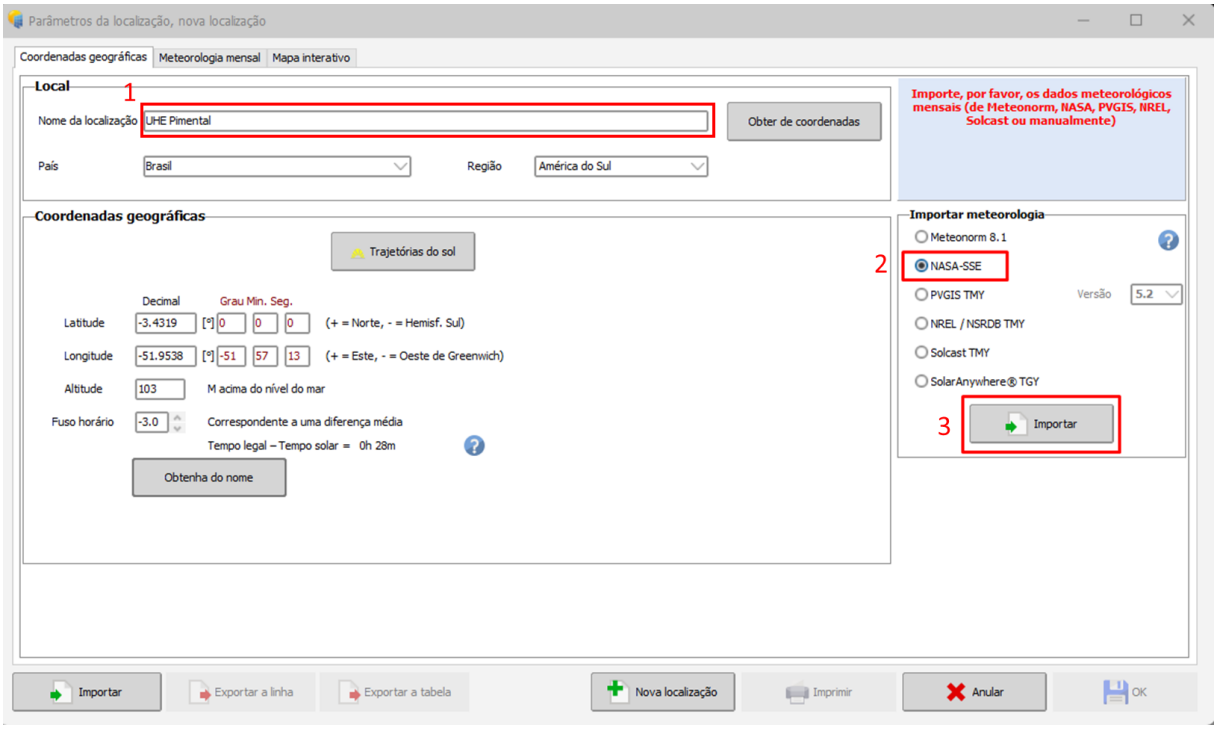
ANEXO K - PROCEDIMENTOS UTILIZADOS PARA SIMULAÇÃO NO PVSYST

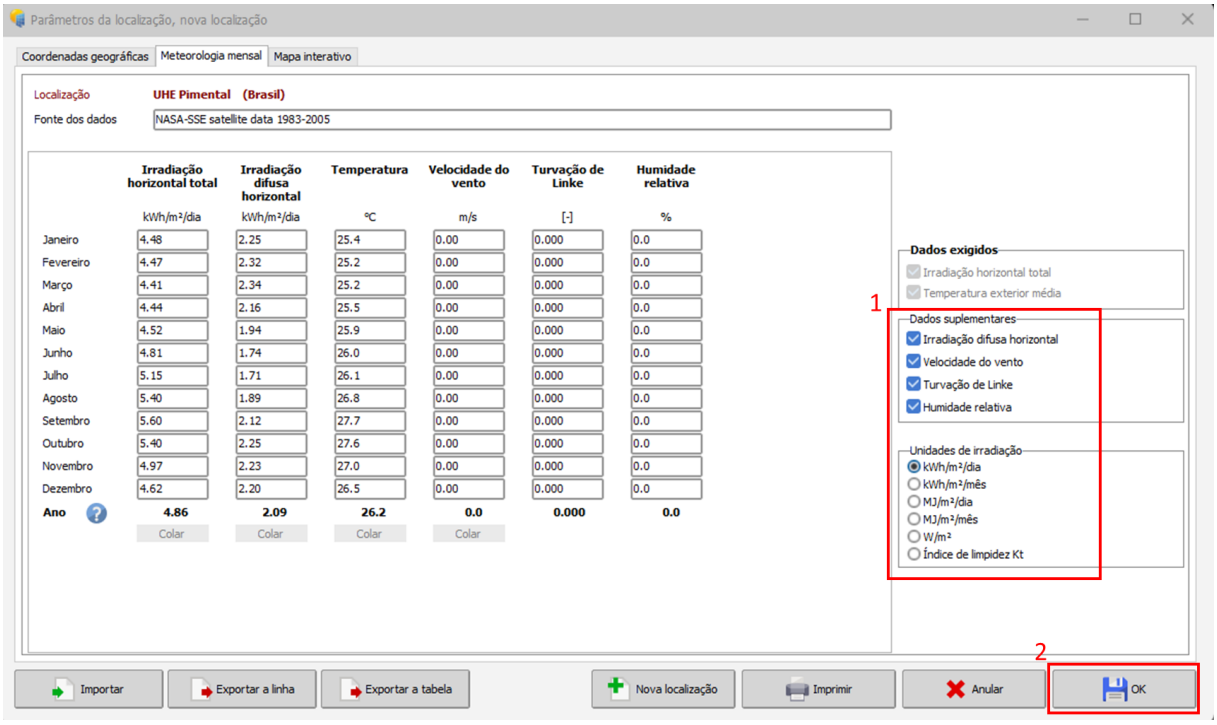
Os procedimentos de simulação descritos neste anexo referem-se ao Cenário 2: Projeto real (sistema bifacial). No entanto, para os Cenários 0 e 1, foram adotados os mesmos procedimentos e consideradas as mesmas perdas, com exceção dos parâmetros de entrada (*inputs*), que foram ajustados conforme as especificações de cada cenário. Para os sistemas monofaciais, os procedimentos também foram os mesmos, exceto os parâmetros exclusivos dos módulos bifaciais, que obviamente não se aplicam aos módulos monofaciais. Todas as demais perdas que não foram detalhadas individualmente foram consideradas com os valores padrão sugeridos pelo PVsyst. A seguir, são apresentados os registros dos procedimentos realizados.

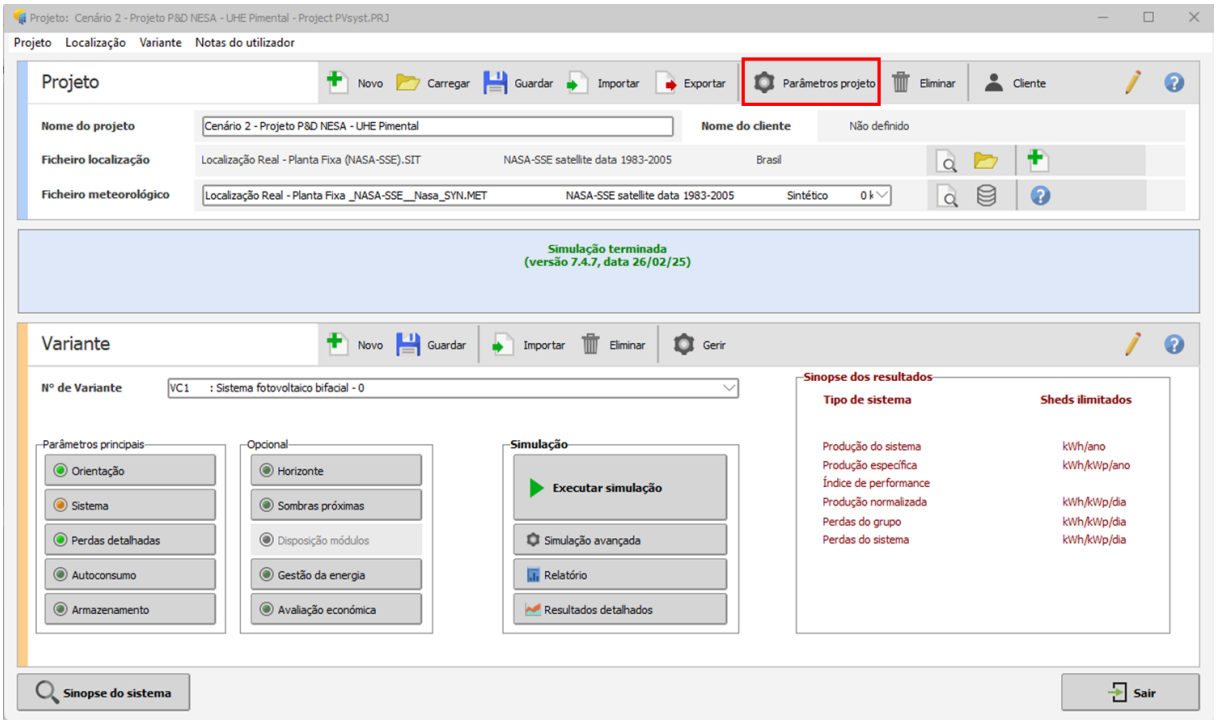


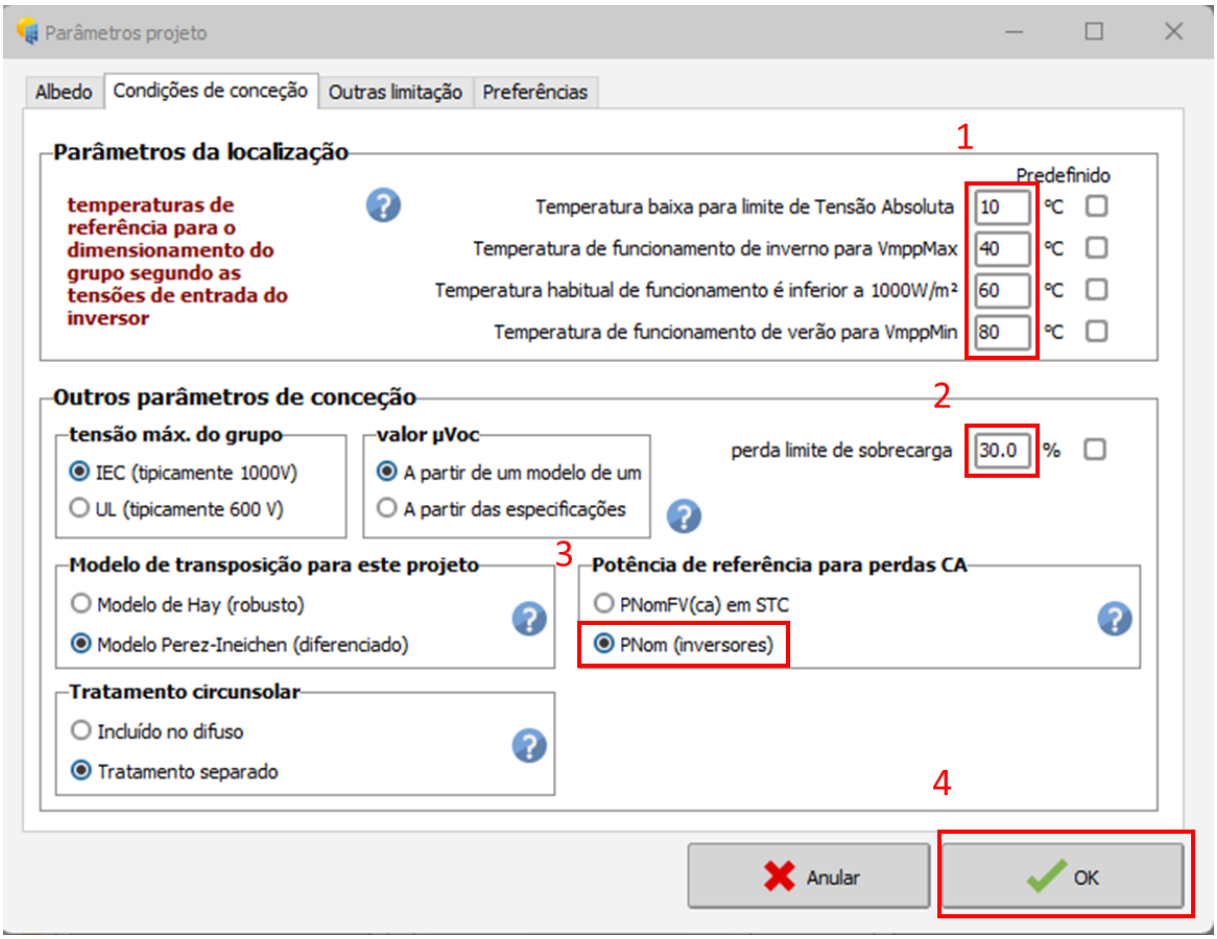

Projeto: New.PRJ
Projeto Localização Variante Notas do utilizador
Projeto
Novo Carregar Guardar Import Export Parâmetros projeto Eliminar Cliente
1
Nome do projeto
Simulação UHE Pimental
Nome do cliente
Não definido
2
Ficheiro localização
Ficheiro meteorológico
Escolha, por favor, a localização.
Variante
Novo Guardar Importar Eliminar Gerir
Nº de Variante
VC0 : Nova variante da simulação
Sinopse dos resultados
Tipo de sistema
Sem desenho 3D de sombras, sem sombras
Produção do sistema 0.00 kWh/ano
Produção específica 0.00 kWh/kWp/ano
Índice de performance 0.00
Produção normalizada 0.00 kWh/kWp/dia
Perdas do grupo 0.00 kWh/kWp/dia
Perdas do sistema 0.00 kWh/kWp/dia
Parâmetros principais
Orientação
Sistema
Perdas detalhadas
Autoconsumo
Armazenamento
Opcional
Horizonte
Sombras próximas
Disposição módulos
Gestão da energia
Avaliação económica
Simulação
Executar simulação
Simulação avançada
Relatório
Resultados detalhados
Sinopse do sistema
Sair

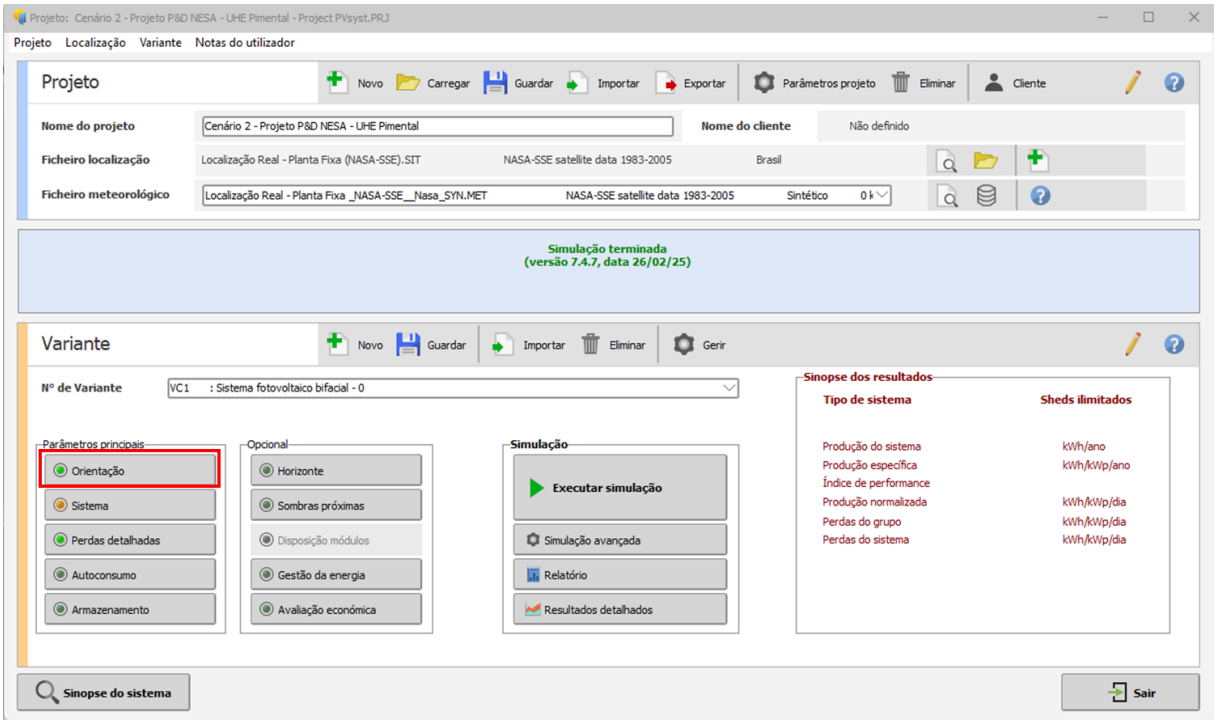

Parâmetros da localização, nova localização
3
Coordenadas geográficas
Meteorologia mensal
Mapa interativo
Escolha uma localização no mapa, em seguida importe os dados para o PVsyst
1
Locality: -3.431901, -51.953840
Search
Altamira
Brasil Novo
Reservatório Intermediário de Belo Monte
Lago de Belo Monte
Terra Indígena Arara da Volta Grande do Xingu
© OpenStreetMap contributors.
Localização geográfica
Localidade
Tapera Curaré
País
Federative Republic of Brazil
Latitude (°)
-3.431901
Longitude (°)
-51.953840
Altitude (m)
103
Fuso horário
-3
2
Validar ponto selecionado
Importar
Exportar a linha
Exportar a tabela
Nova localização
Imprimir
Anular
OK

