UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ELTON LUIZ MACÁRIO SILVA

PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ESTILO CARPORT CONECTADA A REDE UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST PARA COMPARAÇÃO COM A PLANTA REAL

Recife
2025

ELTON LUIZ MACÁRIO SILVA

PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ESTILO CARPORT CONECTADA A REDE UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST PARA COMPARAÇÃO COM A PLANTA REAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo José Barbosa

Coorientador: MSc. Renato Andrade Freitas

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Elton Luiz Macário.
Projeto de geração fotovoltaica estilo carport conectada a rede utilizando o software pvsyst para comparação com a planta real / Elton Luiz Macário Silva. - Recife, 2025.
85 p. : il., tab.

Orientador(a): Eduardo José Barbosa
Cooorientador(a): Renato Andrade Freitas
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.
Inclui referências.

1. energia solar. 2. carport fotovoltaico. 3. PVsyst. 4. análise de desempenho. 5. sombreamento. 6. módulos bifaciais. I. Barbosa, Eduardo José. (Orientação). II. Freitas, Renato Andrade. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

ELTON LUIZ MACÁRIO SILVA

PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ESTILO CARPORT CONECTADA A REDE UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST PARA COMPARAÇÃO COM A PLANTA REAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 12/08/2025

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Prof. Dr. Márcio Rodrigo Santos de Carvalho
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Prof. MSc. Ericles Maurício Barbosa
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho a mim mesmo, em reconhecimento ao meu esforço, resiliência, determinação e consistência ao longo de toda minha trajetória acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer primeiramente a Deus, por sempre iluminar meu caminho e me dar forças para superar meus desafios. À minha família, minha mãe, Kelly Cristiana, e meu pai, Edinaldo Francisco, pelo constante apoio e incentivo em todos os momentos. Aos meus amigos e companheiros no qual dividi moradia, José Vitor, Gustavo Venâncio e Matheus Nicácio, por serem uma fonte constante de incentivo, apoio e alegria, estando ao meu lado, no dia a dia, durante grande parte deste percurso. Aos meus amigos e colegas da faculdade, por todas as risadas, conversas e momentos de divertimento que tornaram essa jornada mais leve e enriquecedora, especialmente para meu amigo Valdemar Cavalcante, pelo incentivo e pelo conhecimento compartilhado. Agradeço ao meu orientador, Eduardo Barbosa, e meu coorientador, Renato Freitas, por suas orientações, paciência, dedicação e comprometimento ao compartilharem seus conhecimentos, inspirando-me a buscar sempre mais, fundamentais para a realização deste trabalho. Sou grato a todos que, de alguma forma, contribuíram para a concretização deste momento em minha vida.

“A diferença entre o possível e o impossível reside na determinação de uma pessoa.”
(Tommy Lasorda)

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto e a análise de um sistema de geração fotovoltaica do tipo *carport*, conectado à rede elétrica, implantado no Centro de Treinamento Operacional da Polícia Federal, em Recife-PE. O estudo contemplou o conceito construtivo *carport*, uma solução moderna para instalação de sistemas fotovoltaicos em áreas urbanas subutilizadas, associado ao uso do software *PVsyst*, amplamente reconhecido por sua robustez e precisão em simulações técnicas. Foram abordados inicialmente os fundamentos da energia solar fotovoltaica, o potencial da região Nordeste do Brasil e as principais tipologias estruturais para sistemas em ambientes urbanos. A modelagem envolveu o dimensionamento do sistema considerando fatores críticos como sombreamento, temperatura, perdas ôhmicas e *mismatch*, além da configuração detalhada de módulos, inversores e strings. O trabalho comparou o desempenho do sistema ideal, sem interferências próximas, com o cenário real, afetado por sombreamento de vegetação e edificações, e analisou propostas de aprimoramento utilizando módulos bifaciais de maior potência e microinversores. Os resultados apontaram uma produção anual estimada de 205 MWh no cenário ideal e de aproximadamente 173 MWh sob sombreamento, promovendo significativa redução da demanda de energia da concessionária, além de benefícios econômicos e ambientais expressivos. O estudo destaca, por fim, a relevância da utilização inteligente de espaços e da incorporação de tecnologias avançadas para potencializar o desempenho e a sustentabilidade de sistemas fotovoltaicos em instituições públicas.

Palavras-chave: energia solar; carport fotovoltaico; PVsyst; análise de desempenho; sombreamento; módulos bifaciais.

ABSTRACT

This work presents the design and analysis of a photovoltaic carport system connected to the power grid, implemented at the Operational Training Center of the Federal Police in Recife, Brazil. The study adopted the carport concept, a modern structural solution for installing photovoltaic systems in underutilized urban areas, combined with the use of PVsyst software, widely recognized for its robustness and technical accuracy in simulations. It initially addressed the fundamentals of photovoltaic solar energy, the potential of the Northeast region of Brazil, and the main structural typologies for urban environments. The modeling involved system sizing considering critical factors such as shading, temperature, ohmic losses, and mismatch, as well as a detailed configuration of modules, inverters, and strings. The work compared the performance of an ideal system, free from nearby obstructions, with the real scenario affected by shading from vegetation and buildings, and explored improvement proposals using higher power bifacial modules and microinverters. The results indicated an estimated annual production of 205 MWh in the ideal scenario and approximately 173 MWh under shading, achieving a significant reduction in the utility's energy demand, along with notable economic and environmental benefits. Finally, the study underscores the importance of intelligently using idle spaces and incorporation of advanced technologies to enhance the performance and sustainability of photovoltaic systems in public institutions.

Keywords: solar energy; photovoltaic carport; PVsyst; performance analysis; shading; bifacial modules.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Gráfico de geração no Brasil. 18
Figura 2 - Funcionamento da geração fotovoltaica. 20
Figura 3 - Mapa de irradiação média do nordeste do Brasil. 24
Figura 4 - Software PVsyst. 26
Figura 5 - Software *PV*SOL premium*. 27
Figura 6 - Software *Helioscope*. 28
Figura 7 - Software *Solergo*. 29
Figura 8 - Aba de dados sobre sombreamento. 34
Figura 9 - Aba de adição de módulo solar. 35
Figura 10 - Dimensões do novo módulo. 37
Figura 11 - Janela parâmetros modelo. 38
Figura 12 - Janela comercial. 39
Figura 13 - Gráficos gerados. 40
Figura 14 - Aba de parâmetros de dimensionamento. 41
Figura 15 - Dados de geração estimada. 42
Figura 16 - Diagrama de perdas do sistema 45
Figura 17 - *Carport* solar. 46
Figura 18 - Estrutura *carport* vista frontal e lateral. 48
Figura 19 - Layout *carport* 49
Figura 20 - Local de instalação do *carport*. 49
Figura 21 - Módulo solar. 51
Figura 22 - Caixa de Junção. 52
Figura 23 - Inversor MAX100-125KTL3-X LV. 54
Figura 24 - Layout das strings. 57
Figura 25 - Aba de definição do sistema. 60
Figura 26 - Aba de resultados das simulações. 61
Figura 27 - Principais resultados do sistema. 63
Figura 28 - Perdas do sistema. 64
Figura 29 - Balanço de emissões de $CO2$. 67
Figura 30 - Sistema com sombreamento 7h da manhã. 68
Figura 31 - Sombreamento das 16h. 69

Figura 32 - Resultados principais do sistema com sombreamento. 70
Figura 33 - Diagrama de perdas do sistema com interferência de sombras. 71
Figura 34 - Resultado sistema bifacial sem interferência por sombras. 75
Figura 35 – Diagrama de resultados do sistema com microinversores. 79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análise comparativa de tipologias estruturais para sistemas FV em ambientes urbanos. 23
Tabela 2 - Comparativo de tecnologias. 29
Tabela 3 - Características do painel solar. 52
Tabela 4 - Cotações de módulos. 53
Tabela 5 - Cotação de inversores. 55
Tabela 6 - Comparação microinversores vs. inversor central 56
Tabela 7 - Especificações do inversor 56
Tabela 8 - Análise financeira. 66
Tabela 9 - Comparativo de geração entre sistemas com e sem projeção de sombras. 71
Tabela 10 - Análise financeira sistema sombreado. 72
Tabela 11 - Comparativo entre sistemas (Original versus Bifacial). 75
Tabela 12 - Cotação de microinversores atuais. 77
Tabela 13 - Análise financeira sistema com microinversores. 79
Tabela 14 – Comparativo entre o sistema original com sombreamento e o sistema com microinversores. 80
Tabela 15 - Comparativo entre tecnologias e possíveis melhorias do sistema. 81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IAM	Modificador de Ângulo de Incidência
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
I_{mpp}	Corrente de Máxima Potência
I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito
MPPT	Rastreador de Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking*)
MPP	Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point*)
$m\mu l_{sc}$	Coeficiente de temperatura do módulo solar
P_{mpp}	Máxima Potência
PR	Índice de Performance (*Performace Ratio*)
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPT	Teste padrão de penetração (*Standard Penetration Test*)
STC	Condições de teste padrão (*Standard Test Conditions*)
STRING	Conjunto de Módulos Solares Conectados em Série
UG	Unidade Geradora
UC	Unidade Consumidora
V_{mpp}	Tensão de Máxima Potência
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14