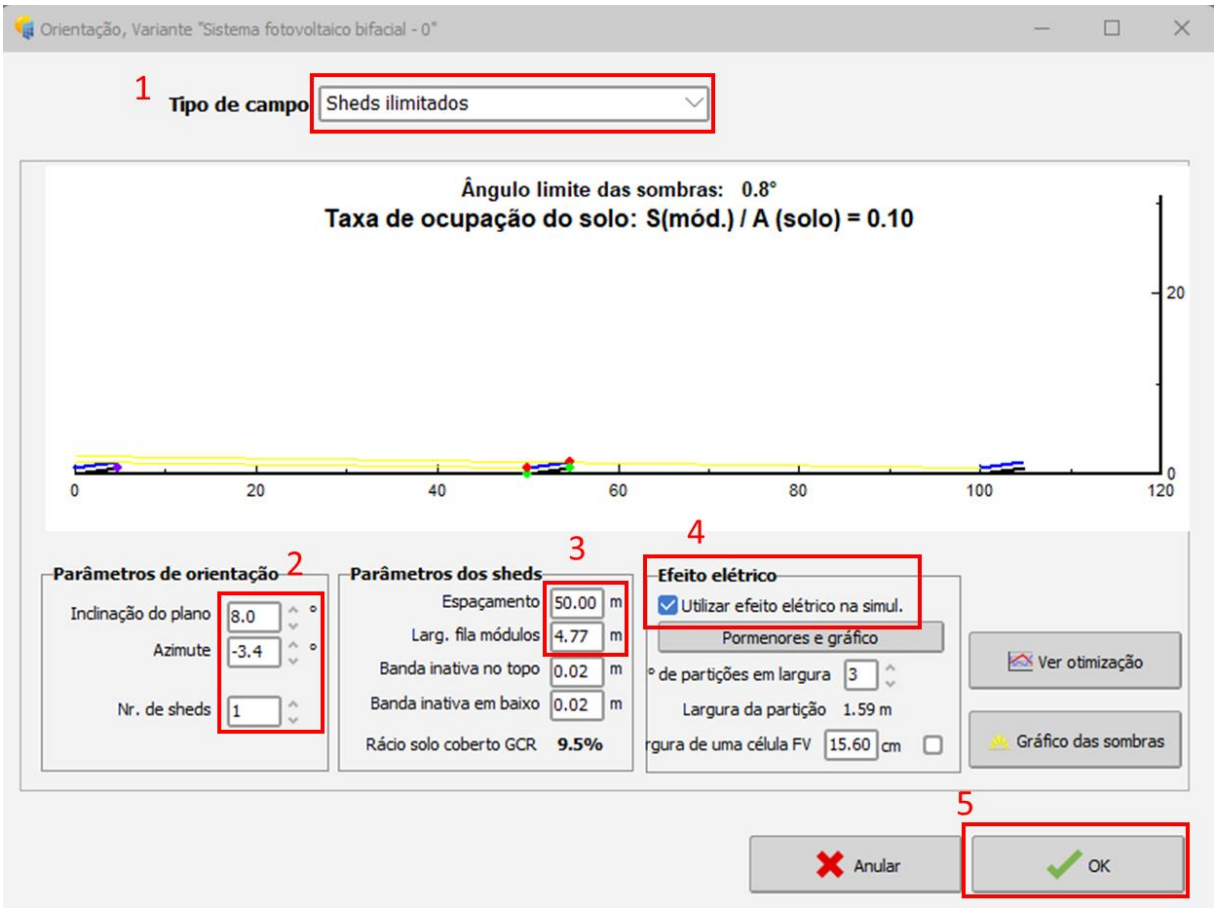

Parâmetros da localização, nova localização
Coordenadas geográficas
Meteorologia mensal
Mapa interativo
Local
1
Nome da localização
UHE Pimental
Obter de coordenadas
País
Brasil
Região
América do Sul
Importe, por favor, os dados meteorológicos mensais (de Meteonorm, NASA, PVGIS, NREL, Solcast ou manualmente)
Coordenadas geográficas
Trajetórias do sol
Decimal
Grau Min. Seg.
Latitude
-3.4319
(+ = Norte, - = Hemisf. Sul)
Longitude
-51.9538
-51
57
13
(+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
Altitude
103
M acima do nível do mar
Fuso horário
-3.0
Correspondente a uma diferença média
Tempo legal – Tempo solar = 0h 28m
Obtenha do nome
Importar meteorologia
Meteonorm 8.1
2
NASA-SSE
PVGIS TMY
Versão
5.2
NREL / NSRDB TMY
Solcast TMY
SolarAnywhere® TGY
3
Importar
Importar
Exportar a linha
Exportar a tabela
Nova localização
Imprimir
Anular
OK

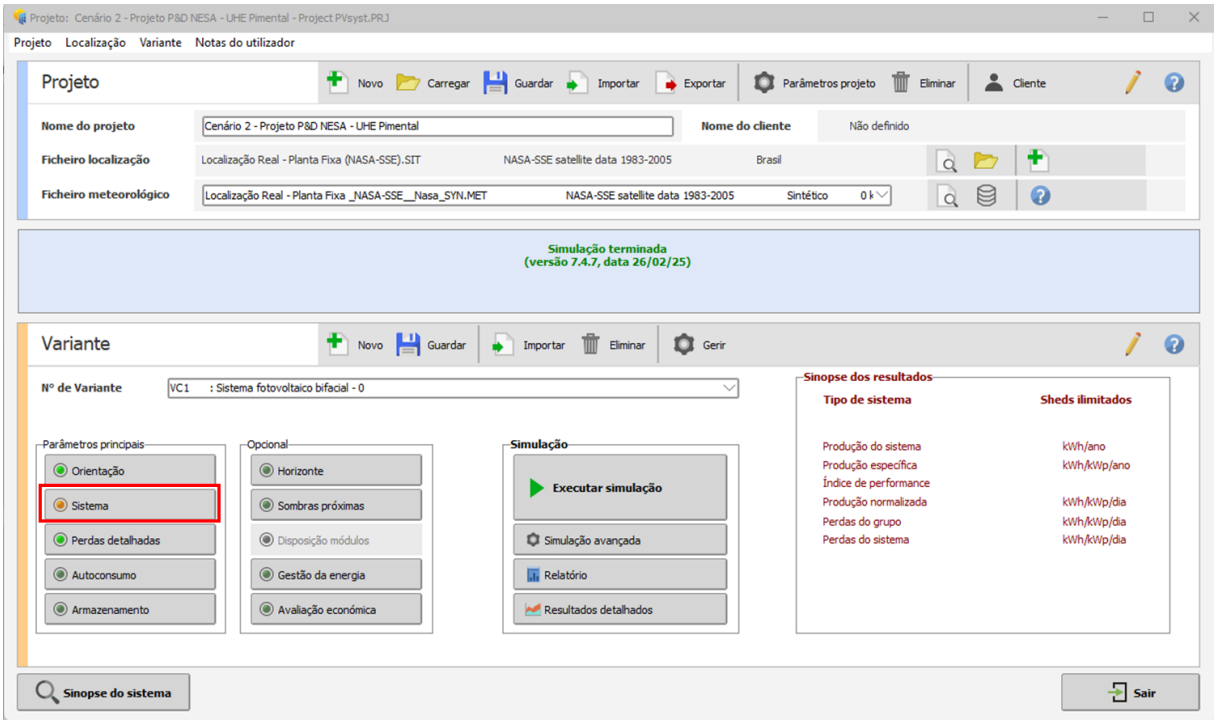

Parâmetros da localização, nova localização
Coordenadas geográficas
Meteorologia mensal
Mapa interativo
Localização
UHE Pimental (Brasil)
Fonte dos dados
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Irradiação horizontal total
Irradiação difusa horizontal
Temperatura
Velocidade do vento
Turvação de Linke
Humidade relativa
kWh/m²/dia
kWh/m²/dia
°C
m/s
[-]
%
Janeiro 4.48 2.25 25.4 0.00 0.000 0.0
Fevereiro 4.47 2.32 25.2 0.00 0.000 0.0
Março 4.41 2.34 25.2 0.00 0.000 0.0
Abril 4.44 2.16 25.5 0.00 0.000 0.0
Maio 4.52 1.94 25.9 0.00 0.000 0.0
Junho 4.81 1.74 26.0 0.00 0.000 0.0
Julho 5.15 1.71 26.1 0.00 0.000 0.0
Agosto 5.40 1.89 26.8 0.00 0.000 0.0
Setembro 5.60 2.12 27.7 0.00 0.000 0.0
Outubro 5.40 2.25 27.6 0.00 0.000 0.0
Novembro 4.97 2.23 27.0 0.00 0.000 0.0
Dezembro 4.62 2.20 26.5 0.00 0.000 0.0
Ano 4.86 2.09 26.2 0.0 0.000 0.0
Colar
Dados exigidos
Irradiação horizontal total
Temperatura exterior média
1
Dados suplementares
Irradiação difusa horizontal
Velocidade do vento
Turvação de Linke
Humidade relativa
Unidades de irradiação
kWh/m²/dia
kWh/m²/mês
MJ/m²/dia
MJ/m²/mês
W/m²
Índice de limpidez Kt
2
Importar
Exportar a linha
Exportar a tabela
Nova localização
Imprimir
Anular
OK

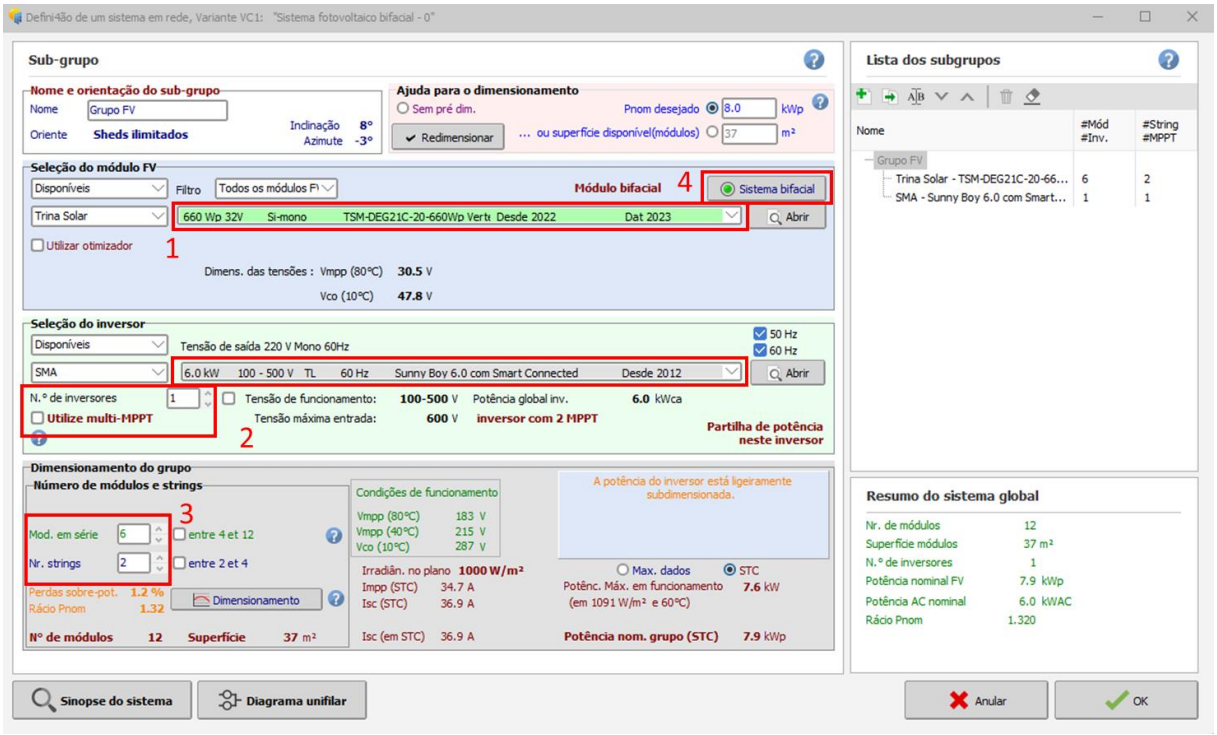

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental - Project PVsyst.PRJ
Projeto Localização Variante Notas do utilizador
Projeto
Novo
Carregar
Guardar
Importar
Exportar
Parâmetros projeto
Eliminar
Cliente
Nome do projeto
Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental
Nome do cliente
Não definido
Ficheiro localização
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE).SIT
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Brasil
Ficheiro meteorológico
Localização Real - Planta Fixa _NASA-SSE__Nasa_SYN.MET
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Sintético
Simulação terminada
(versão 7.4.7, data 26/02/25)
Variante
Novo
Guardar
Importar
Eliminar
Gerir
N° de Variante
VC1 : Sistema fotovoltaico bifacial - 0
Parâmetros principais
Orientação
Sistema
Perdas detalhadas
Autoconsumo
Armazenamento
Opcional
Horizonte
Sombras próximas
Disposição módulos
Gestão da energia
Avaliação económica
Simulação
Executar simulação
Simulação avançada
Relatório
Resultados detalhados
Sinopse dos resultados
Tipo de sistema
Sheds ilimitados
Produção do sistema
kWh/ano
Produção específica
kWh/kWp/ano
Índice de performance
Produção normalizada
kWh/kWp/dia
Perdas do grupo
kWh/kWp/dia
Perdas do sistema
kWh/kWp/dia
Sinopse do sistema
Sair

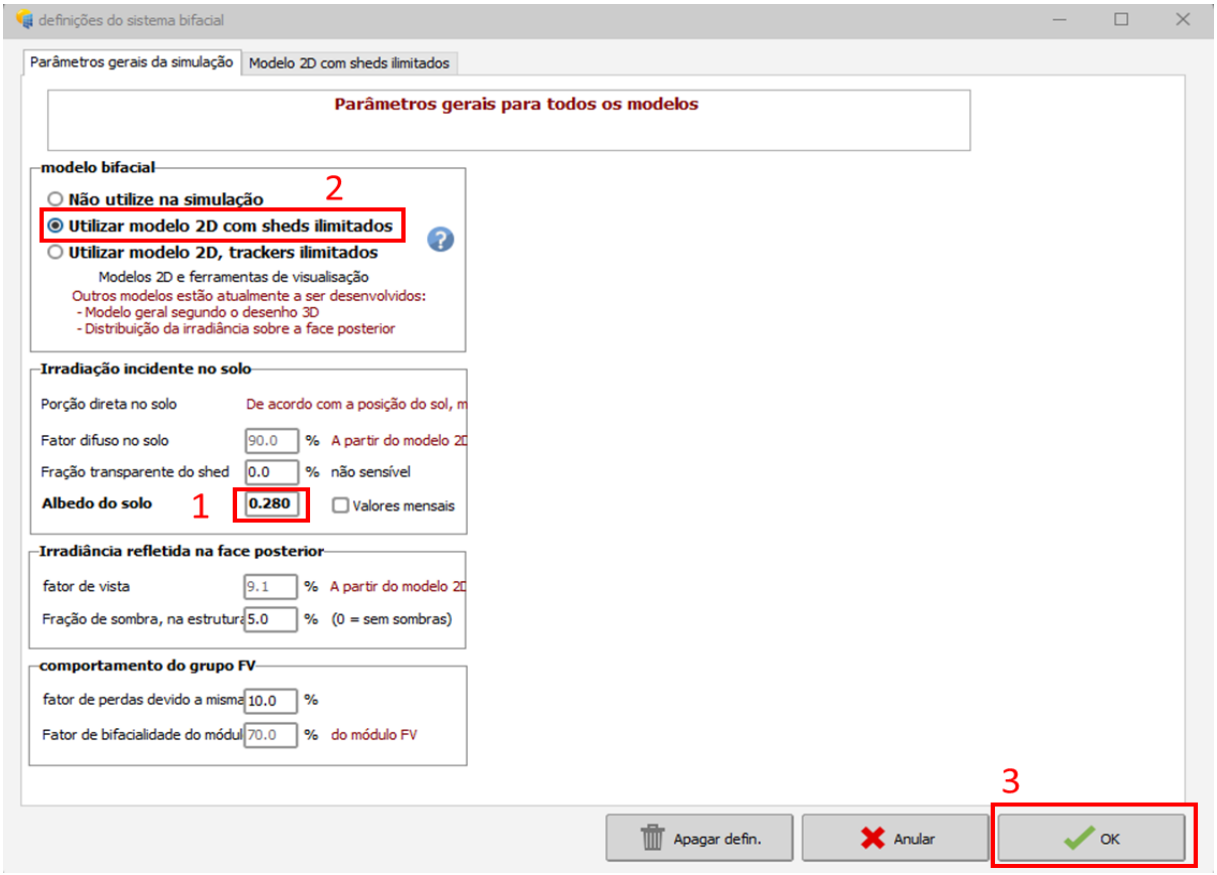

Parâmetros projeto
Albedo
Condições de conceção
Outras limitação
Preferências
Parâmetros da localização
1
Predefinido
temperaturas de referência para o dimensionamento do grupo segundo as tensões de entrada do inversor
Temperatura baixa para limite de Tensão Absoluta
10
°C
Temperatura de funcionamento de inverno para VmppMax
40
°C
Temperatura habitual de funcionamento é inferior a 1000W/m²
60
°C
Temperatura de funcionamento de verão para VmppMin
80
°C
Outros parâmetros de conceção
2
tensão máx. do grupo
IEC (tipicamente 1000V)
UL (tipicamente 600 V)
valor µVoc
A partir de um modelo de um
A partir das especificações
perda limite de sobrecarga
30.0
%
3
Modelo de transposição para este projeto
Modelo de Hay (robusto)
Modelo Perez-Ineichen (diferenciado)
Potência de referência para perdas CA
PNomFV(ca) em STC
PNom (inversores)
Tratamento circunsolar
Incluído no difuso
Tratamento separado
4
Anular
OK