1.1 OBJETIVOS 15

1.1.1 Geral 15

1.1.2 Específicos 15

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 15

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 17

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SUSTENTABILIDADE 17

2.2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA 18

2.3 ETAPAS PARA VIABILIZAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA 20

2.3.1 Geração: sistemas fotovoltaicos conectados à rede 21

2.4 ESTRUTURA FOTOVOLTAICA EM CONTEXTO URBANO 22

2.5 POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR NO NORDESTE DO BRASIL 24

3 ANÁLISE DE SOFTWARES PARA PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 25

3.1 ANÁLISE DE SOFTWARES 25

3.2 SOFTWARE UTILIZADO 32

3.2.1 Recursos disponíveis no PVsyst 33

3.2.1.1 Recursos de modelagem de sombreamentos 33

3.2.1.2 Adição de equipamentos não catalogados 34

3.2.2 Projeto por área disponível e potência desejada 40

3.2.3 Perdas consideradas 43

4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTRUTURA CARPORT 46

4.1 PARAMETRIZAÇÃO DO PROJETO FV 47

4.1.1 Estrutura de suporte de aço galvanizado 47

4.1.2 Divisão e layout dos carports 48

4.1.3 Módulo 50

4.1.4 Inversor 53

4.1.5 Configuração de strings 57

4.1.6 Cálculos de geração 58

4.1.7 Resultados de simulações no PVsyst 59

4.1.7.1 Resultados de geração 59

4.1.7.2 Resultados de perdas 63

4.1.7.3 Resultado financeiro 65

4.1.7.4 Resultado de sustentabilidade 66

4.1.8 Simulações com ocorrência de sombreamento no sistema 67

4.1.8.1 Resultado de geração do sistema com sombreamento 69
4.1.8.2 Resultado de perdas do sistema com sombras próximas 70
4.1.8.3 Resultado Financeiro do sistema com obstrução da luz solar 72
4.2 POSSÍVEIS MELHORIAS DO SISTEMA 73
4.2.1 Módulos bifaciais com maior potência 73
4.2.2 Utilização de microinversores 77
5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE 82
REFERÊNCIAS 83

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o crescimento populacional e o avanço industrial intensificaram a demanda por energia elétrica, impulsionando a busca por fontes alternativas, renováveis e ambientalmente sustentáveis. Entre essas fontes, destaca-se a energia solar fotovoltaica, por ser abundante, limpa em sua geração e acessível em diversas regiões do mundo. No Brasil, especialmente na região Nordeste, a elevada irradiância solar ao longo do ano torna a região do país altamente propícia para o aproveitamento dessa fonte energética [1].

A crescente preocupação com a sustentabilidade ambiental e a necessidade de diversificação da matriz energética nacional têm impulsionado o crescente incremento de sistemas fotovoltaicos em residências, indústrias e edificações públicas e privadas. Além disso, políticas de incentivo à geração distribuída, regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), contribuíram para a disseminação desses sistemas em todo o território nacional.

Dentre as diversas configurações disponíveis para a implantação de sistemas fotovoltaicos, destaca-se o modelo *carport*, que une geração de energia e a utilização inteligente de espaços urbanos, como estacionamentos a céu aberto em locais públicos ou privados. Essa solução tem ganhado destaque, principalmente em projetos públicos, por permitir a instalação de módulos solares em estruturas elevadas, proporcionando abrigo para veículos e, simultaneamente, gerando energia elétrica.

Neste contexto, o presente trabalho apresenta o projeto e a análise de um sistema de geração fotovoltaica do tipo *carport* conectado à rede elétrica, instalado no Centro de Treinamento Operacional da Polícia Federal, localizado em Recife-PE. O sistema foi simulado por meio do software *PVsyst*, visando à avaliação da viabilidade técnica, energética e econômica, e à comparação entre os dados simulados, e os obtidos por cálculos estimados.

A proposta deste estudo também contempla a análise de perdas associadas a fatores como sombreamento, temperatura, *mismatch* e desempenho dos inversores, além de propor uma melhoria técnica utilizando módulos bifaciais de maior potência e utilizando microinversores substituindo o inversor central. Dessa forma, este trabalho

busca contribuir para o desenvolvimento de soluções sustentáveis, especialmente em instituições públicas com áreas subutilizadas, promovendo a redução dos custos com energia elétrica e o incentivo da utilização de uma matriz energética mais limpa em sua geração e mais eficiente.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Projetar e analisar um sistema de geração fotovoltaica do tipo carport conectado à rede, utilizando o software PVsyst, para comparação com a planta real.

1.1.2 Específicos

- Realizar a modelagem e simulação do sistema fotovoltaico utilizando o software *PVsyst*;
- Avaliar o desempenho energético do sistema, considerando as condições reais de instalação;
- Comparar os resultados obtidos na simulação com os dados reais de geração da planta;
- Analisar a viabilidade técnica e econômica do sistema de geração fotovoltaica tipo *carport*;
- Propor melhorias técnicas no sistema, considerando tecnologias mais eficientes e mais atuais;
- Contribuir para a disseminação de soluções sustentáveis no setor público.

1.2 Organização do Trabalho

Este Trabalho de Conclusão de Curso está estruturado em quatro capítulos, além dos elementos pré-textuais e pós-textuais, conforme descrito abaixo:

- Capítulo 1: apresenta a introdução do trabalho, com a contextualização do tema, a justificativa para a sua realização, os objetivos gerais e específicos, além desta breve descrição da organização do documento.
- Capítulo 2: trata da fundamentação teórica, abordando os principais conceitos relacionados à energia solar fotovoltaica, seus princípios de funcionamento, o potencial solar da região Nordeste do Brasil, quais são os tipos de estrutura fotovoltaica em contexto urbano e as etapas necessárias para a viabilização de projetos fotovoltaicos conectados à rede.
- Capítulo 3: descreve a análise de softwares para projetos fotovoltaicos, o software utilizado destacando os recursos disponíveis pelo programa.
- Capítulo 4: compreende a modelagem e a simulação do sistema fotovoltaico do tipo *carport*, utilizando o software *PVsyst*, as parametrizações adotadas, o dimensionamento do sistema, os resultados de desempenho energético, as análises de perdas, os impactos do sombreamento e a proposta de melhorias por meio da utilização de módulos bifaciais e análise da utilização de microinversores.
- Capítulo 5: apresenta as conclusões obtidas com o desenvolvimento do projeto, destacando os resultados alcançados, as limitações observadas e sugestões para trabalhos futuros que possam ampliar ou complementar os estudos realizados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Energia solar fotovoltaica e sustentabilidade

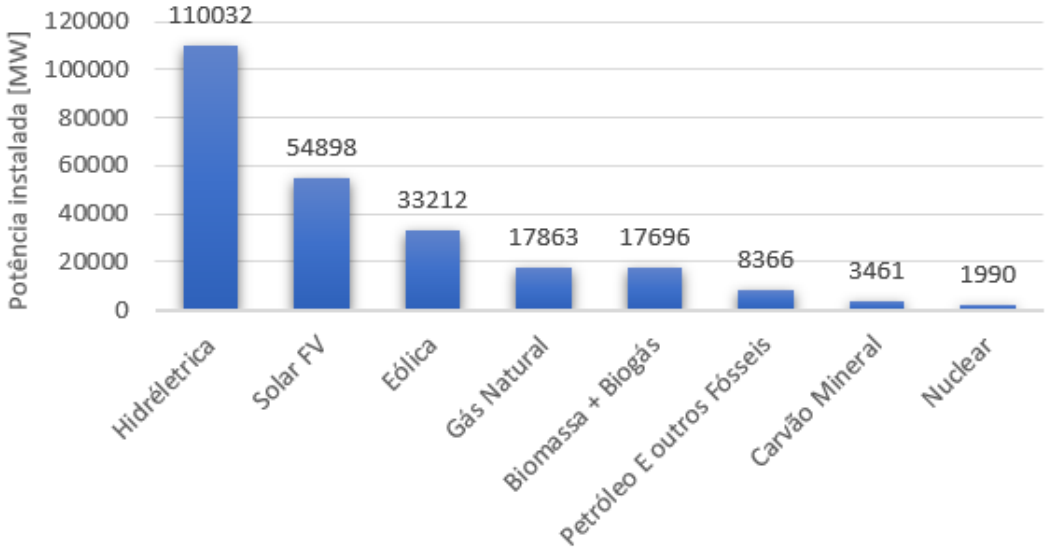
A crescente demanda por fontes de energia sustentáveis e a preocupação com os impactos ambientais decorrentes da utilização de fontes convencionais, como petróleo e carvão, têm estimulado o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias limpas e renováveis cada vez mais na matriz energética mundial. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica (FV) destaca-se por ser abundante, renovável e apresentar baixo impacto ambiental durante sua operação.

No Brasil, particularmente na região Nordeste, as condições climáticas são altamente favoráveis à implantação dessa tecnologia, em razão da elevada incidência solar ao longo de todo o ano. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar [2], a região Nordeste apresenta alguns dos melhores índices de irradiação solar do país, o que a torna estratégica para o aproveitamento da energia solar.

Com o elevado aumento de investimento de mercado no setor de energia solar, atualmente a matriz energética brasileira possui cerca de 30 GW de potência instalada de geração solar, sem considerar a Geração Distribuída (GD). Caso seja considerado a GD, a energia solar se torna a segunda maior em geração de potência instalada do Brasil ultrapassando cerca de 54 GW de potência instalada [3].

Feito que permite algumas regiões terem sua demanda de carga suprida somente pela geração solar em algumas horas do dia. Entretanto, trata-se de uma fonte de energia não despachável, ou seja, é uma fonte de energia que não pode ser controlada diretamente, pois depende de condições naturais que variam com o tempo. Por essa razão faz-se necessária a complementação com outras fontes tidas como despacháveis ou um sistema de grande armazenamento de energia, a fim de garantir um fornecimento contínuo de energia elétrica [1]. Apresenta-se no gráfico da Figura 1, a matriz energética do Brasil, em termos de potência instalada por fontes de geração.

Figura 1 - Gráfico de geração no Brasil.



Fonte: Adaptado de [4].

Estima-se que, em 25 anos, o uso da energia solar evite que mais de 100 toneladas de CO_2 sejam lançadas na atmosfera [4]. Um relatório da IEA (Agência Internacional de Energia) indica que a energia solar pode reduzir as emissões destes gases globais em mais de 6 bilhões de toneladas até o ano de 2050. Incentivando cada vez mais o aprimoramento tecnológico, desenvolvendo métodos de forma que possa aumentar o nível de eficiência de geração das células FV [5].

2.2 Princípio de funcionamento da energia fotovoltaica

O fenômeno fotovoltaico foi descoberto graças ao físico francês Alexandre Edmond Becquerel, que em 1839 identificou o fenômeno fotoelétrico enquanto realizava experimentos eletroquímicos. Em seus testes, Becquerel posicionou dois eletrodos revestidos de platina em um eletrólito e observou a formação de corrente elétrica entre eles, influenciada pela incidência de luz. Essa variação na intensidade da corrente caracterizava o chamado efeito fotoelétrico externo, no qual elétrons são ejetados de uma superfície quando exposta à radiação luminosa [6].

Anos mais tarde, o engenheiro britânico Willoughby Smith, com a colaboração de seu assistente Joseph May, descobriu que o semicondutor selênio alterava sua resistência elétrica quando exposto à luz. Essa descoberta marcou a observação do

efeito fotoelétrico interno, que, diferentemente do efeito externo, envolve o movimento de elétrons dentro do material, princípio essencial para a conversão fotovoltaica da energia. Pouco tempo depois, os pesquisadores britânicos William Adams e Richard Day constataram que uma barra de selênio conectada a eletrodos de platina podia gerar eletricidade ao ser iluminada, demonstrando pela primeira vez que um corpo sólido podia converter diretamente luz em energia elétrica. Na década de 1950, William B. Shockley, um dos inventores do transistor, apresentou a teoria da junção p-n em semicondutores, consolidando as bases científicas do efeito fotovoltaico moderno. Essa compreensão teórica foi essencial para o desenvolvimento das atuais células solares [6].

A energia solar fotovoltaica é gerada a partir da conversão direta da luz solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Esse processo ocorre quando a radiação solar incide sobre materiais semicondutores, inicialmente o selênio e atualmente predominantemente o silício, devido à sua abundância na crosta terrestre [7]. Os fótons da luz solar transferem energia aos elétrons no semicondutor, fazendo com que saltem da banda de valência para a banda de condução, deixando para trás lacunas positivas (buracos). Essa separação gera uma diferença de potencial, e, na presença de um campo elétrico interno, geralmente estabelecido por uma junção p-n, os elétrons e os buracos são direcionados em sentidos opostos, originando uma corrente elétrica contínua (CC) [6].

O efeito fotovoltaico constitui a base científica dos sistemas modernos de geração de energia solar, sendo amplamente aplicado em painéis fotovoltaicos instalados em residências, empresas e em grandes usinas solares. Para que essa corrente, gerada pelos painéis fotovoltaicos, possa ser utilizada seja para alimentação de equipamentos ou integrar a rede de distribuição local, a corrente contínua é convertida em corrente alternada (CA) por meio de inversores de potência [6]. Os conversores, ou popularmente conhecido como inversores, consistem em equipamentos compostos por elementos elétricos que fazem com que a corrente seja moldada e adequada para o consumo, armazenamento em baterias ou para a injeção a rede [6]. Essa tecnologia se destaca por ser limpa em sua geração, renovável e sustentável, contribuindo significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a diversificação das matrizes energéticas em todo o mundo.

Observa-se, na Figura 2, a aplicação atual dessa tecnologia na sociedade, por meio de sistemas simples de geração fotovoltaica residencial, que possuem o mesmo princípio de funcionamento de sistemas industriais, comerciais e de grandes usinas conectadas à rede de distribuição.

Figura 2 - Funcionamento da geração fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de [7].

2.3 Etapas para viabilização de projetos de geração fotovoltaica

A implantação de um sistema FV requer uma análise prévia de viabilidade técnica e econômica. Inicialmente, realiza-se um levantamento do perfil de consumo energético da unidade consumidora (UC). Em seguida, é feita a avaliação da irradiação solar local, que refere-se a irradiância solar integrada ao longo de um período de tempo específico, com medida em Wh/m² (watt-hora por metro quadrado), com base em dados fornecidos por fontes confiáveis [9], como o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar [2], ou medidos por equipamento específico chamado Piranômetro que utiliza sensores térmicos ou fotovoltaicos que permitem detectar a radiação solar [9].

A partir dessas informações, calcula-se a capacidade necessária para o sistema, estimando os custos envolvidos e realizando análises do retorno do investimento, popularmente chamado de *payback*, levando em consideração a economia gerada na fatura de energia elétrica ao longo do tempo e a injeção de geração excedente na rede da concessionária local, recebendo créditos energéticos que podem ser utilizados em outros momentos do dia [9].

Além disso, define-se o tipo de instalação que mais seja adequado ao local, seja ele residencial, comercial ou industrial, considerando os recursos disponíveis sendo eles como área disponível, sombreamento, orientação dos módulos e características construtivas, ou forma de instalação [9].

Geralmente a implantação de um sistema FV requer o auxílio de softwares específicos para o seu desenvolvimento, tais como: *PVsyst, PV*SOL, Solergo, helioscope* e entre outros, que ajudam o usuário a dimensionar sistemas de forma mais adequada e eficiente, levando em consideração diversos fatores que contribuem para elaboração de um projeto de alta qualidade e confiabilidade, fatores que vão dos técnicos até o financeiro, obtendo resultados que se igualem ao máximo ao de planta reais, tornando um auxílio completo para o projetista [9].

2.3.1 Geração: sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) operam de forma paralela ao sistema elétrico da concessionária local. Durante o dia, ocorre a geração de energia a partir da fonte solar, permitindo que a energia produzida seja prioritariamente consumida pela UC. Caso a geração exceda o consumo instantâneo, o excedente é automaticamente injetado na rede elétrica da distribuidora.

Em contrapartida, durante a noite, bem como em dias nublados ou chuvosos, quando há pouca ou nenhuma geração fotovoltaica, a UC passa a utilizar a energia fornecida pela concessionária para suprir sua demanda elétrica.

Este sistema é amplamente adotado com o objetivo de proporcionar uma redução significativa nas faturas de energia elétrica, possibilitando ainda a participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Nesse modelo, a energia excedente injetada na rede gera créditos, que podem ser utilizados

futuramente para abater o consumo da própria unidade ou transferidos para outras UCs sob a mesma titularidade, ou seja, pertencentes ao mesmo CPF ou CNPJ [8].

Os SFCR integram a GD, caracterizada pela produção de energia elétrica junto ou próxima ao local de consumo. Conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a GD é classificada em duas modalidades [10]:

- Microgeração: potência instalada igual ou inferior a 75 kW;
- Minigeração: potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW para fontes despacháveis e até 3 MW para fontes não despacháveis.

2.4 Estrutura fotovoltaica em contexto urbano

A escolha da estrutura física para instalação de sistemas fotovoltaicos depende diretamente do contexto de aplicação, disponibilidade de espaço, características urbanas e objetivos do projeto. Dentre os principais tipos de instalação utilizados em áreas urbanas estão: *roof-top* (telhados), solo *(ground-mounted*), flutuante (floating FV) e o modelo garagem solar (*carport*). Cada tipo apresenta vantagens e desvantagens técnicas, econômicas e operacionais.

1. **Sistemas *roof-top*:** Instalações do tipo *roof-top* são amplamente adotadas em residências e edifícios comerciais urbanos, utilizando o espaço de cobertura já existente. Este tipo de instalação apresenta baixo custo adicional com infraestrutura, sendo a estrutura de fixação geralmente leve e adaptada ao telhado existente. Entretanto, está limitada à área disponível, orientação e inclinação do telhado, o que pode restringir o desempenho do sistema [9]. Além disso, reformas estruturais podem ser necessárias, especialmente em telhados antigos ou sem reforço, elevando o custo da obra. A manutenção também pode ser dificultada pelo tipo de acesso ao local da instalação.
2. **Sistema de solo:** Sistemas instalados diretamente no solo oferecem maior flexibilidade de orientação e inclinação dos módulos, permitindo melhor aproveitamento da radiação solar. São frequentemente utilizados em usinas de grande porte ou em áreas rurais e industriais com espaço

ocioso. No ambiente urbano, porém, encontram-se limitações quanto à disponibilidade de terrenos e ao custo elevado de áreas centrais [10].

3. **Sistemas flutuantes:** Sistemas fotovoltaicos flutuantes são instalados sobre superfícies aquáticas, como represas, lagos ou reservatórios urbanos. Embora sejam uma alternativa promissora em regiões densamente povoadas, seu uso em áreas urbanas é limitado pela escassez de corpos d'água apropriados e pela complexidade de ancoragem, manutenção e segurança elétrica [11].
4. **Sistemas *carport*:** O modelo *carport* vem se consolidando como solução inteligente em ambientes urbanos, principalmente em estacionamentos públicos e privativos. O método deste sistema permite a geração de energia sem ocupar espaço adicional, utilizando áreas subutilizadas com dupla função: cobertura para veículos e geração elétrica. Estruturas *carport* geralmente permitem um controle mais eficiente de sombreamento, possuem facilidade de acesso para manutenção e possibilitam em determinadas ocasiões o uso de módulos bifaciais, que aproveitam o albedo do solo para aumentar a geração [12].

A fim de esclarecer melhor a diferença entre modelos, apresenta-se a Tabela 1 que resume os principais aspectos comparativos entre os modelos discutidos.

Tabela 1 - Análise comparativa de tipologias estruturais para sistemas FV em ambientes urbanos.