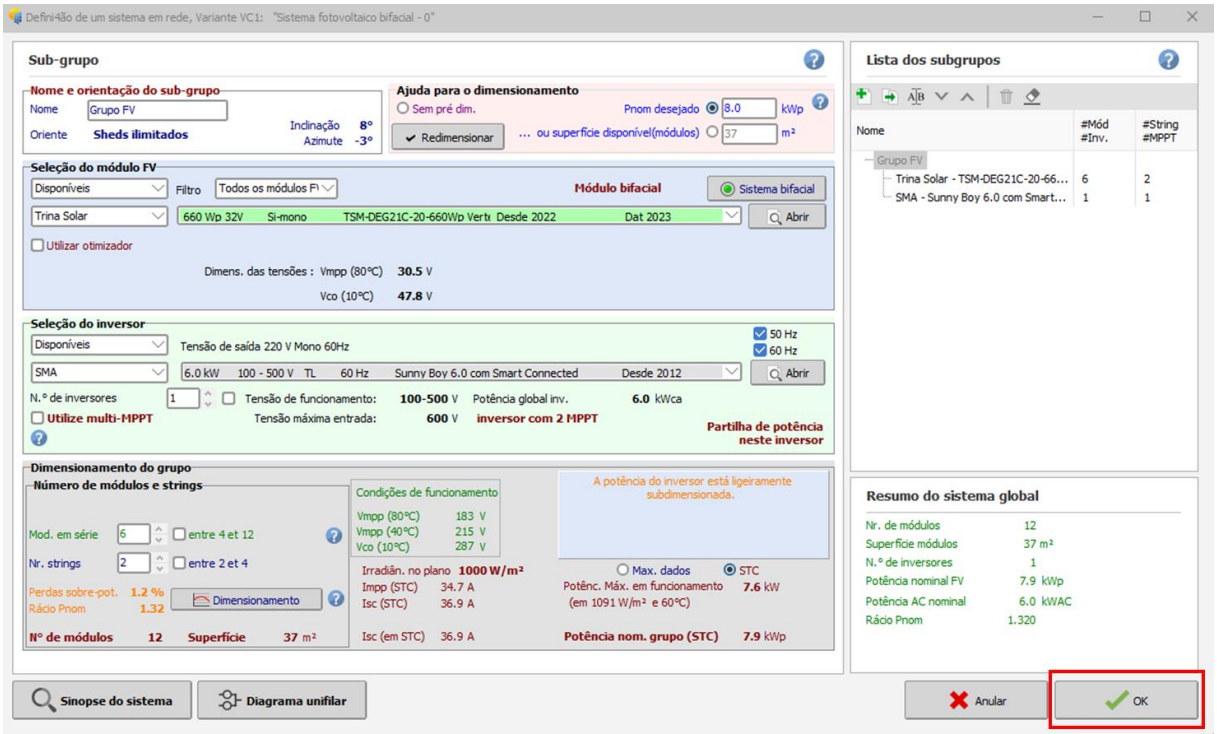

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental - Project.PVsyst.PRJ
Projeto Localização Variante Notas do utilizador
Projeto
Novo Carregar Guardar Importar Exportar Parâmetros projeto Eliminar Cliente
Nome do projeto
Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental
Nome do cliente
Não definido
Ficheiro localização
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE).SIT
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Brasil
Ficheiro meteorológico
Localização Real - Planta Fixa _NASA-SSE__Nasa_SYN.MET
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Sintético
Simulação terminada
(versão 7.4.7, data 26/02/25)
Variante
Novo Guardar Importar Eliminar Gerir
N° de Variante
VC1 : Sistema fotovoltaico bifacial - 0
Parâmetros principais
Orientação
Sistema
Perdas detalhadas
Autoconsumo
Armazenamento
Opcional
Horizonte
Sombras próximas
Disposição módulos
Gestão da energia
Avaliação económica
Simulação
Executar simulação
Simulação avançada
Relatório
Resultados detalhados
Sinopse dos resultados
Tipo de sistema
Sheds ilimitados
Produção do sistema kWh/ano
Produção específica kWh/kWp/ano
Índice de performance
Produção normalizada kWh/kWp/dia
Perdas do grupo kWh/kWp/dia
Perdas do sistema kWh/kWp/dia
Sinopse do sistema
Sair

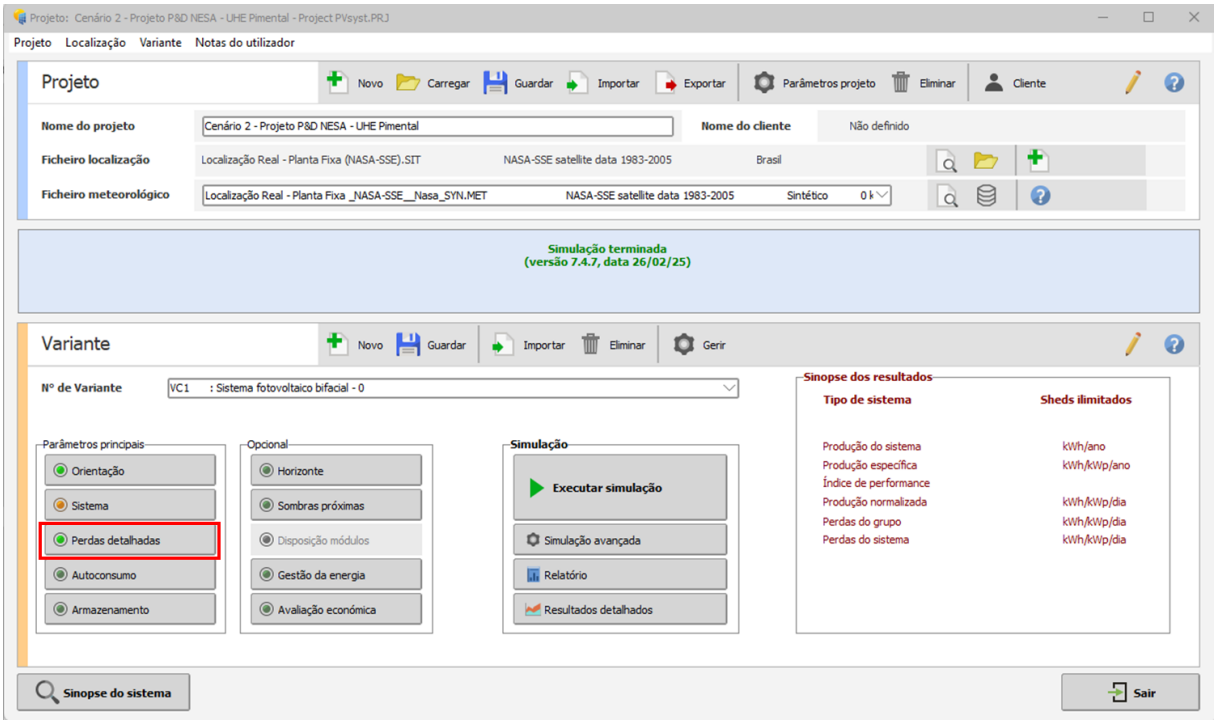

Orientação, Variante "Sistema fotovoltaico bifacial - 0"
1
Tipo de campo
Sheds ilimitados
Ângulo limite das sombras: 0.8°
Taxa de ocupação do solo: S(mód.) / A (solo) = 0.10
0
20
40
60
80
100
120
Parâmetros de orientação
2
Inclinação do plano 8.0 °
Azimute -3.4 °
Nr. de sheds 1
Parâmetros dos sheds
3
Espaçamento 50.00 m
Larg. fila módulos 4.77 m
Banda inativa no topo 0.02 m
Banda inativa em baixo 0.02 m
Rácio solo coberto GCR 9.5%
Efeito elétrico
4
Utilizar efeito elétrico na simul.
Pormenores e gráfico
° de partições em largura 3
Largura da partição 1.59 m
rgura de uma célula FV 15.60 cm
Ver otimização
Gráfico das sombras
5
Anular
OK

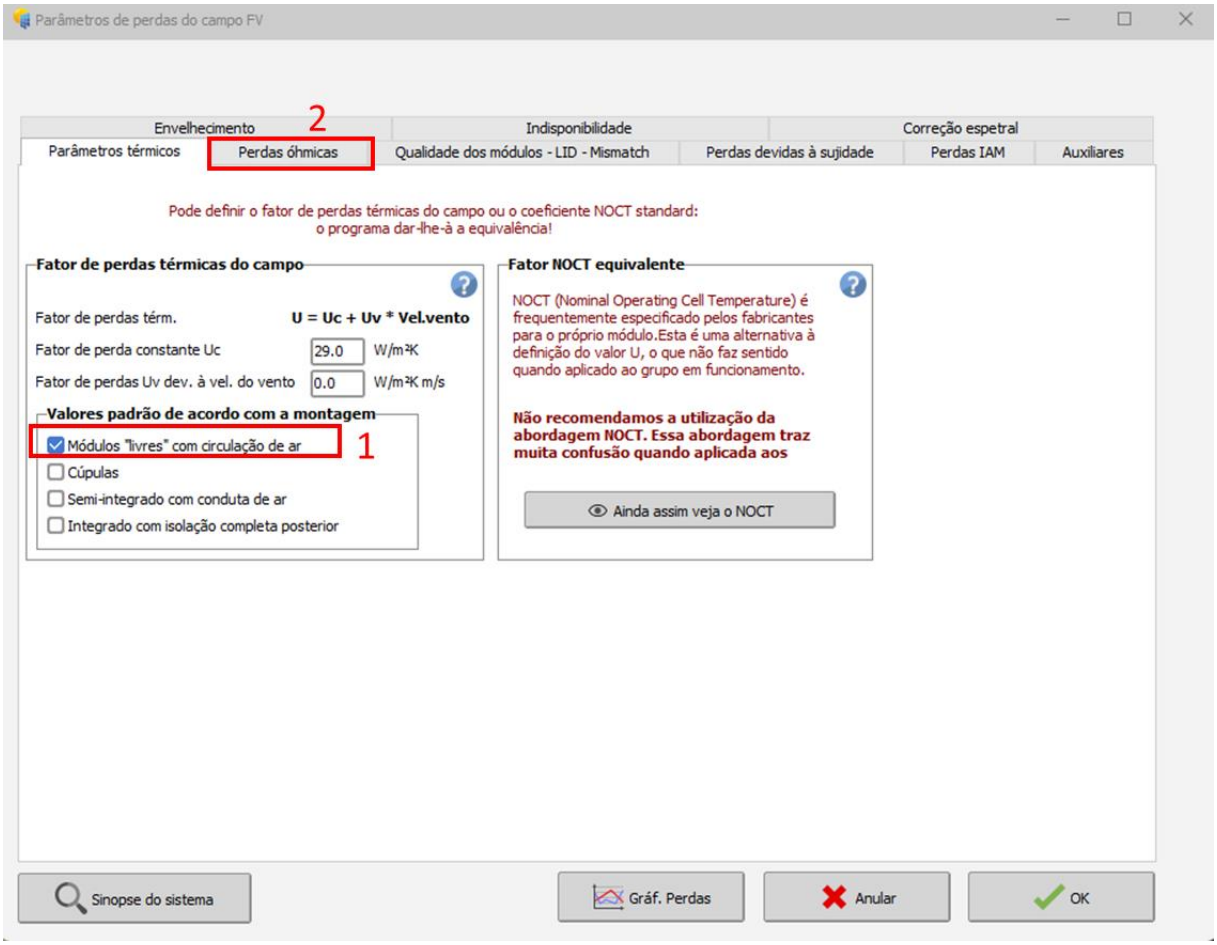

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental - Project PVsyst.PRJ
Projeto Localização Variante Notas do utilizador
Projeto
Novo Carregar Guardar Importar Exportar Parâmetros projeto Eliminar Cliente
Nome do projeto
Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental
Nome do cliente
Não definido
Ficheiro localização
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE).SIT
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Brasil
Ficheiro meteorológico
Localização Real - Planta Fixa _NASA-SSE__Nasa_SYN.MET
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Sintético
Simulação terminada
(versão 7.4.7, data 26/02/25)
Variante
Novo Guardar Importar Eliminar Gerir
N° de Variante
VC1 : Sistema fotovoltaico bifacial - 0
Parâmetros principais
Orientação
Sistema
Perdas detalhadas
Autoconsumo
Armazenamento
Opcional
Horizonte
Sombras próximas
Disposição módulos
Gestão da energia
Avaliação económica
Simulação
Executar simulação
Simulação avançada
Relatório
Resultados detalhados
Sinopse dos resultados
Tipo de sistema
Sheds ilimitados
Produção do sistema
kWh/ano
Produção específica
kWh/kWp/ano
Índice de performance
Produção normalizada
kWh/kWp/dia
Perdas do grupo
kWh/kWp/dia
Perdas do sistema
kWh/kWp/dia
Sinopse do sistema
Sair