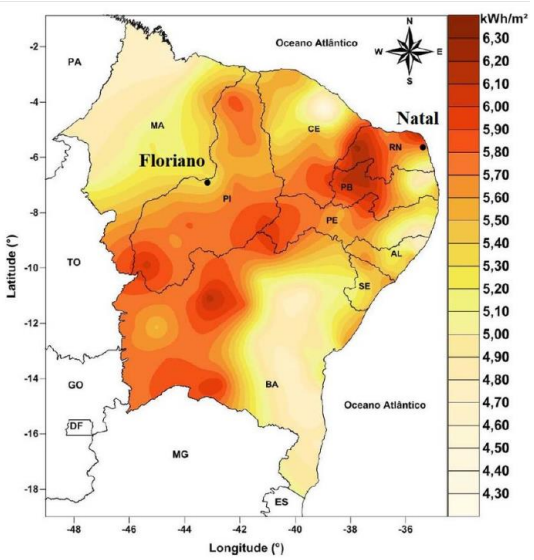
Tipo de estrutura	Investimento inicial	Desempenho Energético Potencial	Eficiência do Uso do Espaço	Complexibilidade Operacional (Manutenção)	Viabilidade em Áreas Urbanas
Roof-top	Baixo	Intermediário	Elevada	Moderada	Alta
Solo	Alto	Alto	Limitada	Moderada	Restrita
Flutuante	Muito alto	Alto	Excelente (sem uso de solo)	Alta	Muito restrita
Carport	Moderado	Alto	Muito elevada	Baixa	Alta

Fonte: Adaptado de [9], [10], [11] e [12].

2.5 Potencial da energia solar no nordeste do Brasil

A região Nordeste do Brasil é uma das mais promissoras para a geração de energia solar FV, apresentando índices médios de irradiação entre 5,5 e 6,5 kWh/m²/dia, como pode-se ser observado pela Figura 3. Isso representa um grande potencial energético, tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista econômico. Por ser uma região com altas médias de irradiação torna-se o território ideal para empreendedores no ramo solar depositarem investimentos que permitem melhorar a diversificação da matriz energética brasileira [2].

Figura 3 - Mapa de irradiação média do nordeste do Brasil.



Fonte: Adaptado de [13].

A cidade do Recife, por exemplo, possui uma média de irradiação solar entre 5,1 e 5,4 kWh/m²/dia, o que a torna adequada e de certa forma visada para a implantação de sistemas fotovoltaicos em escalas de GD. A baixa nebulosidade da região também contribui para uma produção de energia mais estável ao longo do ano [14].

Após a análise deste cenário, que é significativamente favorável, reforça a importância de investir em tecnologias de geração solar como estratégia para a diversificação da matriz energética brasileira e para a redução da dependência de fontes não renováveis como combustíveis fósseis, usados na maioria das usinas termoelétricas do Brasil.

3 ANÁLISE DE SOFTWARES PARA PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

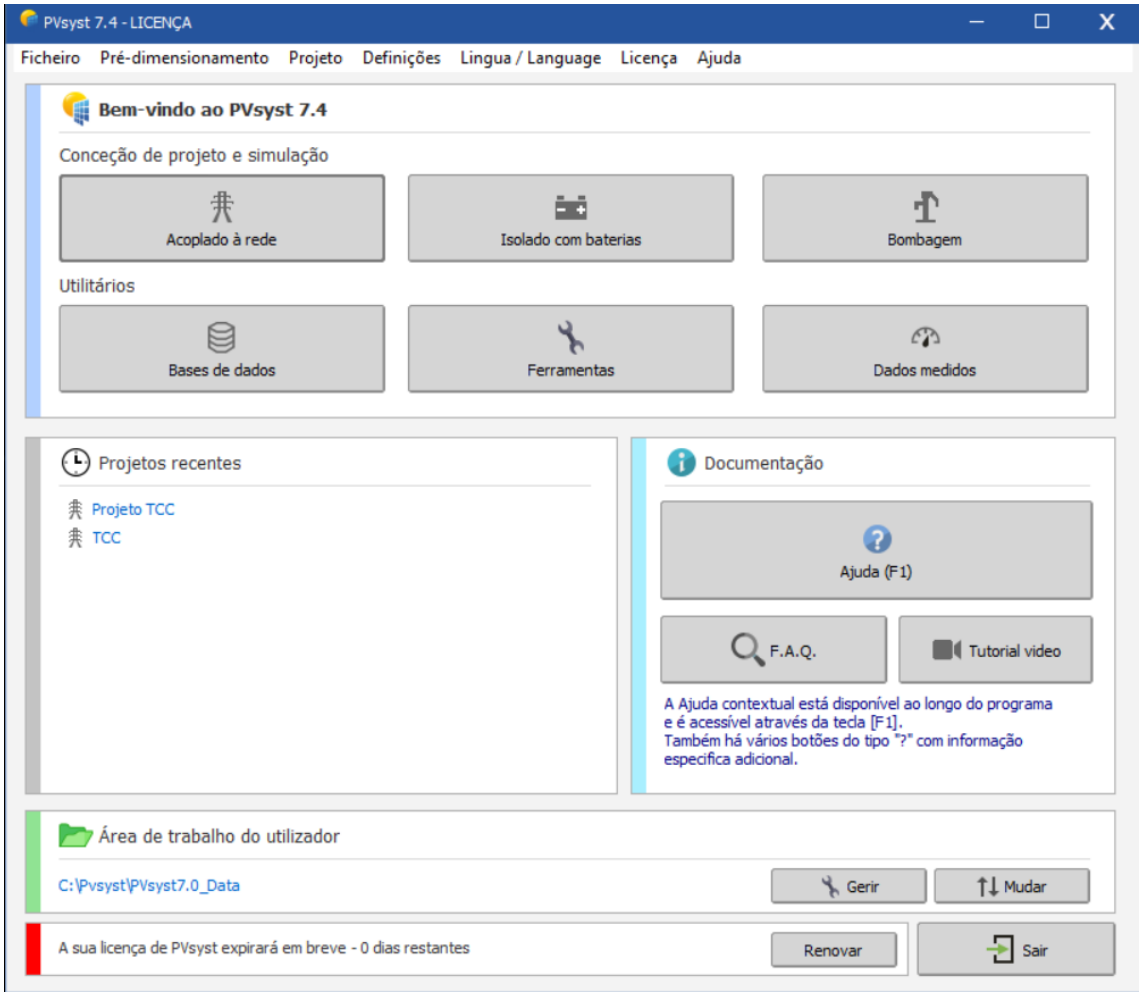
3.1 Análise de Softwares

Para a elaboração do projeto, optou-se pela avaliação de alguns softwares destinados a projetos de sistema FV. Dentre os softwares analisados, destaca-se o *PVsyst* ilustrado na Figura 4, desenvolvido pelo Dr. André Mermoud, da Universidade de Genebra, Suíça, na década de 1990 [16]. O Programa é bastante reconhecido e utilizado mundialmente para o dimensionamento, simulação e análise de sistemas FV. Destacando-se por ser um software simples e direto de uso ideal para projetos técnicos e financeiros.

Sua robustez técnica junto a capacidade de gerar relatórios detalhados e com alto nível de confiabilidade, faz com que seja uma ferramenta altamente aceita em estudos técnicos e em análises de viabilidade [17]. O programa é adotado por grandes instituições como ferramenta de pesquisa e estudo, tido por muitas empresas como software essencial para testes e simulações de seus equipamentos em desenvolvimento.

Outro aspecto relevante é a presença de um extenso banco de dados, constantemente atualizado, que reúne informações técnicas sobre módulos fotovoltaicos, inversores e demais componentes do sistema. Esse recurso permite a execução de simulações precisas e personalizadas, adaptadas aos parâmetros e condições inseridos pelo usuário, conferindo ao software elevada versatilidade e fidedignidade nos resultados obtidos.

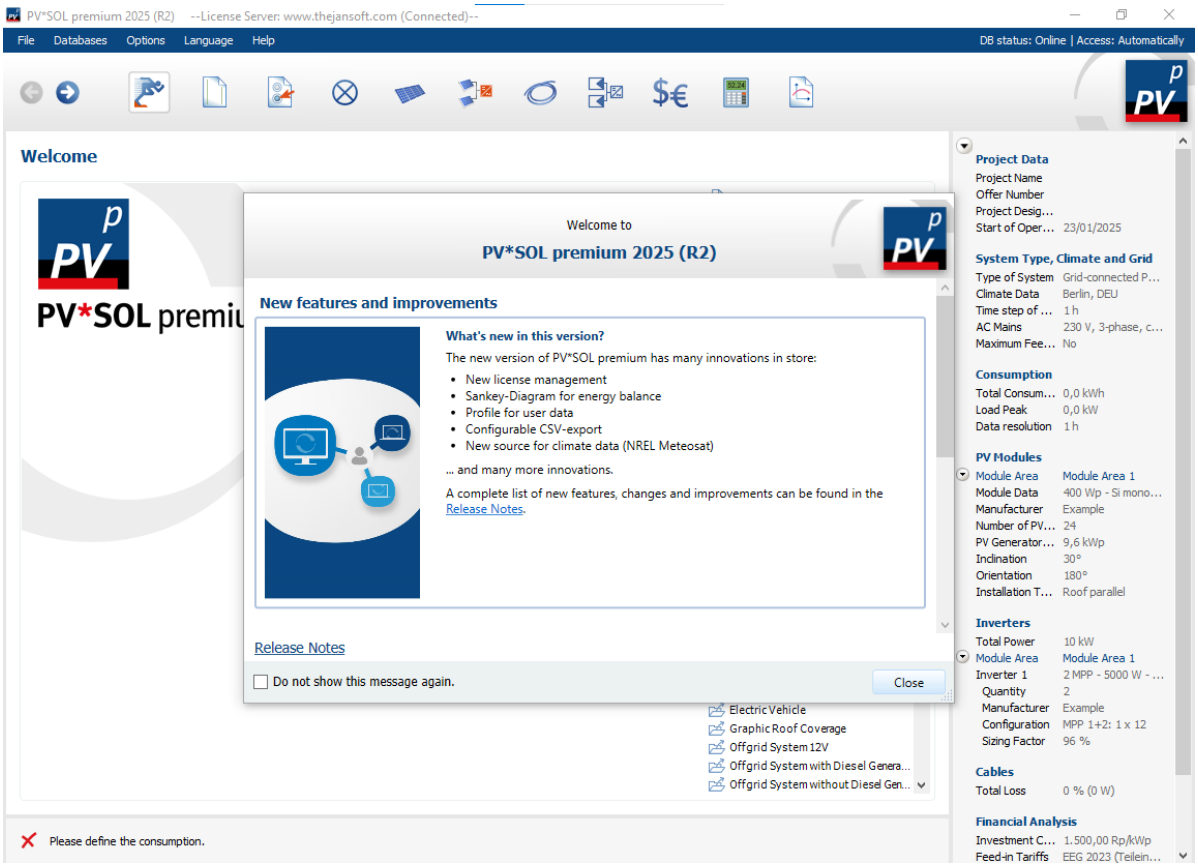
Figura 4 - Software PVsyst.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O *PV*SOL premium, visto na* Figura 5, é um outro software de simulação, bastante similar ao *PVsyst*, utilizado na área de engenharia e projetos fotovoltaicos. Desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software, é uma das principais ferramentas para o dimensionamento, análise de desempenho e apresentação de SFCR como também para sistemas isolados ou híbridos. Uma grande característica deste programa é a modelagem tridimensional (3D) de cenários, possibilitando simulações mais detalhadas com melhor análise de sombreamento, função fundamental para otimizar o desempenho do sistema e evitar perdas por esse efeito [18]. Entretanto, possui um elevado custo de aquisição e a necessidade de hardware adequado, pois a modelagem e simulação 3D exigem computadores com configurações de hardware mais robustas, especialmente no que diz respeito à placa gráfica, memória RAM e processador.

Figura 5 - Software *PV*SOL premium*.

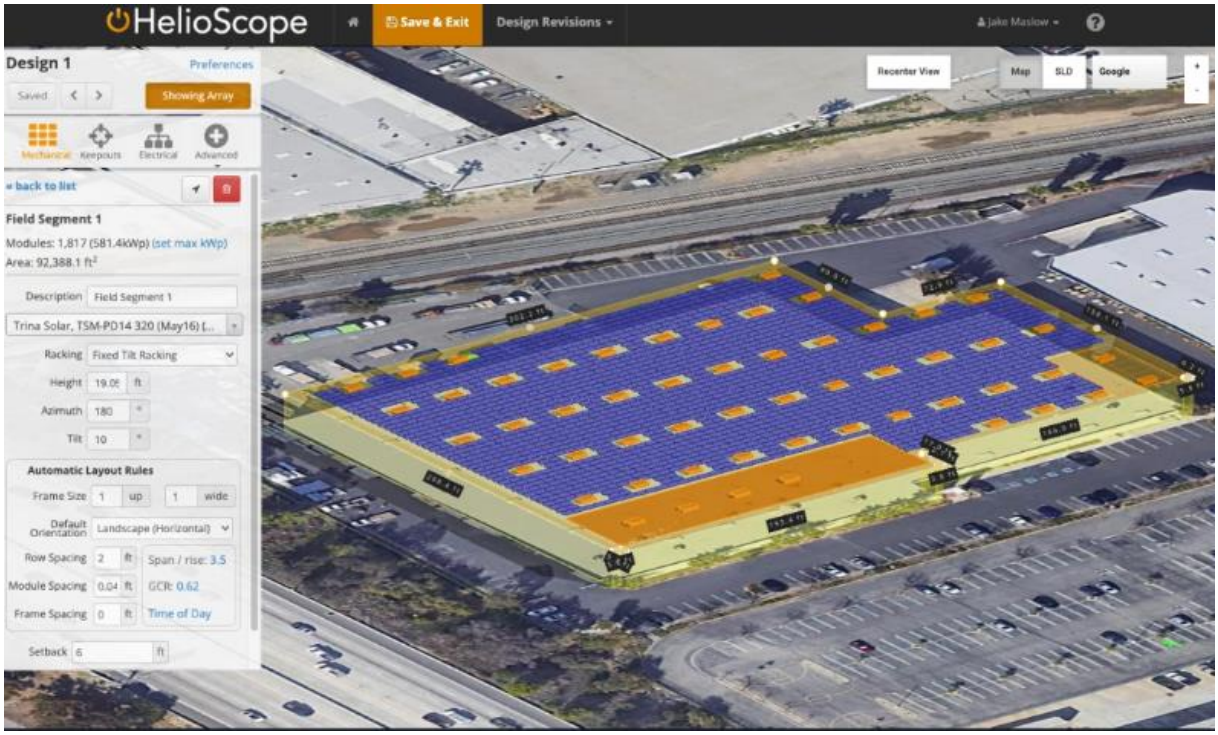


Fonte: Elaborado pelo autor.

O *helioscope,* mostrado na Figura 6*,* é um programa baseado em nuvem (web-based), utilizado para o design e simulação de sistemas fotovoltaicos, especialmente em projetos comerciais e de grande escala. Desenvolvido pela Folsom Labs (agora parte da empresa Aurora Solar), ele combina a modelagem de sistemas fotovoltaicos e a análise de perdas em uma única plataforma.

Não requer instalação local, permite o acesso de forma remota concedendo a edição e o dimensionamento em tempo real entre membros de equipes de engenharia elétrica, mas por ser uma plataforma online sua utilização depende de acesso estável a internet. Possui ferramentas inteligentes que facilitam a criação rápida de layouts, reduzindo significativamente o tempo de modelagem, efeito de grande consideração em projetos de grande porte. Embora ofereça modelagem 3D, é bastante simplificada para análises, não possuindo bons detalhamentos como softwares PVsyst e PV*SOL [19].

Figura 6 - Software *Helioscope*.

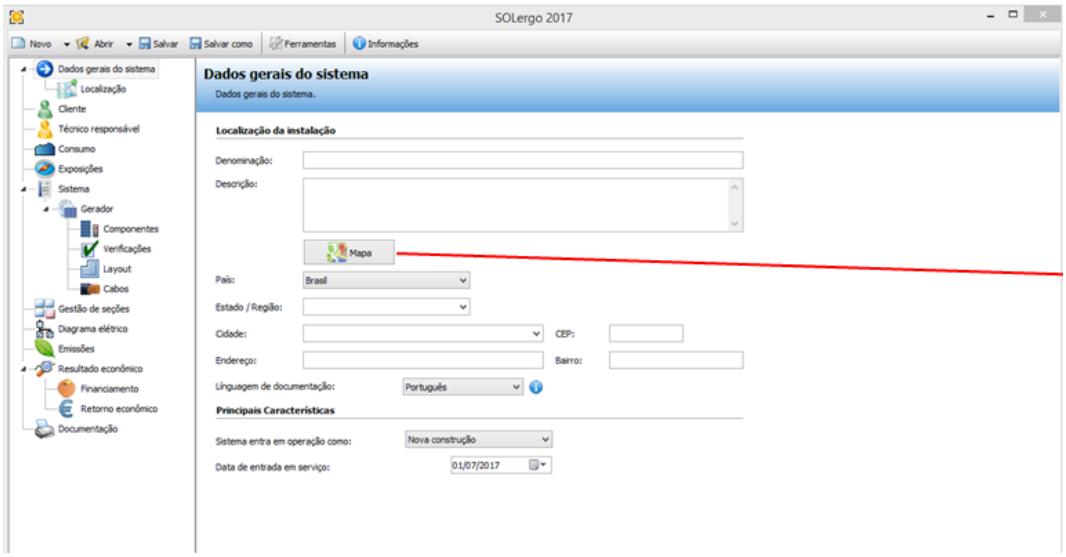


Fonte: Elaborado pelo autor.

O último software a ser estudado foi o *Solergo,* apresentado na Figura 7, uma plataforma também tradicionalmente utilizada para o dimensionamento e a análise de sistemas fotovoltaicos. Desenvolvido pela empresa italiana Electro Graphics, ele é conhecido pela sua simplicidade e foco em projetos de pequeno e médio porte. Possui uma interface clara e objetiva, que facilita o aprendizado e a utilização mesmo por profissionais iniciantes na área fotovoltaica. Também permite a realização de análises econômicas básicas, como cálculo de *payback* e retorno sobre o investimento, o que é útil na elaboração orçamentária de projetos.

O *Solergo* não possui ferramentas de modelagem tridimensional, limitando-se a análises simplificadas de sombreamento, o que pode impactar a precisão em ambientes diversificados com edifícios e vegetação próximas. Embora seja eficaz em projetos pequenos e de médio porte, não oferece simulação com níveis de detalhamento e análises avançados como em softwares anteriores [20].

Figura 7 - Software *Solergo*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 2 apresenta um breve comparativo entre as tecnologias disponíveis no mercado, onde são destacadas as suas principais características:

Tabela 2 - Comparativo de tecnologias.