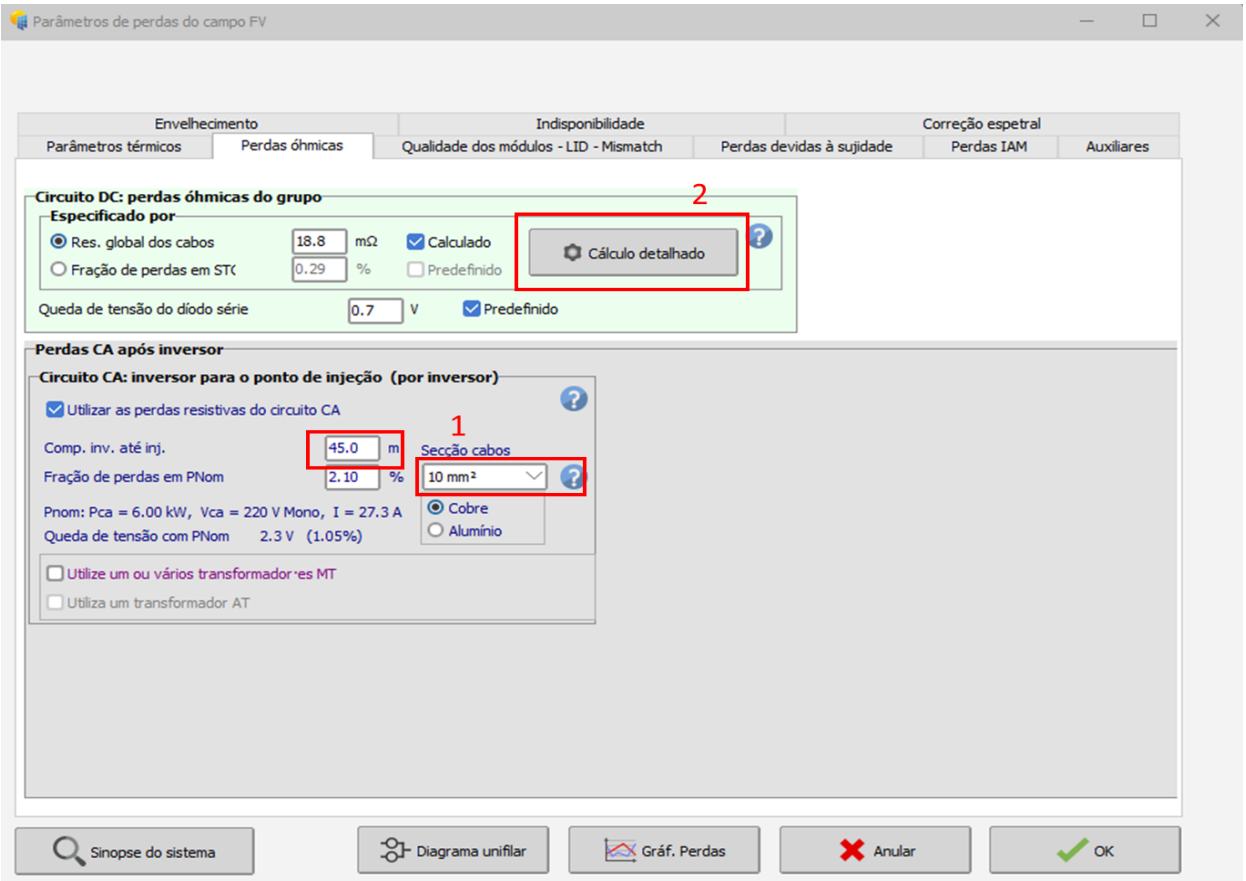

Definição de um sistema em rede, Variante VC1: "Sistema fotovoltaico bifacial - 0"
Sub-grupo
Nome e orientação do sub-grupo
Nome
Grupo FV
Oriente
Sheds ilimitados
Inclinação 8°
Azimute -3°
Ajuda para o dimensionamento
Sem pré dim.
Pnom desejado 8.0 kWp
Redimensionar
... ou superfície disponível(módulos) 37 m²
Seleção do módulo FV
Disponíveis
Filtro
Todos os módulos FV
Módulo bifacial
4
Sistema bifacial
Trina Solar
660 Wp 32V Si-mono TSM-DEG21C-20-660Wp Vertx Desde 2022 Dat 2023
Abrir
Utilizar otimizador
1
Dimens. das tensões : Vmpp (80°C) 30.5 V
Vco (10°C) 47.8 V
Seleção do inversor
Disponíveis
Tensão de saída 220 V Mono 60Hz
50 Hz
60 Hz
SMA
6.0 kW 100 - 500 V TL 60 Hz Sunny Boy 6.0 com Smart Connected Desde 2012
Abrir
N.° de inversores 1
Tensão de funcionamento: 100-500 V
Potência global inv. 6.0 kWca
Utilize multi-MPPT
Tensão máxima entrada: 600 V
inversor com 2 MPPT
2
Partilha de potência neste inversor
Dimensionamento do grupo
Número de módulos e strings
3
Mod. em série 6
entre 4 et 12
Nr. strings 2
entre 2 et 4
Perdas sobre-pot. 1.2 %
Rácio Pnom 1.32
Dimensionamento
N° de módulos 12
Superfície 37 m²
Condições de funcionamento
Vmpp (80°C) 183 V
Vmpp (40°C) 215 V
Vco (10°C) 287 V
Irradiân. no plano 1000 W/m²
Impp (STC) 34.7 A
Isc (STC) 36.9 A
Isc (em STC) 36.9 A
A potência do inversor está ligeiramente subdimensionada.
Max. dados
STC
Potênc. Máx. em funcionamento 7.6 kW
(em 1091 W/m² e 60°C)
Potência nom. grupo (STC) 7.9 kWp
Lista dos subgrupos
Nome
#Mód #Inv.
#String #MPPT
Grupo FV
Trina Solar - TSM-DEG21C-20-66... 6 2
SMA - Sunny Boy 6.0 com Smart... 1 1
Resumo do sistema global
Nr. de módulos 12
Superfície módulos 37 m²
N.° de inversores 1
Potência nominal FV 7.9 kWp
Potência AC nominal 6.0 kWAC
Rácio Pnom 1.320
Sinopse do sistema
Diagrama unifilar
Anular
OK

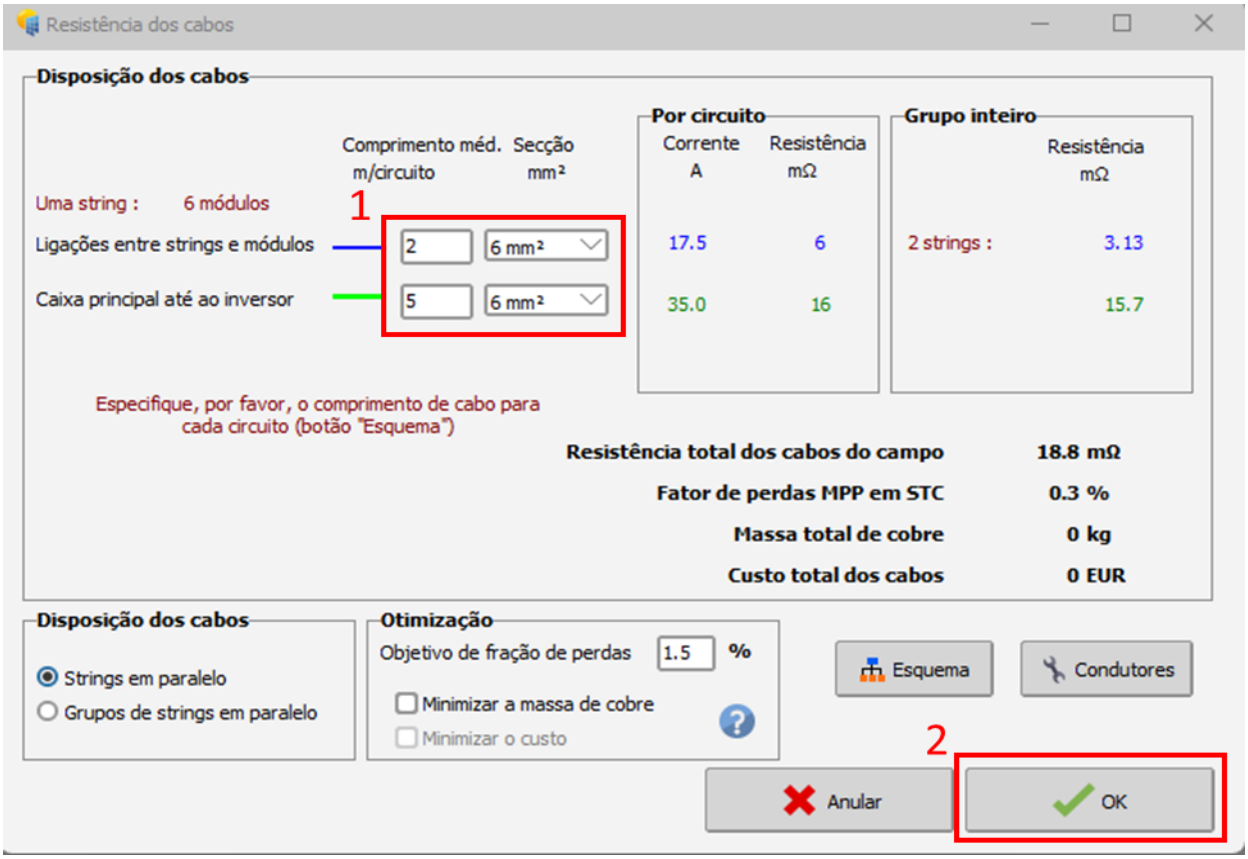

definições do sistema bifacial
Parâmetros gerais da simulação
Modelo 2D com sheds ilimitados
Parâmetros gerais para todos os modelos
modelo bifacial
Não utilize na simulação
2
Utilizar modelo 2D com sheds ilimitados
Utilizar modelo 2D, trackers ilimitados
Modelos 2D e ferramentas de visualisação
Outros modelos estão atualmente a ser desenvolvidos:
- Modelo geral segundo o desenho 3D
- Distribuição da irradiância sobre a face posterior
Irradiação incidente no solo
Porção direta no solo
De acordo com a posição do sol, m
Fator difuso no solo
90.0
%
A partir do modelo 2D
Fração transparente do shed
0.0
%
não sensível
Albedo do solo
1
0.280
Valores mensais
Irradiância refletida na face posterior
fator de vista
9.1
%
A partir do modelo 2D
Fração de sombra, na estrutura
5.0
%
(0 = sem sombras)
comportamento do grupo FV
fator de perdas devido a misma
10.0
%
Fator de bifacialidade do módul
70.0
%
do módulo FV
3
Apagar defin.
Anular
OK

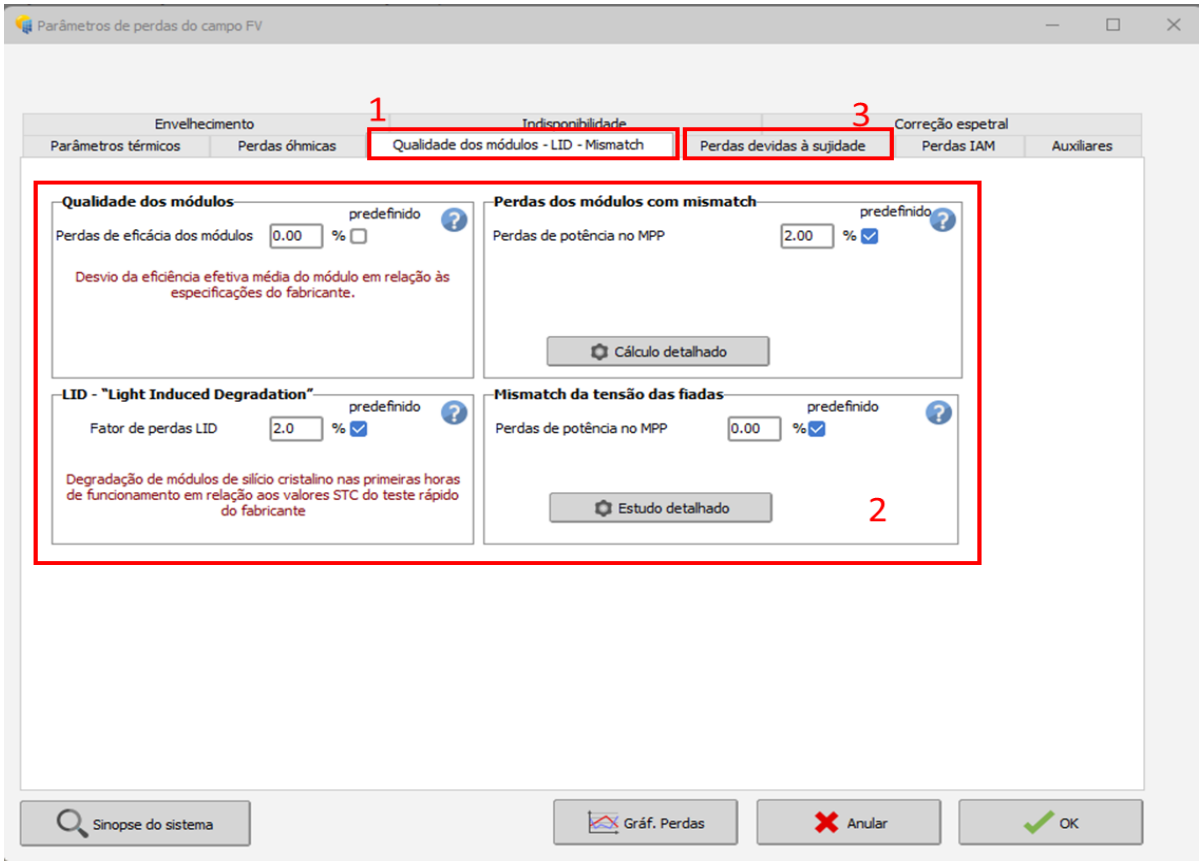

Definição de um sistema em rede, Variante VC1: "Sistema fotovoltaico bifacial - 0"
Sub-grupo
Nome e orientação do sub-grupo
Nome
Grupo FV
Oriente
Sheds ilimitados
Inclinação 8°
Azimute -3°
Ajuda para o dimensionamento
Sem pré dim.
Pnom desejado
8.0
kWp
Redimensionar
... ou superfície disponível(módulos)
37
m²
Seleção do módulo FV
Disponíveis
Filtro
Todos os módulos FV
Módulo bifacial
Sistema bifacial
Trina Solar
660 Wp 32V Si-mono TSM-DEG21C-20-660Wp Vertx Desde 2022 Dat 2023
Abrir
Utilizar otimizador
Dimens. das tensões : Vmpp (80°C) 30.5 V
Vco (10°C) 47.8 V
Seleção do inversor
Disponíveis
Tensão de saída 220 V Mono 60Hz
50 Hz
60 Hz
SMA
6.0 kW 100 - 500 V TL 60 Hz Sunny Boy 6.0 com Smart Connected Desde 2012
Abrir
N.º de inversores
1
Tensão de funcionamento: 100-500 V
Potência global inv. 6.0 kWca
Utilize multi-MPPT
Tensão máxima entrada: 600 V
inversor com 2 MPPT
Partilha de potência neste inversor
Dimensionamento do grupo
Número de módulos e strings
Mod. em série
6
entre 4 et 12
Nr. strings
2
entre 2 et 4
Perdas sobre-pot. 1.2 %
Rácio Pnom 1.32
Dimensionamento
Nº de módulos 12
Superfície 37 m²
Condições de funcionamento
Vmpp (80°C) 183 V
Vmpp (40°C) 215 V
Vco (10°C) 287 V
Irradiân. no plano 1000 W/m²
Impp (STC) 34.7 A
Isc (STC) 36.9 A
Isc (em STC) 36.9 A
A potência do inversor está ligeiramente subdimensionada.
Max. dados
STC
Potênc. Máx. em funcionamento (em 1091 W/m² e 60°C) 7.6 kW
Potência nom. grupo (STC) 7.9 kWp
Lista dos subgrupos
Nome
#Mód #Inv.
#String #MPPT
Grupo FV
Trina Solar - TSM-DEG21C-20-66... 6 2
SMA - Sunny Boy 6.0 com Smart... 1 1
Resumo do sistema global
Nr. de módulos 12
Superfície módulos 37 m²
N.º de inversores 1
Potência nominal FV 7.9 kWp
Potência AC nominal 6.0 kWAC
Rácio Pnom 1.320
Sinopse do sistema
Diagrama unifilar
Anular
OK

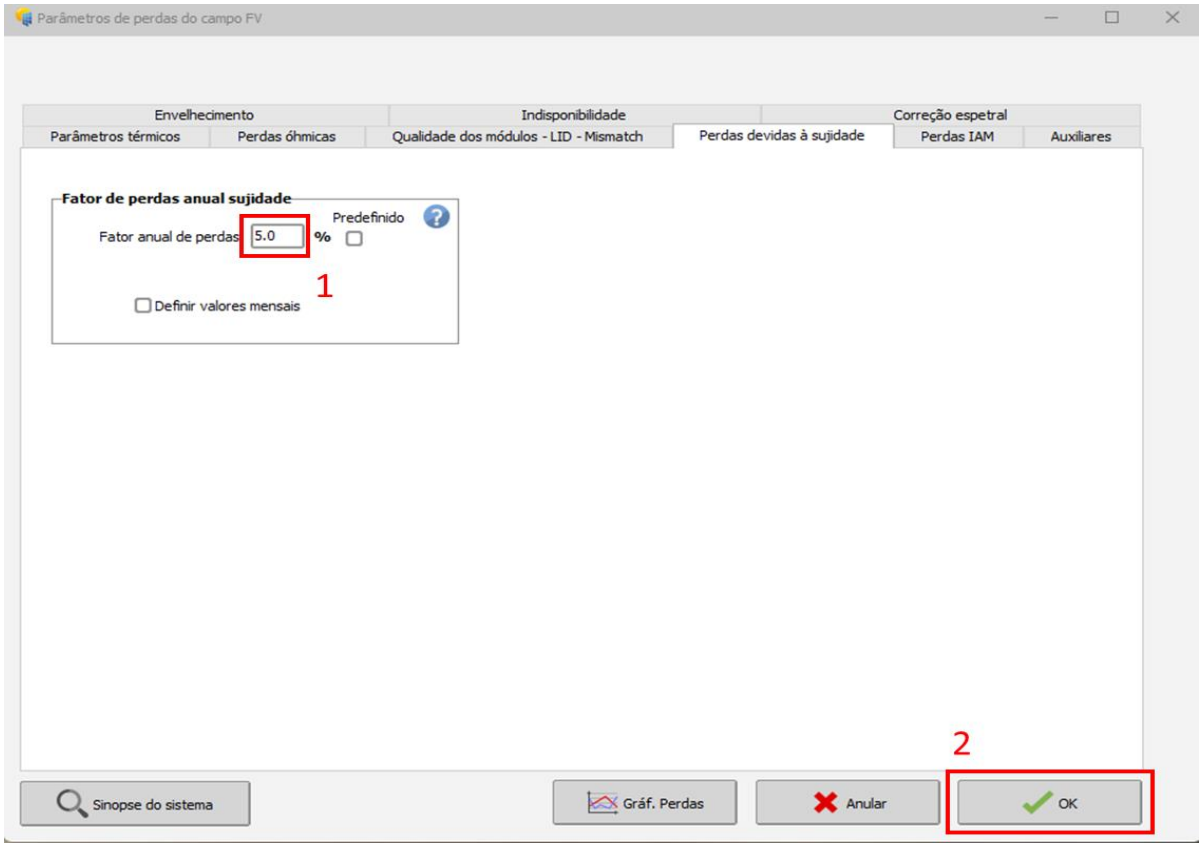

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental - Project PVsyst.PRJ
Projeto Localização Variante Notas do utilizador
Projeto
Novo Carregar Guardar Importar Exportar Parâmetros projeto Eliminar Cliente
Nome do projeto
Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental
Nome do cliente
Não definido
Ficheiro localização
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE).SIT
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Brasil
Ficheiro meteorológico
Localização Real - Planta Fixa _NASA-SSE__Nasa_SYN.MET
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Sintético
Simulação terminada
(versão 7.4.7, data 26/02/25)
Variante
Novo Guardar Importar Eliminar Gerir
N° de Variante
VC1 : Sistema fotovoltaico bifacial - 0
Parâmetros principais
Orientação
Sistema
Perdas detalhadas
Autoconsumo
Armazenamento
Opcional
Horizonte
Sombras próximas
Disposição módulos
Gestão da energia
Avaliação económica
Simulação
Executar simulação
Simulação avançada
Relatório
Resultados detalhados
Sinopse dos resultados
Tipo de sistema
Sheds ilimitados
Produção do sistema
kWh/ano
Produção específica
kWh/kWp/ano
Índice de performance
Produção normalizada
kWh/kWp/dia
Perdas do grupo
kWh/kWp/dia
Perdas do sistema
kWh/kWp/dia
Sinopse do sistema
Sair