	PVsyst	***PV*SOL*** *premium*	***Helioscope***	***Solergo***
Banco de Dados Meteorológicos	Meteonorm 8.1. Importa de outras fontes.	Meteonorm 8.1. Permite inserir bancos de dados climáticos.	Weather files: TMY, EPW, SolarAnywhere, Solcast, NSRDB.	Meteonorm, PVGIS e outros arquivos em formato CSV ou texto.
Editar Entradas	Meteo, albedo, orientação e inclinação, módulos, inversor, perdas, *net metering*, sombreamento, avaliação econômica.	Componentes e localizações. entradas relacionadas ao arranjo fotovoltaico, como inclinação e orientação, além dos módulos e inversores.	Localização, módulos, inversores, orientação, inclinação, *string sizing*, perdas elétricas e térmicas, e tolerância de *mismatch*.	Localização, módulos, inversores, orientação, inclinação, sombreamento, perdas, tarifa e análise econômica.
Importação de Dados	Meteonorm, Satellight, SolarAnywhere, PVGIS, Helioclim, EPW,	Dados meteorológicos nos formatos XLM, WBV ou DAT. Aceita	Arquivos CSV, TMY, EPW, NSRDB, Solcast, SolarAnywhere,	Arquivos CSV ou textos com dados horários ou mensais; integração

	TMY, DRY, WRDC, SolarGIS, 3Tiers ASCII.	dados horários ou dados mensais, através do Meteosyn.	e outros padrões meteorológicos.	direta com Meteonorm
Geração de Dados Horários Sintéticos	Gaussiano autorregressivo	Modelo Meteosyn	Não gera diretamente; depende de dados de entrada (como TMY ou EPW).	Geração básica via interpolação; recomenda-se importar de fontes externas para maior precisão.
Banco de Dados de Inversores	Sim	Sim.	Sim, com acesso a bancos de dados como CEC e SunSpec.	Sim, com ampla biblioteca de fabricantes atualizada
Banco de Dados de Módulos	Sim	Sim.	Sim, com dados do CEC e bancos de dados próprios.	Sim, com modelos atualizados de diversos fabricantes.
Modelo de Radiação	Hay ou Perez	Reindl, Hay e Davis	Perez, Hay & Davies, isotrópico; permite seleção conforme o projeto.	Isotrópico e Hay; outros modelos limitados.
Perdas Consideradas	Térmicas, de incidência, ôhmicas, poeira, albedo, sombreamento, módulos, inversores, transformadores.	Desvio do espectro padrão, perdas nos diodos, poluição, albedo, vento, cabeamento de corrente contínua para o inversor, tolerâncias do fabricante.	Sombreamento, mismatch, perdas térmicas, perdas de sujeira, perdas de cabeamento CC/CA, tolerância de módulos e eficiência de inversores.	Perdas térmicas, sombreamento, sujeira, cabeamento, *mismatch* e tolerâncias de fabricação.
Ferramenta de modelagem Tridimensional (3D)	Sim	Sim	Sim, com modelagem automatizada via layout 3D simplificado e cálculo de sombreamento.	Não possui modelagem 3D; análise de sombreamento via importação de relatórios externos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A integração entre ferramentas de simulação de sistemas FV e plataformas de modelagem da informação da construção (BIM), como o Autodesk Revit, ou como AutoCAD, é cada vez mais relevante para projetos de energia solar que exigem precisão técnica, coordenação multidisciplinar e compatibilidade com o ambiente de projeto arquitetônico e executivo.

Entre os principais softwares de simulação FV do mercado abordado neste trabalho: *PVsyst, PV*SOL, Solergo* e *HelioScope*, a compatibilidade com ambientes CAD e BIM varia significativamente. A seguir, é apresentada uma análise comparativa dessa integração:

- PVsyst: permite a importação de arquivos .DXF, o que viabiliza a utilização de desenhos em 2D gerados em softwares como AutoCAD. No entanto, o PVsyst não possui integração direta com o Revit ou qualquer outro software BIM.
- PV*SOL premium: permite importar plantas em .DXF e uso de modelos tridimensionais através de arquivos em formato .DAE (COLLADA), frequentemente exportados a partir do SketchUp. Apesar de não haver integração direta com o Revit, é possível contornar essa limitação exportando modelos do Revit para AutoCAD e, em seguida, para SketchUp, antes de importar para o PVSOL.
- Helioscope: não permite a importação direta de arquivos .DWG ou .DXF. O software pode utilizar imagens de satélite ou arquivos KML do Google Earth para posicionamento geográfico. Ele não oferece suporte direto a CAD ou BIM, e não permite a importação de modelos 3D externos.
- Solergo: suporta a importação de arquivos .DXF, mas não possui integração com Revit nem com plataformas BIM. A ausência de suporte a modelos 3D limita seu uso em projetos mais complexos ou integrados a ambientes multidisciplinares.

A integração entre ferramentas de modelagem de sistemas FV e outros softwares de projetos torna-se cada vez mais essencial. Com a evolução constante das tecnologias e o aumento das exigências técnicas, especialmente no que diz respeito à multidisciplinaridade dos projetos, é fundamental a necessidade de um ambiente que permita a comunicação eficiente entre diferentes plataformas. Essa

compatibilidade entre softwares contribui significativamente para a elaboração de projetos mais precisos, coordenados e eficientes, além de otimizar o trabalho colaborativo entre as diversas disciplinas envolvidas.

3.2 Software utilizado

Considerando a necessidade de uma análise mais técnica do projeto, o *PVsyst* mostrou-se ser ideal a presente aplicação, uma vez que atende a todos os requisitos exigidos para a análise de desempenho e viabilidade de sistemas fotovoltaicos. A alta confiabilidade dos resultados obtidos por meio deste software contribui diretamente para a tomada de decisões quanto a viabilidade do projeto.

O software é amplamente empregado em projetos de diferentes portes, abrangendo sistemas on-grid, off-grid ou híbridos, sejam eles de caráter comercial ou residencial. Sua aplicação também se estende a usinas fotovoltaicas de grande escala, onde auxilia na previsão da geração de energia e na estimativa precisa do retorno financeiro.

Além disso, permite identificar perdas ocultas decorrentes de sombreamento ou de má orientação dos módulos, bem como analisar os impactos do relevo, de edificações e da vegetação próximas sobre a instalação. Essas funcionalidades possibilitam a otimização da ocupação do terreno e do espaçamento entre as fileiras de painéis, contribuindo para o melhor desempenho do sistema.

O *PVsyst* é uma das ferramentas mais consolidadas para simulação e análise de sistemas fotovoltaicos, sendo amplamente reconhecido por instituições financeiras, órgãos reguladores e profissionais do setor, o que confere maior credibilidade aos estudos realizados. Diversas empresas consolidadas, tanto no cenário internacional quanto no mercado brasileiro, incorporaram o *PVsyst* como parte essencial de seu fluxo de trabalho, seja na fase de desenvolvimento de projetos, seja em etapas de financiamento, engenharia detalhada ou operação.

Instituições renomadas confiam e utilizam o software *PVsyst* em seus projetos fotovoltaicos. No cenário internacional, destacam-se empresas como Trina Solar e Jinko Solar, ambas sediadas na China e reconhecidas mundialmente como dois dos

maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos. Essas corporações utilizam o *PVsyst* para validação técnica, simulações de desempenho e elaboração de estudos energéticos destinados a clientes e parceiros em escala global [18].

Essa ampla adoção do *PVsyst* por empresas líderes reforça sua confiabilidade técnica e sua importância como ferramenta estratégica no desenvolvimento de projetos solares de alta performance. Por fim, o custo elevado, mas ainda mais acessível da assinatura comparado a software com o mesmo objetivo, é compensado pelo suporte técnico qualificado e pela precisão das análises, que minimizam riscos e aumentam a segurança na tomada de decisão.

3.2.1 Recursos disponíveis no PVsyst

3.2.1.1 Recursos de modelagem de sombreamentos

O *PVsyst* é um programa bastante utilizado para a modelagem de sombreamento, criando objetos 3D como obstáculos que possam sombrear uma área, obtendo resultados deste evento e realizando uma avaliação sobre o impacto deste sombreamento na geração. Todos os detalhes de perdas são relatados em um relatório completo.

Com estes dados de modelagem é possível melhorar projetos já existentes, avaliando por exemplo, o impacto de um prédio vizinho próximo a UG, com o objetivo de reduzir o máximo possível as perdas causadas pelo bloqueio direto da luz solar, indicando nova posição e inclinação dos módulos. Na Figura 8, é apresentada a interface do recurso de modelagem de sombreamento do *PVsyst*, composta pelos seguintes elementos:

(1) Botão de construção, que permite criar e visualizar objetos em 3D que podem gerar sombreamento no sistema;