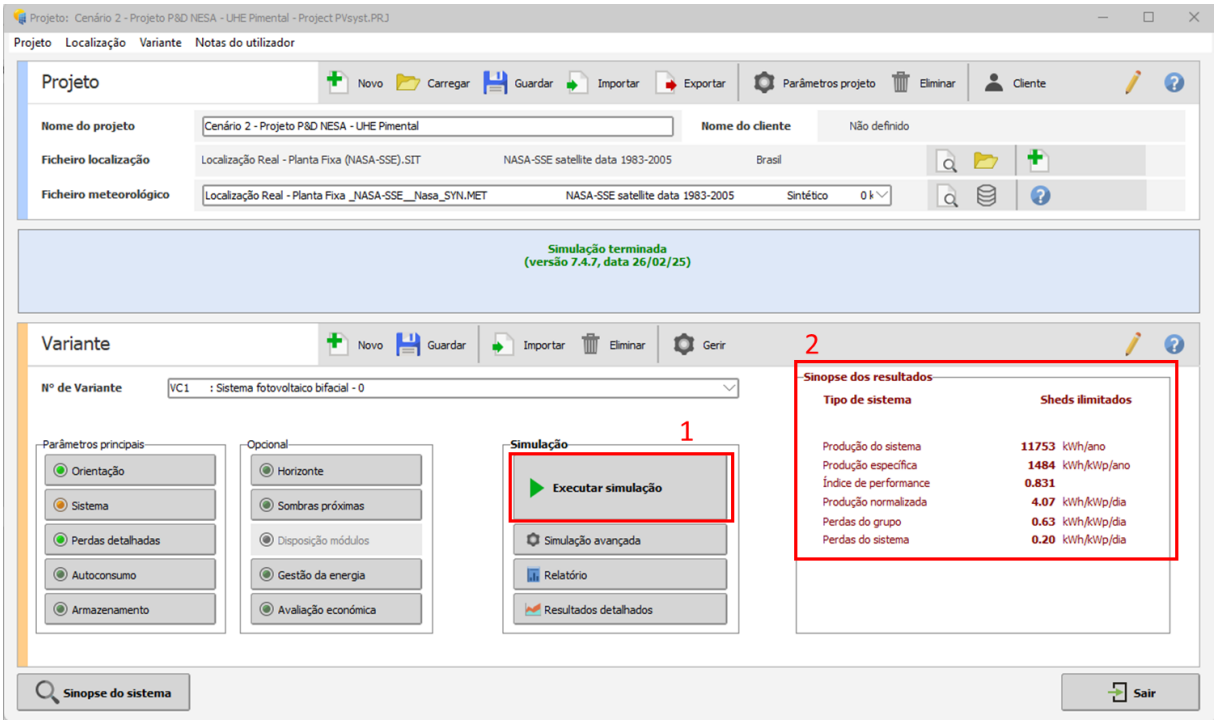

Parâmetros de perdas do campo FV
Envelhecimento
2
Indisponibilidade
Correção espetral
Parâmetros térmicos
Perdas óhmicas
Qualidade dos módulos - LID - Mismatch
Perdas devidas à sujidade
Perdas IAM
Auxiliares
Pode definir o fator de perdas térmicas do campo ou o coeficiente NOCT standard:
o programa dar-lhe-à a equivalência!
Fator de perdas térmicas do campo
Fator de perdas térm.
U = Uc + Uv * Vel.vento
Fator de perda constante Uc
29.0
W/m²K
Fator de perdas Uv dev. à vel. do vento
0.0
W/m²K m/s
Valores padrão de acordo com a montagem
Módulos "livres" com circulação de ar
1
Cúpulas
Semi-integrado com conduta de ar
Integrado com isolação completa posterior
Fator NOCT equivalente
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) é frequentemente especificado pelos fabricantes para o próprio módulo.Esta é uma alternativa à definição do valor U, o que não faz sentido quando aplicado ao grupo em funcionamento.
Não recomendamos a utilização da abordagem NOCT. Essa abordagem traz muita confusão quando aplicada aos
Ainda assim veja o NOCT
Sinopse do sistema
Gráf. Perdas
Anular
OK


Parâmetros de perdas do campo FV
Envelhecimento
Indisponibilidade
Correção espetral
Parâmetros térmicos
Perdas óhmicas
Qualidade dos módulos - LID - Mismatch
Perdas devidas à sujidade
Perdas IAM
Auxiliares
Circuito DC: perdas óhmicas do grupo
Especificado por
Res. global dos cabos
18.8
mΩ
Calculado
Fração de perdas em STC
0.29
%
Predefinido
Cálculo detalhado
2
Queda de tensão do díodo série
0.7
V
Predefinido
Perdas CA após inversor
Circuito CA: inversor para o ponto de injeção (por inversor)
Utilizar as perdas resistivas do circuito CA
Comp. inv. até inj.
45.0
m
1
Secção cabos
Fração de perdas em PNom
2.10
%
10 mm²
Pnom: Pca = 6.00 kW, Vca = 220 V Mono, I = 27.3 A
Cobre
Queda de tensão com PNom 2.3 V (1.05%)
Alumínio
Utilize um ou vários transformadores MT
Utiliza um transformador AT
Sinopse do sistema
Diagrama unifilar
Gráf. Perdas
Anular
OK


Resistência dos cabos
Disposição dos cabos
Comprimento méd. m/circuito
Secção mm²
Por circuito
Corrente A
Resistência mΩ
Grupo inteiro
Resistência mΩ
Uma string : 6 módulos
1
Ligações entre strings e módulos
2
6 mm²
17.5
6
2 strings :
3.13
Caixa principal até ao inversor
5
6 mm²
35.0
16
15.7
Especifique, por favor, o comprimento de cabo para cada circuito (botão "Esquema")
Resistência total dos cabos do campo 18.8 mΩ
Fator de perdas MPP em STC 0.3 %
Massa total de cobre 0 kg
Custo total dos cabos 0 EUR
Disposição dos cabos
Strings em paralelo
Grupos de strings em paralelo
Otimização
Objetivo de fração de perdas
1.5
%
Minimizar a massa de cobre
Minimizar o custo
Esquema
Condutores
2
Anular
OK


Parâmetros de perdas do campo FV
Envelhecimento
Indisponibilidade
Correção espetral
Parâmetros térmicos
Perdas óhmicas
Qualidade dos módulos - LID - Mismatch
Perdas devidas à sujidade
Perdas IAM
Auxiliares
1
3
Qualidade dos módulos
predefinido
Perdas de eficácia dos módulos
0.00
%
Desvio da eficiência efetiva média do módulo em relação às especificações do fabricante.
Perdas dos módulos com mismatch
predefinido
Perdas de potência no MPP
2.00
%
Cálculo detalhado
LID - "Light Induced Degradation"
predefinido
Fator de perdas LID
2.0
%
Degradação de módulos de silício cristalino nas primeiras horas de funcionamento em relação aos valores STC do teste rápido do fabricante
Mismatch da tensão das fiadas
predefinido
Perdas de potência no MPP
0.00
%
Estudo detalhado
2
Sinopse do sistema
Gráf. Perdas
Anular
OK


Parâmetros de perdas do campo FV
Envelhecimento
Indisponibilidade
Correção espetral
Parâmetros térmicos
Perdas óhmicas
Qualidade dos módulos - LID - Mismatch
Perdas devidas à sujidade
Perdas IAM
Auxiliares
Fator de perdas anual sujidade
Predefinido
Fator anual de perdas
5.0
%
1
Definir valores mensais
2
Sinopse do sistema
Gráf. Perdas
Anular
OK


Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental - Project PVsyst.PRJ
Projeto Localização Variante Notas do utilizador
Projeto
Novo Carregar Guardar Importar Exportar Parâmetros projeto Eliminar Cliente
Nome do projeto
Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental
Nome do cliente
Não definido
Ficheiro localização
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE).SIT
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Brasil
Ficheiro meteorológico
Localização Real - Planta Fixa _NASA-SSE__Nasa_SYN.MET
NASA-SSE satellite data 1983-2005
Sintético
Simulação terminada
(versão 7.4.7, data 26/02/25)
Variante
Novo Guardar Importar Eliminar Gerir
2
Nº de Variante
VC1 : Sistema fotovoltaico bifacial - 0
Parâmetros principais
Orientação
Sistema
Perdas detalhadas
Autoconsumo
Armazenamento
Opcional
Horizonte
Sombras próximas
Disposição módulos
Gestão da energia
Avaliação económica
Simulação
1
Executar simulação
Simulação avançada
Relatório
Resultados detalhados
Sinopse dos resultados
Tipo de sistema
Sheds ilimitados
Produção do sistema 11753 kWh/ano
Produção específica 1484 kWh/kWp/ano
Índice de performance 0.831
Produção normalizada 4.07 kWh/kWp/dia
Perdas do grupo 0.63 kWh/kWp/dia
Perdas do sistema 0.20 kWh/kWp/dia
Sinopse do sistema
Sair

ANEXO L - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 0 (SISTEMA MONOFACIAL)

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 25/02/25 16:05
com V7.4.7

Resumo do projeto

Localização geográfica
Localização Original - Plantas Flutuantes
Brasil

Localização

Latitude	-3.43 °S
Longitude	-51.96 °W
Altitude	100 m
Fuso horário	UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo	0.25

Dados meteorológicos
UHE Pimental - Localização original das plantas flutuantes
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Sheds

Inclinação	5 °
Azimute	0 °

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos	12 unidades
Pnom total	7.98 kWp

Inversores

Número de unidades	1 unidade
Pnom total	6.00 kWca
Rácio Pnom	1.330

Resumo dos resultados

Energia produzida	11166.81 kWh/ano	Produção específica	1399 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	78.46 %

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Orientação
Sheds

Inclinação	5 °
Azimute	0 °

Configuração dos sheds

Nr. de sheds	2 unidades

Sheds ilimitados

Dimensões

Esp. entre sheds	8.27 m
Largura módulos	4.77 m
Taxa ocup. do solo (GCR)	57.7 %
Banda inativa no topo	0.02 m
Banda inativa em baixo	0.02 m

Ângulo limite das sombras

Ângulo de perfil limite	6.8 °

Modelos utilizados

Transposição	Perez
Difuso	Perez, Meteonorm
Cicumsolar	separado

Horizonte
Sem horizonte

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 25/02/25 16:05
com V7.4.7

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DE21-665Wp Vertex
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	665 Wp
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	7.98 kWp
Módulos	2 string x 6 Em série
Em condições de func. (60°C)	
Pmpp	7.02 kWp
Umpp	199 V
I mpp	35 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	6.00 kWca
Número de inversores	1 unidade
Potência total	6.0 kWca
Tensão de funcionamento	100-500 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.33
Partilha de potência neste inversor	

Potência FV total

Nominal (STC)	8 kWp
Total	12 módulos
Superfície módulos	37.3 m²

Potência total inversor

Potência total	6 kWca
Número de inversores	1 unidade
Rácio Pnom	1.33

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo
Fração perdas 5.0 %

Fator de perdas térm.
Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC
Res. global do grupo 11 mΩ
Fração perdas 0.2 % em STC

Perdas díodo série
Queda de tensão 0.7 V
Fração perdas 0.3 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"
Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos
Fração perdas 0.0 %

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Fator de perda IAM
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção
Tensão inversor 220 Vac mono
Fração perdas 2.10 % com PNom
Inversor: Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Comprimento dos cabos 45 m

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

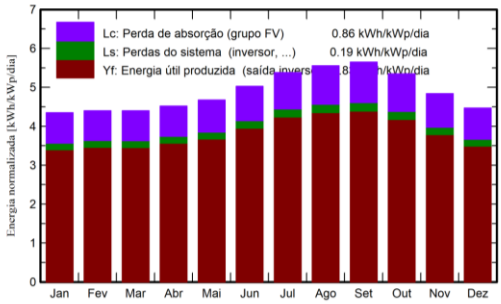
PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 25/02/25 16:05
com V7.4.7

Resultados principais

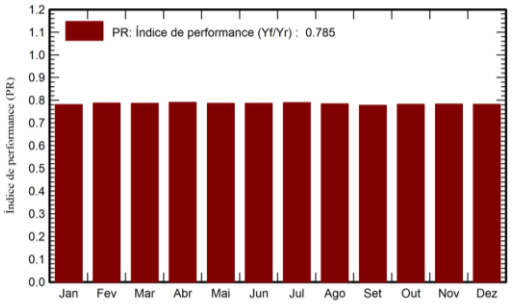
Produção do sistema

Energia produzida	11166.81 kWh/ano	Produção específica	1399 kWh/kWp/ano
		Índice de perf. PR	78.46 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	138.9	69.75	25.43	134.9	124.4	883	841	0.781
Fevereiro	125.2	64.96	25.17	123.3	114.1	813	774	0.787
Março	136.7	72.54	25.20	136.5	126.5	899	856	0.786
Abril	133.2	64.80	25.46	135.6	125.7	897	855	0.791
Maio	140.1	60.14	25.91	144.9	134.2	953	909	0.786
Junho	144.3	52.20	26.00	150.7	139.7	993	946	0.787
Julho	159.6	53.01	26.09	166.7	154.7	1101	1050	0.789
Agosto	167.4	58.59	26.83	172.1	160.2	1131	1077	0.784
Setembro	168.0	63.60	27.67	169.5	157.6	1105	1052	0.778
Outubro	167.4	69.75	27.64	165.7	153.9	1085	1033	0.782
Novembro	149.1	66.90	26.96	145.2	134.4	952	908	0.783
Dezembro	143.2	68.20	26.44	138.5	127.7	907	865	0.783
Ano	1773.1	764.44	26.24	1783.4	1653.2	11719	11167	0.785

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 25/02/25 16:05
com V7.4.7

Diagrama de perdas

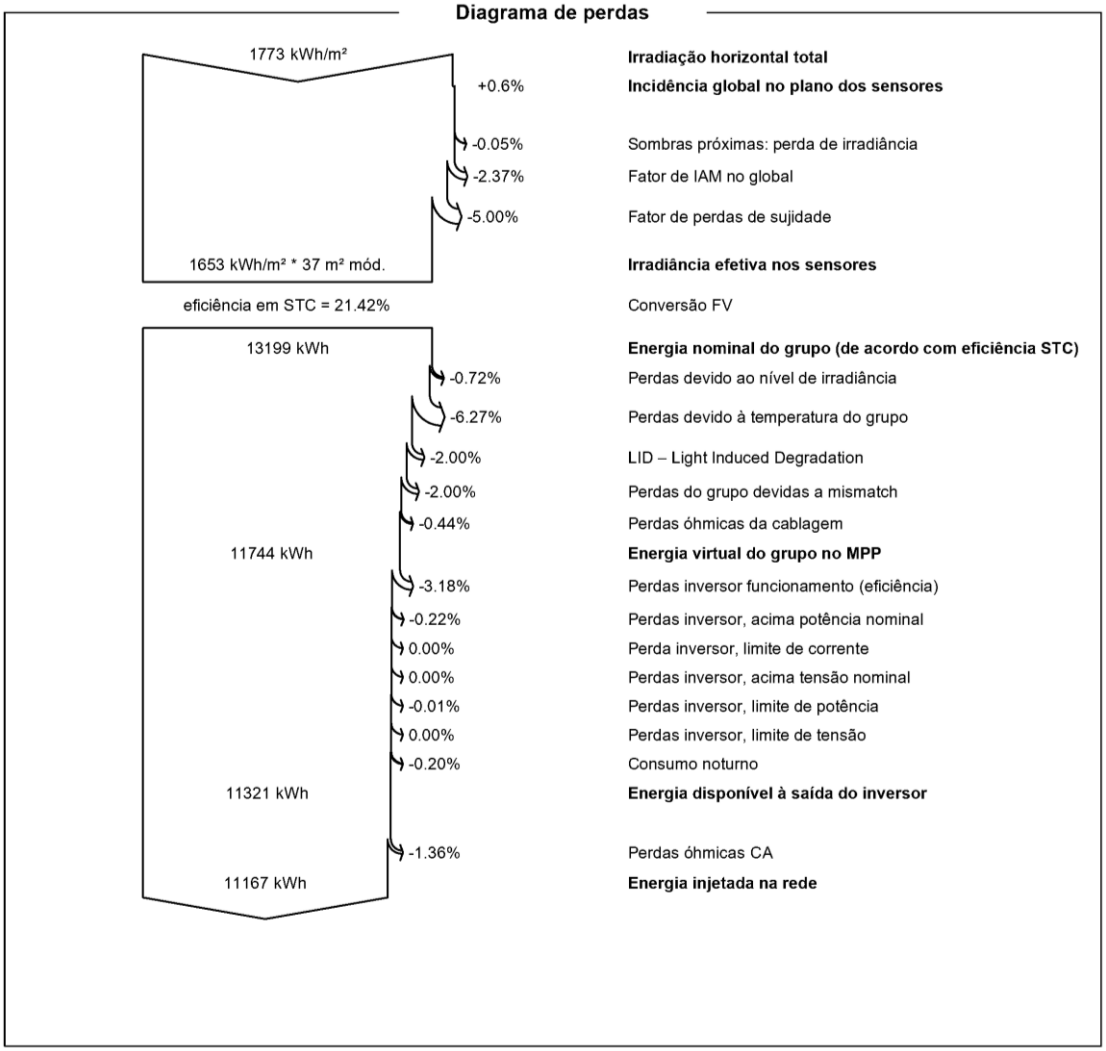


Diagrama unifilar

ANEXO M - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 0 (SISTEMA BIFACIAL)