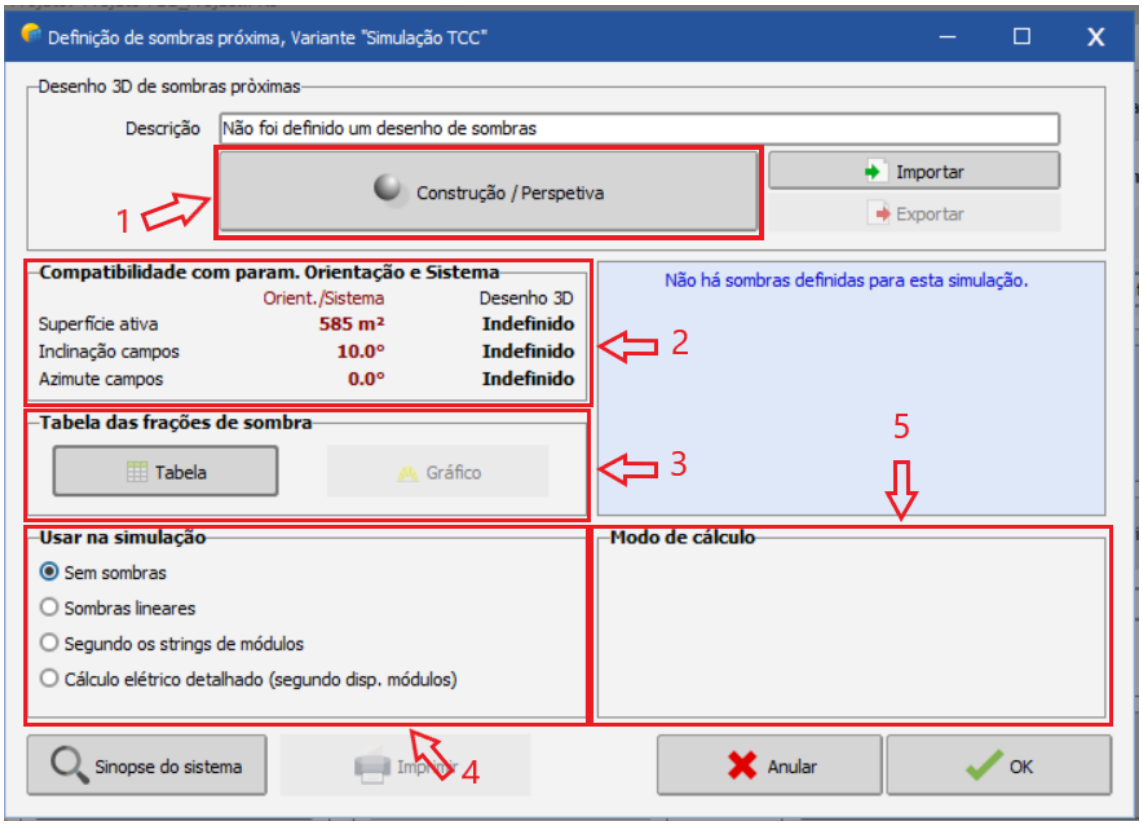
(2) Campo de configuração da posição dos objetos inseridos, ajustados conforme os dados pré-dimensionados do sistema;

(3) Tabela ou gráfico que exibe as frações de sombra, em função do ângulo diário de incidência solar;

(4) Opções de simulação com ou sem a consideração de sombras, com a possibilidade de detalhar os efeitos de sombreamento por *string* de módulos;

(5) Seletor do modo de cálculo, com opções entre processamento mais rápido ou mais preciso, refletido na tabela de frações de sombra.

Figura 8 - Aba de dados sobre sombreamento.



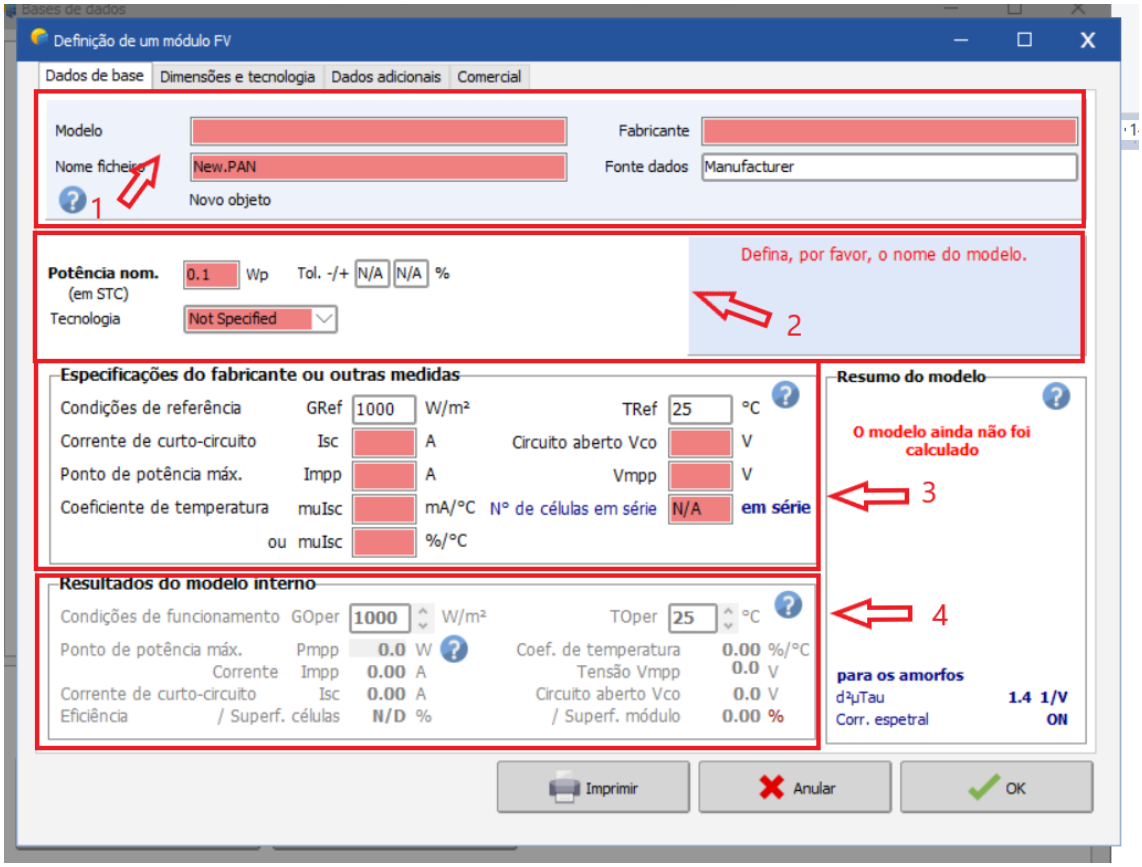
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.1.2 Adição de equipamentos não catalogados

Mesmo possuindo um amplo banco de dados sobre fabricantes e modelos de módulos solares, inversores, baterias etc, é possível adicionar, de forma manual um novo equipamento. Para isso é necessário o preenchimento adequado de uma série de dados referente ao equipamento por uma aba disponível no programa, permitindo a possibilidade por exemplo de adicionar o modelo específico de um módulo fotovoltaico de uma planta real que está para ser analisada.

Na Figura 9 verifica-se as seguintes informações: (1) campo para adicionar nome do modelo, fabricante e o nome que deseja que fique no sistema para pesquisa; (2) parte destinada a inserção da potência do novo módulo indicando a porcentagem da tolerância e tipo da tecnologia do painel solar, se é feito com células de silício monocristalino ou policristalino por exemplo; (3) especificações do fabricante; (4) resultado do modelo após a inserção dos dados.

Figura 9 - Aba de adição de módulo solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Cada dado necessário é fornecido pela ficha técnica do fabricante (*datasheet*), sendo cada parâmetro a ser fornecido possuindo funções de extrema importância para a modelagem virtual de um painel solar real. No destaque (3) temos as condições de referência que são padronizadas por valores sob condições de teste padrão (STC), no qual definem como padrão uma temperatura ambiente de referência (T_{Ref}) de 25°C e uma irradiância (G) de 1000 W/m².

Informações disponibilizadas pelo manual do fabricante como corrente de curto-circuito ($I_{sc,STC}$), tensão de circuito aberto ($V_{oc,STC}$), são de extrema importância para o dimensionamento da proteção elétrica do sistema, possibilitando ao engenheiro responsável pelo projeto dimensionar corretamente o sistema de proteção contra curtos-circuitos, sobrecargas, sobrecorrente e qualquer outra anomalia que possa ser prejudicial ao sistema. Importante observar que os dados requeridos são dados catalogados sob STC, por este motivo é acrescentado a sigla nas nomenclaturas dos parâmetros.

Os parâmetros de corrente de máxima potência ($I_{mpp,STC}$), Tensão de máxima potência ($V_{mpp,STC}$) e coeficiente de temperatura ($m\mu I_{sc}$), expressado geralmente por valor em percentil por °C [%/°C], são responsáveis por ditar a potência de saída do módulo fotovoltaico, quando em melhor condições climáticas sempre fornecendo o valor nominal da potência de geração do módulo. Como em todas os ramos da elétrica o fator temperatura é um limitante, que faz com que o módulo, quando submetido a temperaturas maiores apresente queda de tensão, gerando uma perda de rendimento da geração [21].

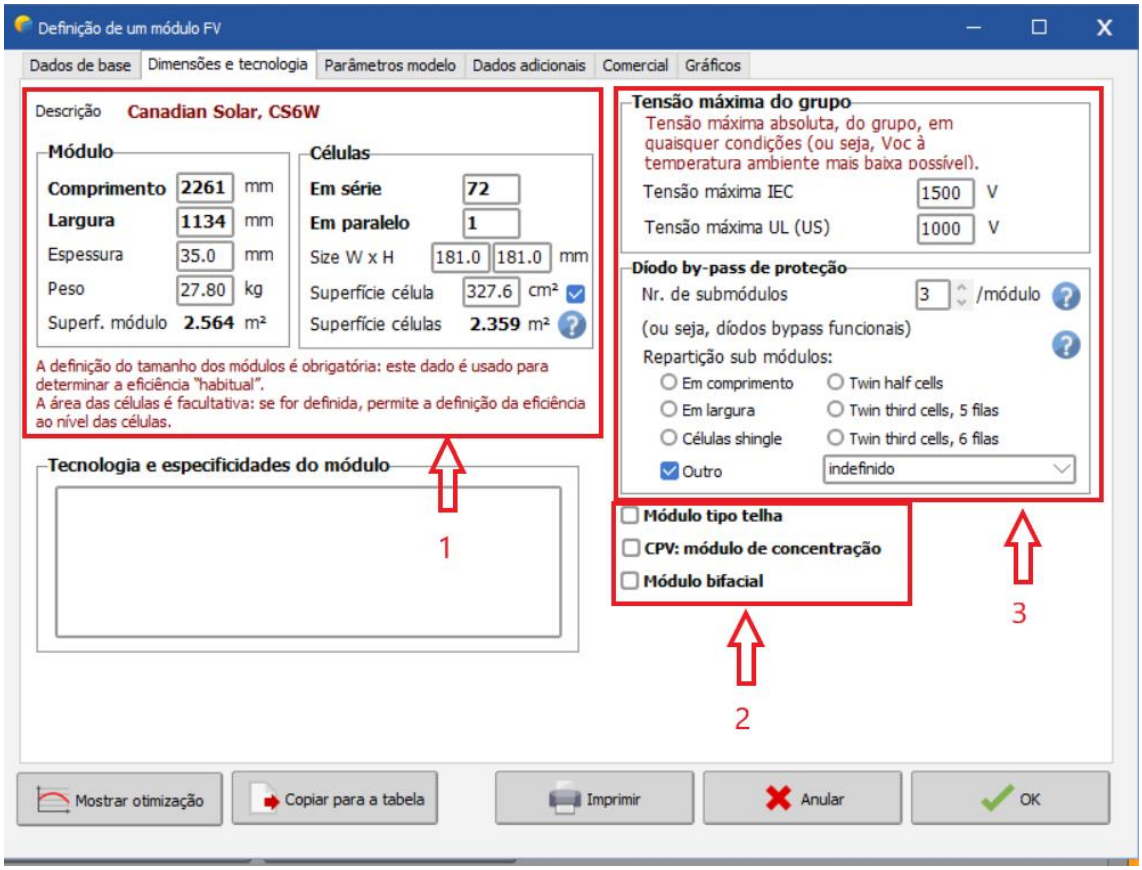
Na Figura 10, observa-se a interface destinada à inserção das dimensões do novo módulo solar.