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 25/02/25 16:09
com V7.4.7

Resumo do projeto

Localização geográfica
Localização Original - Plantas Flutuantes
Brasil

Localização

Latitude	-3.43 °S
Longitude	-51.96 °W
Altitude	100 m
Fuso horário	UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo	0.25

Dados meteorológicos
UHE Pimental - Localização original das plantas flutuantes
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Sheds

Inclinação	5 °
Azimute	0 °

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos	12 unidades
Pnom total	7.98 kWp

Inversores

Número de unidades	1 unidade
Pnom total	6.00 kWca
Rácio Pnom	1.330

Resumo dos resultados

Energia produzida	11419.80 kWh/ano	Produção específica	1431 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	80.24 %

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Orientação
Sheds

Inclinação	5 °
Azimute	0 °

Configuração dos sheds

Nr. de sheds	2 unidades

Sheds ilimitados

Dimensões

Esp. entre sheds	8.27 m
Largura módulos	4.77 m
Taxa ocup. do solo (GCR)	57.7 %
Banda inativa no topo	0.02 m
Banda inativa em baixo	0.02 m

Ângulo limite das sombras

Ângulo de perfil limite	6.8 °

Modelos utilizados

Transposição	Perez
Difuso	Perez, Meteonorm
Cicumsolar	separado

Horizonte
Sem horizonte

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Sistema bifacial

Modelo	Cálculo 2D sheds ilimitados

Geometria do modelo bifacial

Esp. entre sheds	8.27 m
Largura dos sheds	4.81 m
Ângulo de perfil limite	6.9 °
GCR	58.2 %
Altura acima do solo	0.50 m

Definições para modelo bifacial

Albedo do solo	0.25
Fator de bifacialidade	70 %
Fator sombras posterior	5.0 %
Perd. mismat. lado an	10.0 %
Fração transparente do shed	0.0 %

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 25/02/25 16:09
com V7.4.7

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	665 Wp
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	7.98 kWp
Módulos	2 string x 6 Em série
Em condições de func. (60°C)	
Pmpp	7.03 kWp
Umpp	200 V
I mpp	35 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	6.00 kWca
Número de inversores	1 unidade
Potência total	6.0 kWca
Tensão de funcionamento	100-500 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.33
Partilha de potência neste inversor	

Potência FV total

Nominal (STC)	8 kWp
Total	12 módulos
Superfície módulos	37.3 m²

Potência total inversor

Potência total	6 kWca
Número de inversores	1 unidade
Rácio Pnom	1.33

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo
Fração perdas 5.0 %

Fator de perdas térm.
Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC
Res. global do grupo 19 mΩ
Fração perdas 0.3 % em STC

Perdas díodo série
Queda de tensão 0.7 V
Fração perdas 0.3 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"
Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos
Fração perdas 0.0 %

Perdas do grupo

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Fator de perda IAM
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção
Tensão inversor 220 Vac mono
Fração perdas 2.10 % com PNom
Inversor: Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Comprimento dos cabos 45 m

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

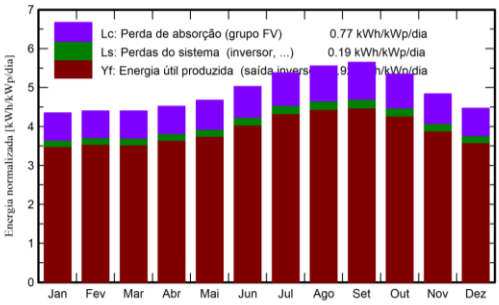
PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 25/02/25 16:09
com V7.4.7

Resultados principais

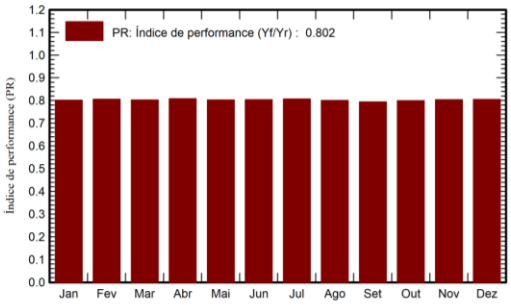
Produção do sistema

Energia produzida	11419.80 kWh/ano	Produção específica	1431 kWh/kWp/ano
		Índice de perf. PR	80.24 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	138.9	69.75	25.43	134.9	124.4	906	862	0.801
Fevereiro	125.2	64.96	25.17	123.3	114.1	832	793	0.806
Março	136.7	72.54	25.20	136.5	126.5	918	874	0.803
Abril	133.2	64.80	25.46	135.6	125.7	917	874	0.808
Maio	140.1	60.14	25.91	144.9	134.2	974	928	0.803
Junho	144.3	52.20	26.00	150.7	139.7	1015	967	0.804
Julho	159.6	53.01	26.09	166.7	154.7	1125	1072	0.806
Agosto	167.4	58.59	26.83	172.1	160.2	1153	1099	0.800
Setembro	168.0	63.60	27.67	169.5	157.6	1127	1073	0.794
Outubro	167.4	69.75	27.64	165.7	153.9	1109	1056	0.799
Novembro	149.1	66.90	26.96	145.2	134.4	978	932	0.804
Dezembro	143.2	68.20	26.44	138.5	127.7	933	889	0.804
Ano	1773.1	764.44	26.24	1783.4	1653.2	11986	11420	0.802

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Projeto: Cenário 0 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 25/02/25 16:09
com V7.4.7

Diagrama de perdas

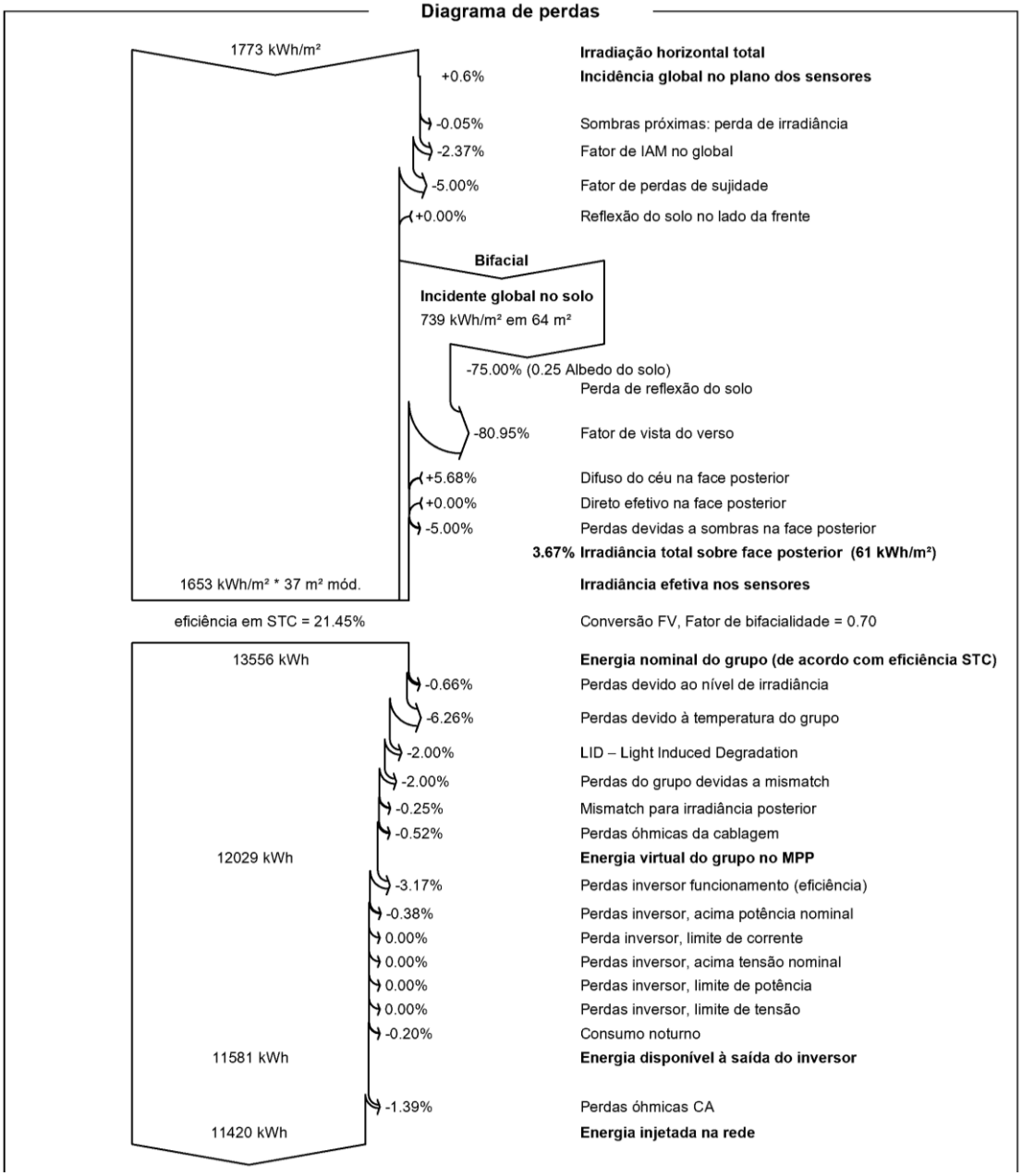
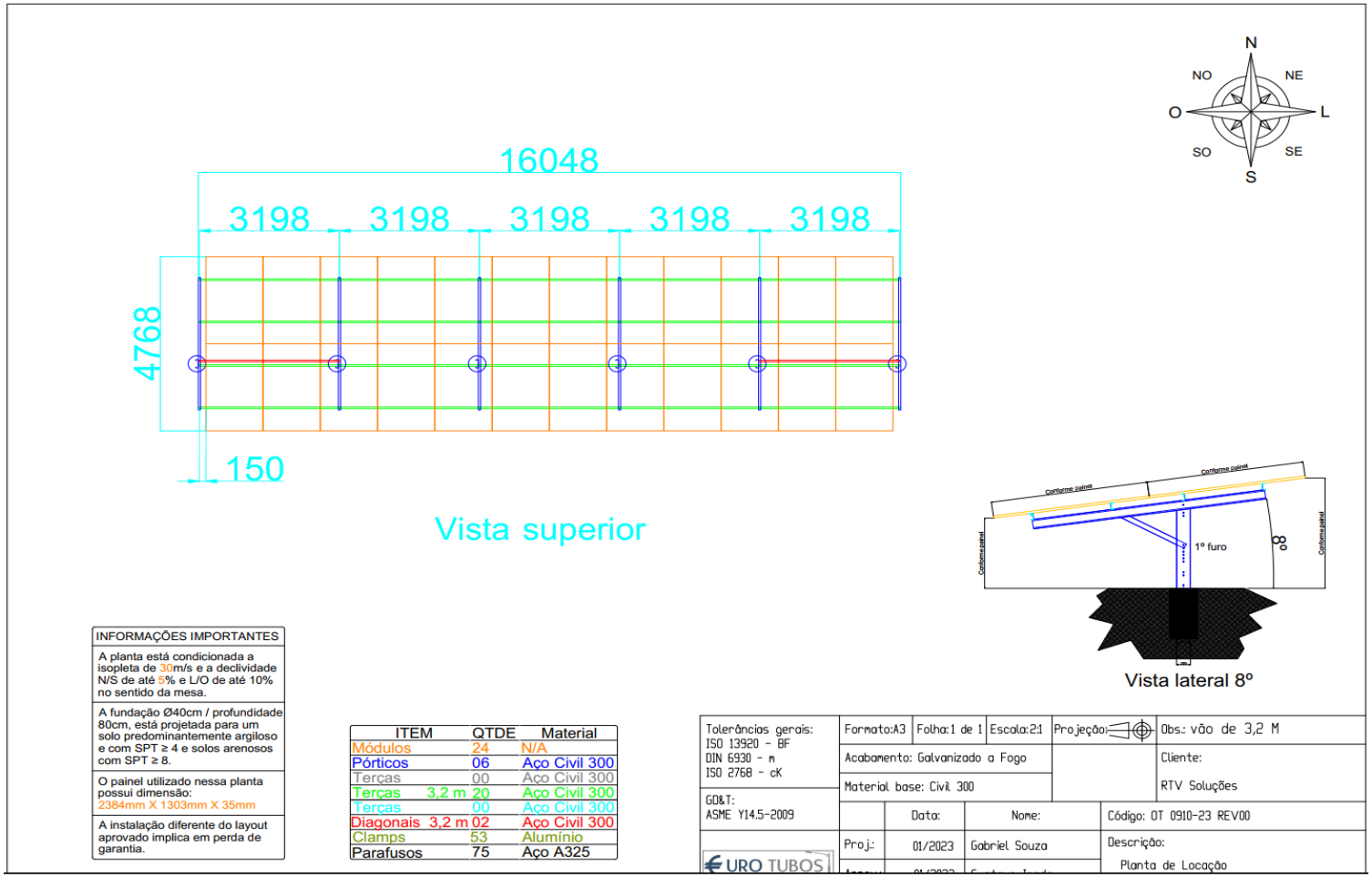


Diagrama unifilar

ANEXO N - PLANTA DE LOCAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA FIXA NO SOLO



ANEXO O - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 1 (SISTEMA MONOFACIAL)

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 13:46
com V7.4.7

Resumo do projeto

Localização geográfica
Localização Original - Plantas Flutuantes
Brasil

Localização

Latitude	-3.43 °S
Longitude	-51.96 °W
Altitude	100 m
Fuso horário	UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo	0.25

Dados meteorológicos
UHE Pimental - Localização original das plantas flutuantes
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	0 °

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos	12 unidades
Pnom total	7.98 kWp

Inversores

Número de unidades	1 unidade
Pnom total	6.00 kWca
Rácio Pnom	1.330

Resumo dos resultados

Energia produzida	11183.67 kWh/ano	Produção específica	1401 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	78.49 %

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos

Orientação
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	0 °

Configuração dos sheds

Modelos utilizados

Transposição	Perez
Difuso	Perez, Meteonorm
Cicumsolar	separado

Horizonte
Sem horizonte

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 13:46
com V7.4.7

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DE21-665Wp Vertex
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	665 Wp
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	7.98 kWp
Módulos	2 string x 6 Em série
Em condições de func. (60°C)	
Pmpp	7.02 kWp
Umpp	199 V
I mpp	35 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	6.00 kWca
Número de inversores	1 unidade
Potência total	6.0 kWca
Tensão de funcionamento	100-500 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.33
Partilha de potência neste inversor	

Potência FV total

Nominal (STC)	8 kWp
Total	12 módulos
Superfície módulos	37.3 m²

Potência total inversor

Potência total	6 kWca
Número de inversores	1 unidade
Rácio Pnom	1.33

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo
Fração perdas 5.0 %

Fator de perdas térm.
Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC
Res. global do grupo 11 mΩ
Fração perdas 0.2 % em STC

Perdas díodo série
Queda de tensão 0.7 V
Fração perdas 0.3 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"
Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos
Fração perdas 0.0 %

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Fator de perda IAM
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdas de cablagem CA

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção
Tensão inversor 220 Vac mono
Fração perdas 2.10 % com PNom
Inversor: Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Comprimento dos cabos 45 m

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

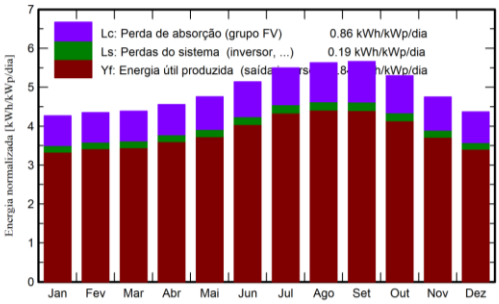
PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 13:46
com V7.4.7

Resultados principais

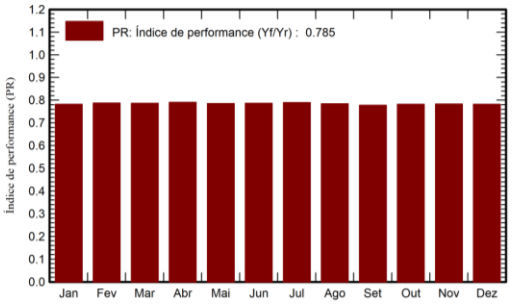
Produção do sistema

Energia produzida	11183.67 kWh/ano	Produção específica	1401 kWh/kWp/ano
		Índice de perf. PR	78.49 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	138.9	69.75	25.43	132.3	121.8	867	826	0.782
Fevereiro	125.2	64.96	25.17	121.8	112.7	804	766	0.788
Março	136.7	72.54	25.20	136.0	126.1	897	854	0.787
Abril	133.2	64.80	25.46	136.8	126.9	905	863	0.791
Maio	140.1	60.14	25.91	147.4	136.8	970	924	0.786
Junho	144.3	52.20	26.00	154.3	143.2	1017	969	0.787
Julho	159.6	53.01	26.09	170.5	158.5	1127	1074	0.790
Agosto	167.4	58.59	26.83	174.5	162.6	1146	1092	0.784
Setembro	168.0	63.60	27.67	169.9	158.1	1108	1055	0.778
Outubro	167.4	69.75	27.64	164.2	152.5	1075	1024	0.782
Novembro	149.1	66.90	26.96	142.6	131.7	935	891	0.783
Dezembro	143.2	68.20	26.44	135.3	124.7	887	845	0.783
Ano	1773.1	764.44	26.24	1785.5	1655.7	11737	11184	0.785

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 13:46
com V7.4.7

Diagrama de perdas

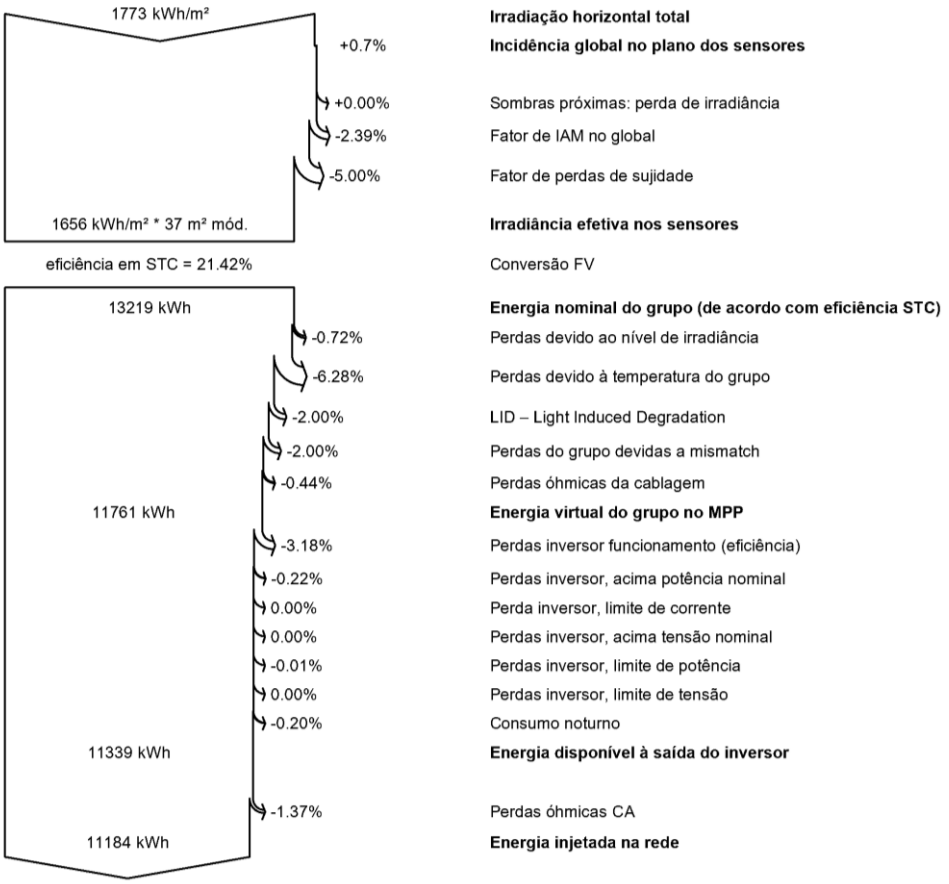


Diagrama unifilar

ANEXO P - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 1 (SISTEMA BIFACIAL)

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 13:59
com V7.4.7

Resumo do projeto

Localização geográfica
Localização Original - Plantas Flutuantes
Brasil

Localização

Latitude	-3.43 °S
Longitude	-51.96 °W
Altitude	100 m
Fuso horário	UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo	0.25

Dados meteorológicos
UHE Pimental - Localização original das plantas flutuantes
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	0 °

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos	12 unidades
Pnom total	7.98 kWp

Inversores

Número de unidades	1 unidade
Pnom total	6.00 kWca
Rácio Pnom	1.330

Resumo dos resultados

Energia produzida	11560.46 kWh/ano	Produção específica	1449 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	81.13 %

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Orientação
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	0 °

Configuração dos sheds

Modelos utilizados

Transposição	Perez
Difuso	Perez, Meteonorm
Cicumsolar	separado

Horizonte
Sem horizonte

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Sistema bifacial

Modelo	Cálculo 2D sheds ilimitados

Geometria do modelo bifacial

Esp. entre sheds	50.00 m
Largura dos sheds	4.81 m
Ângulo de perfil limite	0.8 °
GCR	9.6 %
Altura acima do solo	0.50 m

Definições para modelo bifacial

Albedo do solo	0.25
Fator de bifacialidade	70 %
Fator sombras posterior	5.0 %
Perd. mismat. lado an	10.0 %
Fração transparente do shed	0.0 %

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 13:59
com V7.4.7

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	665 Wp
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	7.98 kWp
Módulos	2 string x 6 Em série
Em condições de func. (60°C)	
Pmpp	7.03 kWp
Umpp	200 V
I mpp	35 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	6.00 kWca
Número de inversores	1 unidade
Potência total	6.0 kWca
Tensão de funcionamento	100-500 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.33
Partilha de potência neste inversor	

Potência FV total

Nominal (STC)	8 kWp
Total	12 módulos
Superfície módulos	37.3 m²

Potência total inversor

Potência total	6 kWca
Número de inversores	1 unidade
Rácio Pnom	1.33

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo
Fração perdas 5.0 %

Fator de perdas térm.
Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC
Res. global do grupo 19 mΩ
Fração perdas 0.3 % em STC

Perdas díodo série
Queda de tensão 0.7 V
Fração perdas 0.3 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"
Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos
Fração perdas 0.0 %

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Perdas do grupo

Fator de perda IAM
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção
Tensão inversor 220 Vac mono
Fração perdas 2.10 % com PNom
Inversor: Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Comprimento dos cabos 45 m

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

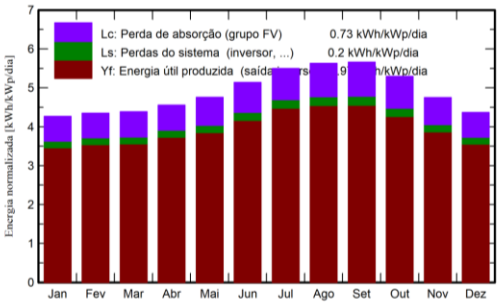
PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 13:59
com V7.4.7

Resultados principais

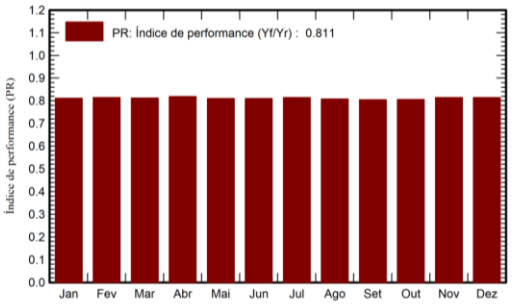
Produção do sistema

Energia produzida	11560.46 kWh/ano	Produção específica	1449 kWh/kWp/ano
		Índice de perf. PR	81.13 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	138.9	69.75	25.43	132.3	121.9	899	857	0.812
Fevereiro	125.2	64.96	25.17	121.8	112.8	831	792	0.815
Março	136.7	72.54	25.20	136.0	126.1	925	881	0.812
Abril	133.2	64.80	25.46	136.8	127.0	937	894	0.819
Maio	140.1	60.14	25.91	147.4	136.9	1000	953	0.810
Junho	144.3	52.20	26.00	154.3	143.3	1047	998	0.810
Julho	159.6	53.01	26.09	170.5	158.6	1162	1108	0.814
Agosto	167.4	58.59	26.83	174.5	162.7	1182	1126	0.808
Setembro	168.0	63.60	27.67	169.9	158.2	1146	1091	0.805
Outubro	167.4	69.75	27.64	164.2	152.5	1109	1056	0.806
Novembro	149.1	66.90	26.96	142.6	131.8	972	926	0.814
Dezembro	143.2	68.20	26.44	135.3	124.7	923	880	0.815
Ano	1773.1	764.44	26.24	1785.5	1656.4	12134	11560	0.811

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Projeto: Cenário 1 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 13:59
com V7.4.7

Diagrama de perdas

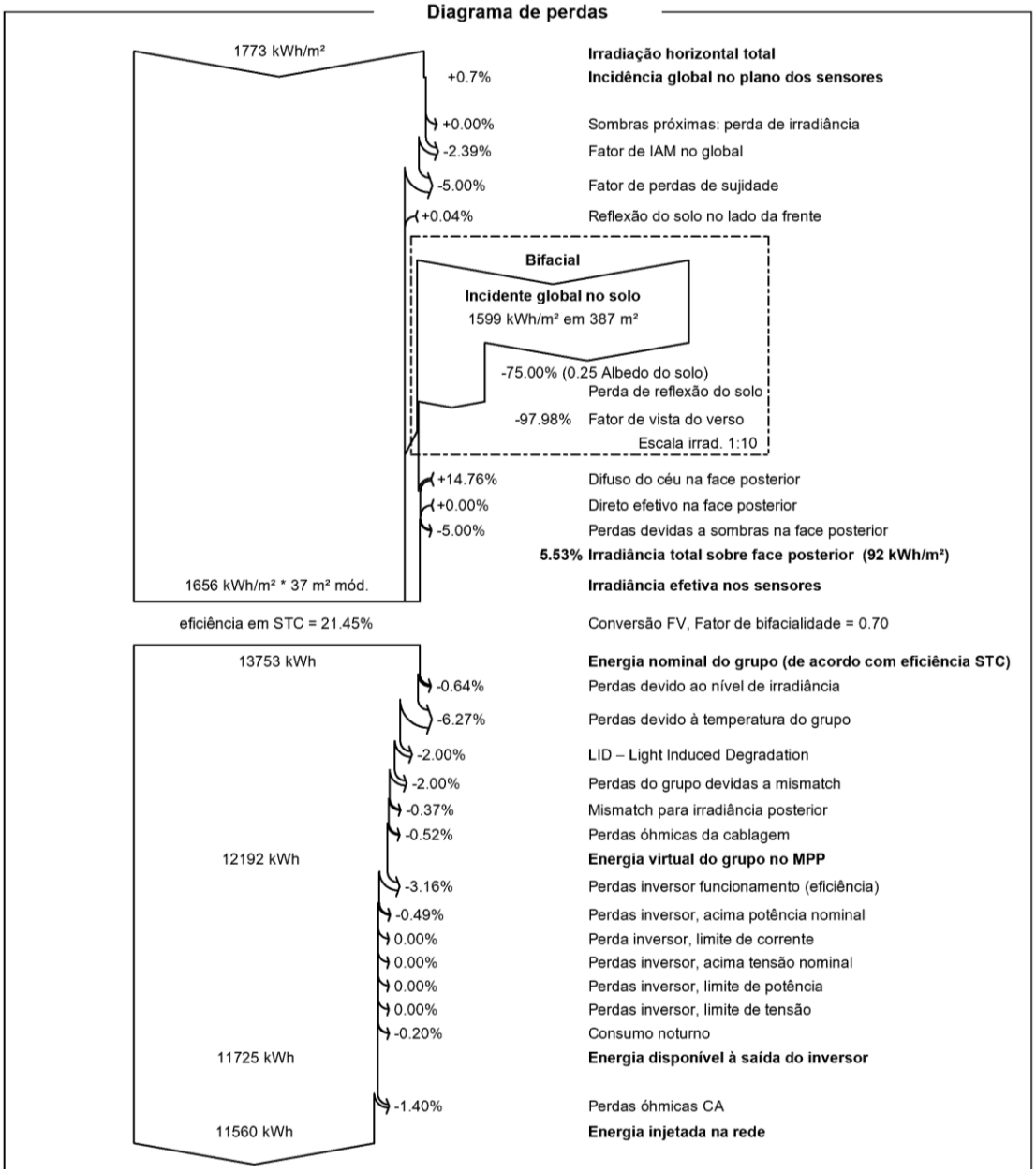
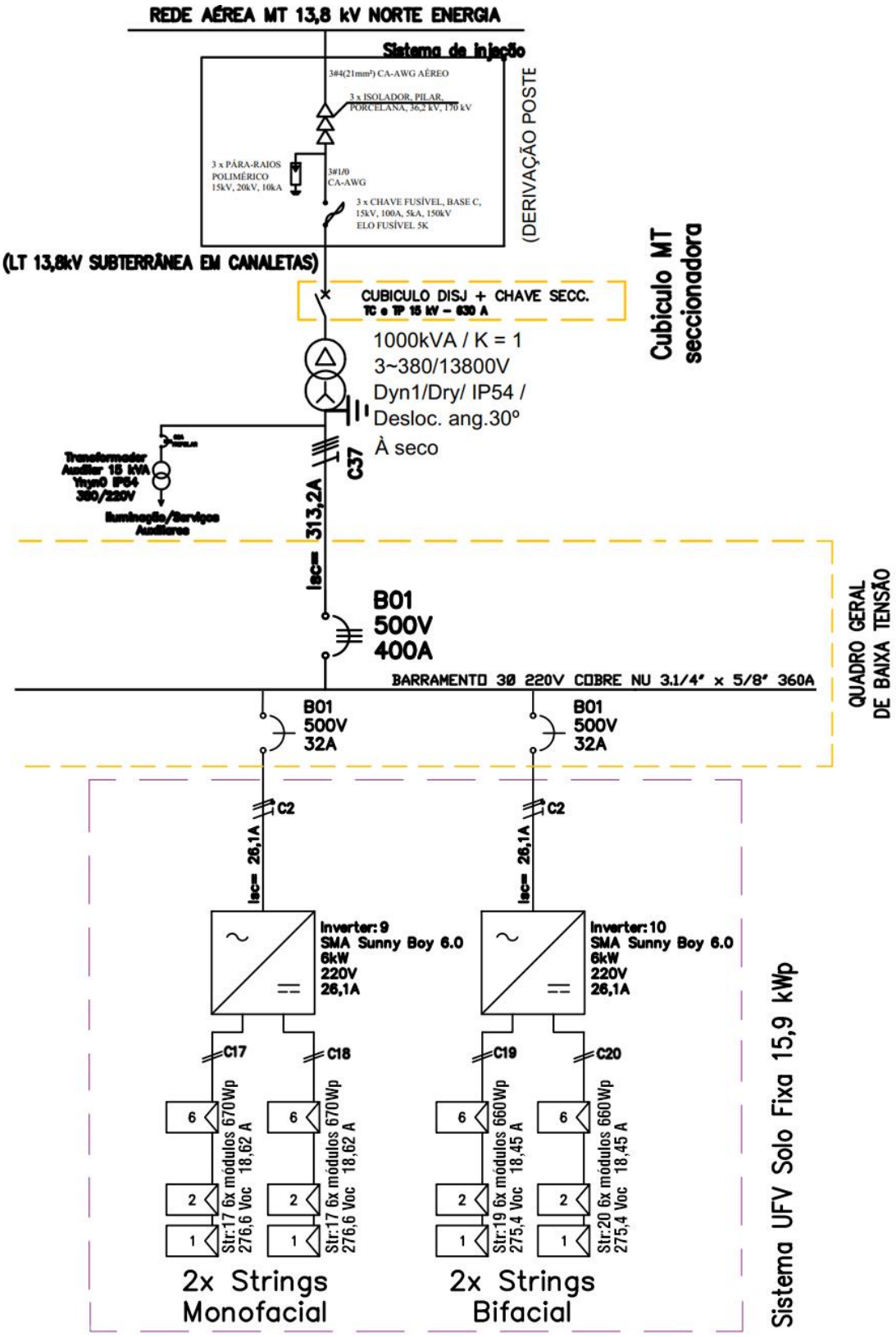


Diagrama unifilar

ANEXO Q - DIAGRAMA UNIFILAR REFERENTE AO CENÁRIO 2



ANEXO R - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 2 (SISTEMA MONOFACIAL)

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 14:47
com V7.4.7

Resumo do projeto

Localização geográfica
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE)
Brasil

Localização

Latitude	-3.43 °S
Longitude	-51.95 °W
Altitude	103 m
Fuso horário	UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo	0.28

Dados meteorológicos
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE)
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	-3.4 °

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos	12 unidades
Pnom total	7.98 kWp

Inversores

Número de unidades	1 unidade
Pnom total	6.00 kWca
Rácio Pnom	1.330

Resumo dos resultados

Energia produzida	11190.98 kWh/ano	Produção específica	1402 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	78.50 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados ____ 2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema ____ 3
Resultados principais ____ 5
Diagrama de perdas ____ 6
Gráficos predefinidos ____ 7
Diagrama unifilar ____ 8

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Orientação
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	-3.4 °

Configuração dos sheds

Modelos utilizados

Transposição	Perez
Difuso	Perez, Meteonorm
Cicumsolar	separado

Horizonte
Sem horizonte

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 14:47
com V7.4.7

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos

Orientação		**Configuração dos sheds**	**Modelos utilizados**	
Sheds			Transposição	Perez
Inclinação	8 °		Difuso	Perez, Meteonorm
Azimute	-3.4 °		Cicumsolar	separado

Horizonte	**Sombras próximas**	**Exigências do consumidor**
Sem horizonte	Sombras mútuas de sheds	Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DE21-665Wp Vertex
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	665 Wp
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	7.98 kWp
Módulos	2 string x 6 Em série
Em condições de func. (60°C)	
Pmpp	7.02 kWp
Umpp	199 V
I mpp	35 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	6.00 kWca
Número de inversores	1 unidade
Potência total	6.0 kWca
Tensão de funcionamento	100-500 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.33
Partilha de potência neste inversor	

Potência FV total

Nominal (STC)	8 kWp
Total	12 módulos
Superfície módulos	37.3 m²

Potência total inversor

Potência total	6 kWca
Número de inversores	1 unidade
Rácio Pnom	1.33

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo
Fração perdas 5.0 %

Fator de perdas térm.
Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC
Res. global do grupo 11 mΩ
Fração perdas 0.2 % em STC

Perdas díodo série
Queda de tensão 0.7 V
Fração perdas 0.3 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"
Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos
Fração perdas 0.0 %

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Fator de perda IAM
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdas de cablagem CA

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor	220 Vac mono
Fração perdas	2.10 % com PNom
Inversor: Sunny Boy 6.0 com Smart Connected	
Secção cabos (1 Inv.)	Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Comprimento dos cabos	45 m

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

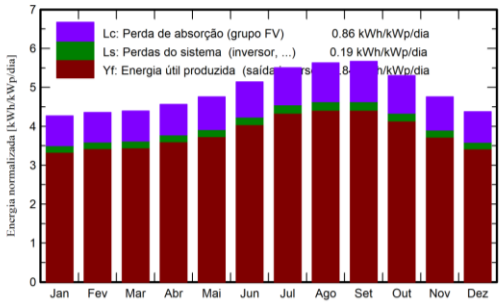
PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 14:47
com V7.4.7

Resultados principais

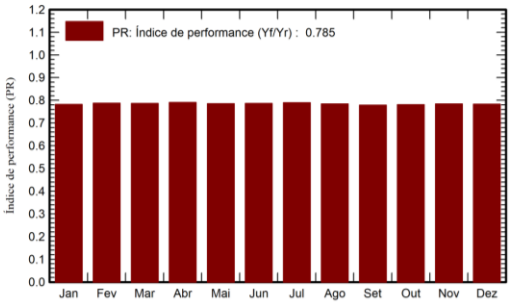
Produção do sistema

Energia produzida	11190.98 kWh/ano	Produção específica	1402 kWh/kWp/ano
		Índice de perf. PR	78.50 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	138.9	69.75	25.43	132.3	121.9	867	826	0.782
Fevereiro	125.2	64.96	25.17	121.9	112.8	804	766	0.788
Março	136.7	72.54	25.20	136.1	126.1	897	854	0.787
Abril	133.2	64.80	25.46	136.8	127.0	906	864	0.791
Maio	140.1	60.14	25.91	147.5	136.9	970	925	0.786
Junho	144.3	52.20	26.00	154.2	143.2	1016	968	0.787
Julho	159.6	53.01	26.09	170.5	158.6	1127	1075	0.790
Agosto	167.4	58.59	26.83	174.6	162.6	1147	1092	0.784
Setembro	168.0	63.60	27.67	170.1	158.2	1110	1058	0.779
Outubro	167.4	69.75	27.64	164.3	152.4	1074	1024	0.781
Novembro	149.1	66.90	26.96	142.6	131.8	936	892	0.784
Dezembro	143.2	68.20	26.45	135.5	125.0	889	847	0.783
Ano	1773.1	764.44	26.24	1786.5	1656.4	11743	11191	0.785

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico monofacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC2, Data da simulação: 26/02/25 14:47
com V7.4.7

Diagrama de perdas

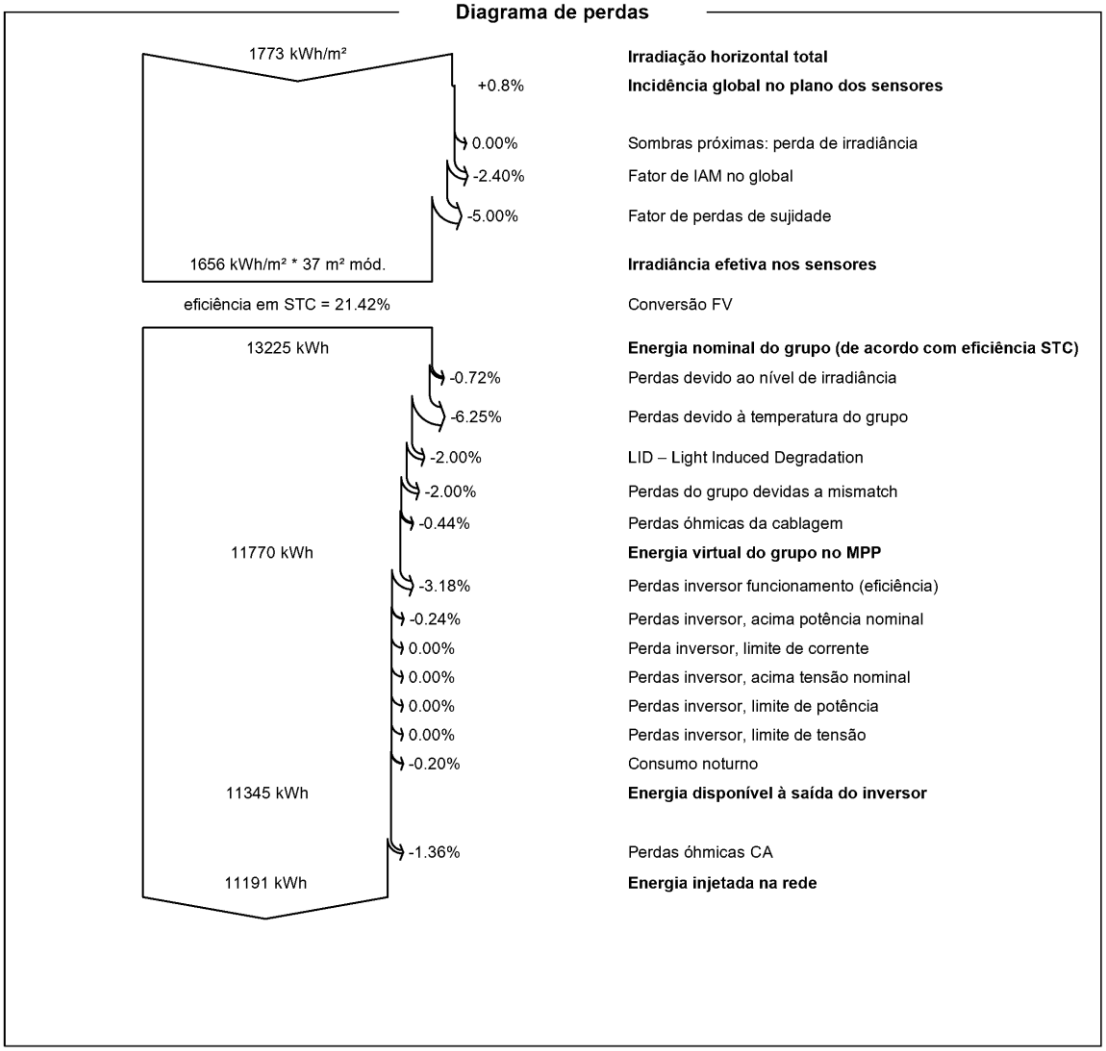


Diagrama unifilar

ANEXO S - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 2 (SISTEMA BIFACIAL)

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 14:50
com V7.4.7

Resumo do projeto

Localização geográfica
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE)
Brasil

Localização

Latitude	-3.43 °S
Longitude	-51.95 °W
Altitude	103 m
Fuso horário	UTC-3

Parâmetros projeto

Albedo	0.28

Dados meteorológicos
Localização Real - Planta Fixa (NASA-SSE)
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	-3.4 °

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Informação do sistema

Grupo FV

Nr. de módulos	12 unidades
Pnom total	7.92 kWp

Inversores

Número de unidades	1 unidade
Pnom total	6.00 kWca
Rácio Pnom	1.320

Resumo dos resultados

Energia produzida	11752.85 kWh/ano	Produção específica	1484 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	83.06 %

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sheds ilimitados

Orientação do plano dos módulos
Orientação
Sheds

Inclinação	8 °
Azimute	-3.4 °

Configuração dos sheds

Modelos utilizados

Transposição	Perez
Difuso	Perez, Meteonorm
Cicumsolar	separado

Horizonte
Sem horizonte

Sombras próximas
Sombras mútuas de sheds

Exigências do consumidor
Carga ilimitada (rede)

Sistema bifacial
Modelo — Cálculo 2D sheds ilimitados

Geometria do modelo bifacial

Esp. entre sheds	50.00 m
Largura dos sheds	4.81 m
Ângulo de perfil limite	0.8 °
GCR	9.6 %
Altura acima do solo	1.22 m

Definições para modelo bifacial

Albedo do solo	0.28
Fator de bifacialidade	70 %
Fator sombras posterior	5.0 %
Perd. mismat. lado an	10.0 %
Fração transparente do shed	0.0 %

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 14:50
com V7.4.7

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante	Trina Solar
Modelo	TSM-DEG21C-20-660Wp Vertex
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	660 Wp
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	7.92 kWp
Módulos	2 string x 6 Em série
Em condições de func. (60°C)	
Pmpp	6.98 kWp
Umpp	199 V
I mpp	35 A

Inversor

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	6.00 kWca
Número de inversores	1 unidade
Potência total	6.0 kWca
Tensão de funcionamento	100-500 V
Rácio Pnom (DC:AC)	1.32
Partilha de potência neste inversor	

Potência FV total

Nominal (STC)	8 kWp
Total	12 módulos
Superfície módulos	37.3 m²

Potência total inversor

Potência total	6 kWca
Número de inversores	1 unidade
Rácio Pnom	1.32

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo
Fração perdas 5.0 %

Fator de perdas térm.
Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC
Res. global do grupo 19 mΩ
Fração perdas 0.3 % em STC

Perdas díodo série
Queda de tensão 0.7 V
Fração perdas 0.3 % em STC

LID - "Light Induced Degradation"
Fração perdas 2.0 %

Perdas de qualidade dos módulos
Fração perdas 0.0 %

Perdas dos módulos com mismatch
Fração perdas 2.0 % no MPP

Perdas do grupo

Fator de perda IAM
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção
Tensão inversor 220 Vac mono
Fração perdas 2.10 % com PNom
Inversor: Sunny Boy 6.0 com Smart Connected
Secção cabos (1 Inv.) Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Comprimento dos cabos 45 m

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

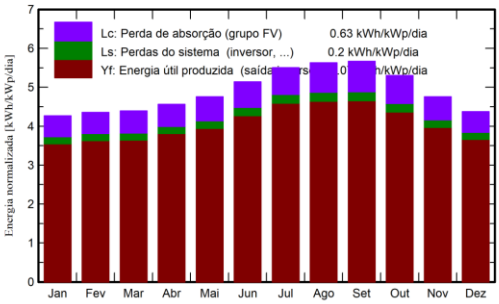
PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 14:50
com V7.4.7

Resultados principais

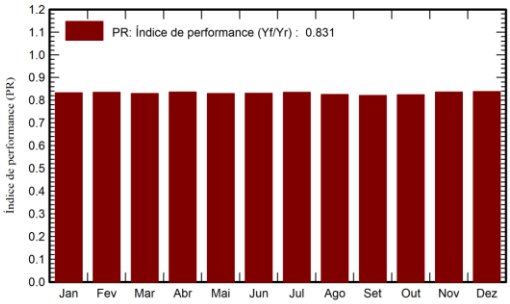
Produção do sistema

Energia produzida	11752.85 kWh/ano	Produção específica	1484 kWh/kWp/ano
		Índice de perf. PR	83.06 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	138.9	69.75	25.43	132.3	122.0	916	872	0.832
Fevereiro	125.2	64.96	25.17	121.9	112.8	846	806	0.835
Março	136.7	72.54	25.20	136.1	126.2	939	894	0.830
Abril	133.2	64.80	25.46	136.8	127.0	950	906	0.836
Maio	140.1	60.14	25.91	147.5	136.9	1016	968	0.829
Junho	144.3	52.20	26.00	154.2	143.3	1066	1015	0.831
Julho	159.6	53.01	26.09	170.5	158.6	1183	1128	0.835
Agosto	167.4	58.59	26.83	174.6	162.7	1198	1141	0.825
Setembro	168.0	63.60	27.67	170.1	158.2	1161	1106	0.821
Outubro	167.4	69.75	27.64	164.3	152.4	1126	1072	0.824
Novembro	149.1	66.90	26.96	142.6	131.9	990	944	0.836
Dezembro	143.2	68.20	26.45	135.5	125.0	944	900	0.838
Ano	1773.1	764.44	26.24	1786.5	1657.1	12336	11753	0.831

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Projeto: Cenário 2 - Projeto P&D NESA - UHE Pimental

Variante: Sistema fotovoltaico bifacial fixo no solo

PVsyst V7.4.7
VC1, Data da simulação: 26/02/25 14:50
com V7.4.7

Diagrama de perdas

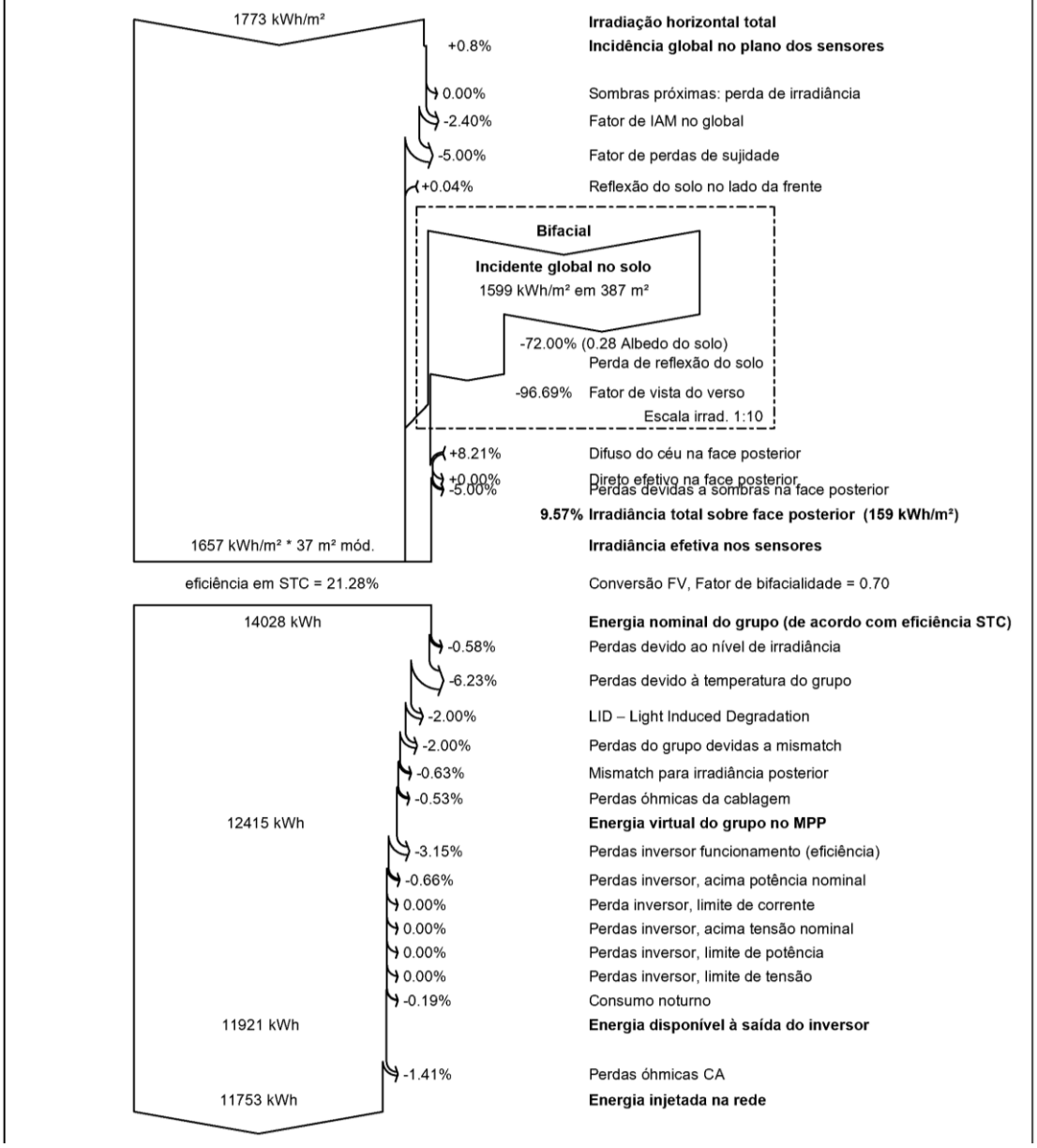
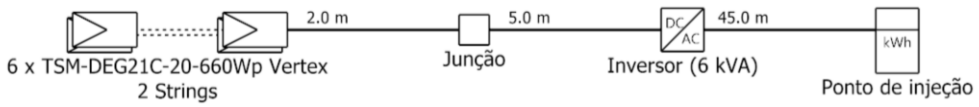



Diagrama unifilar