(1) Campo onde são especificadas as medidas físicas do painel, como largura, comprimento, espessura e peso, além das configurações e dimensões das células que compõem o módulo;

(2) Opções de tecnologia do painel, que permitem indicar características específicas como: bifacialidade (capaz de gerar energia com ambas as faces, em sistemas fixos pelo albedo, fração da radiação solar refletida pela superfície do solo), integração arquitetônica (módulos incorporados às telhas) ou concentração fotovoltaica (uso de sistemas ópticos para concentrar a luz em células de alta eficiência);

(3) Campo para inserir a tensão máxima absoluta suportada pelo módulo, conforme padrões da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) e pelas regulamentações norte-americanas correspondentes da *Underwriters Laboratories* (UL), além das informações sobre os diodos de *by-pass*, essenciais para mitigar perdas por sombreamento parcial.

Figura 10 - Dimensões do novo módulo.



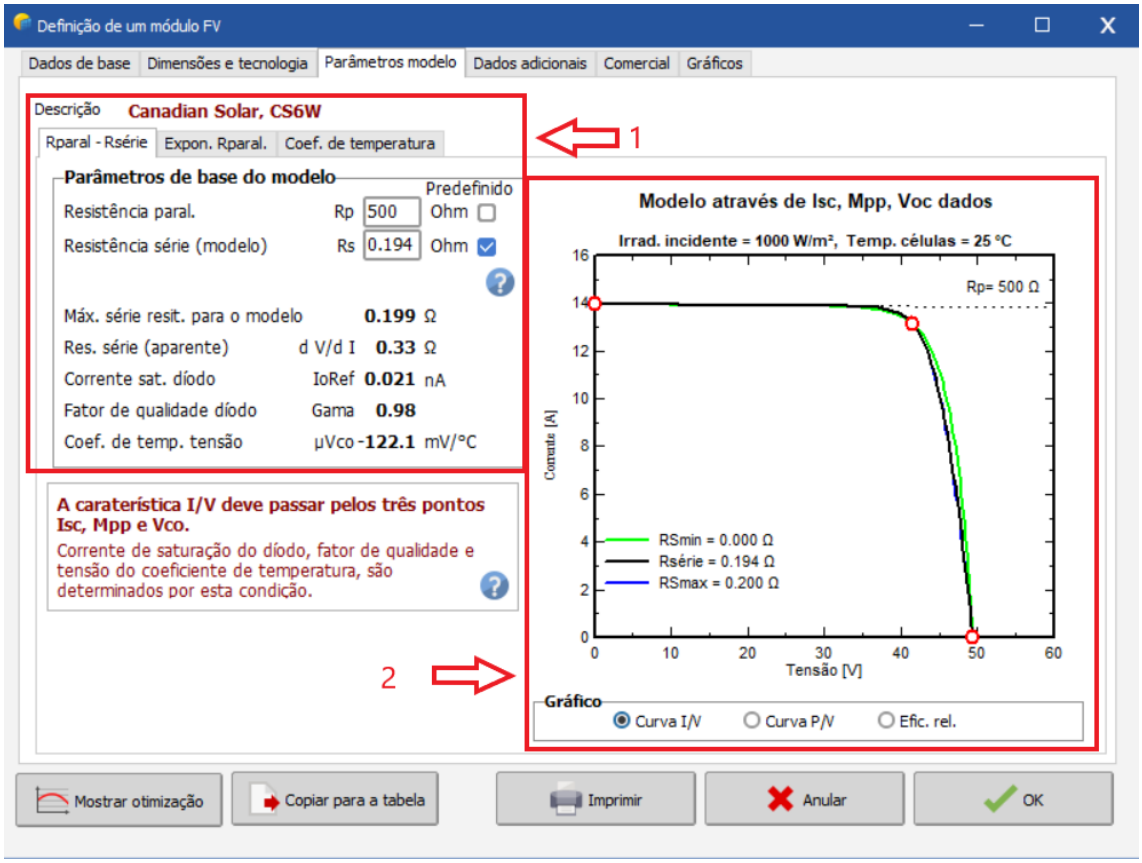
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na janela de Parâmetros modelo, têm-se a seguinte imagem exibida na Figura 11, composta por:

(1) Campo de inserção dos parâmetros elétricos fundamentais, como resistência série e resistência paralela do módulo, essenciais para a simulação das perdas internas;

(2) Gráficos das curvas características do módulo: corrente versus tensão (I-V) e potência versus tensão (P-V), gerados automaticamente com base nos dados previamente inseridos, sob STC.

Figura 11 - Janela parâmetros modelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

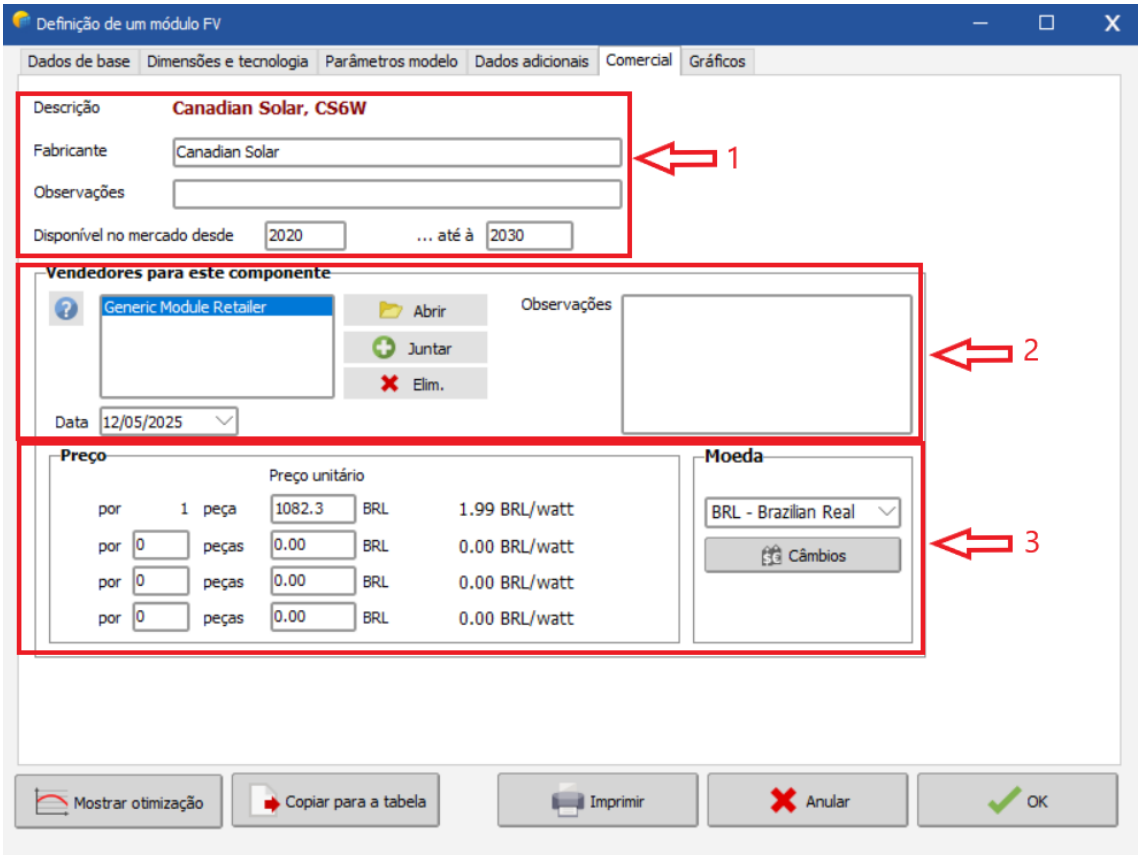
Já na janela comercial na Figura 12, é exibida a janela de informações comerciais do módulo fotovoltaico, com os seguintes elementos:

(1) Campos para inserção de dados básicos, como nome do modelo e sua disponibilidade no mercado;

(2) Área para registro de fornecedores e propostas comerciais específicas do módulo;

(3) Campo destinado à definição de preços, permitindo a inserção de diferentes cotações, conforme o contexto de aquisição.

Figura 12 - Janela comercial.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na aba de gráfico, mostrada na Figura 13, verifica-se a visualização das curvas de desempenho do módulo a partir dos seguintes parâmetros:

(1) Dados inseridos do módulo;

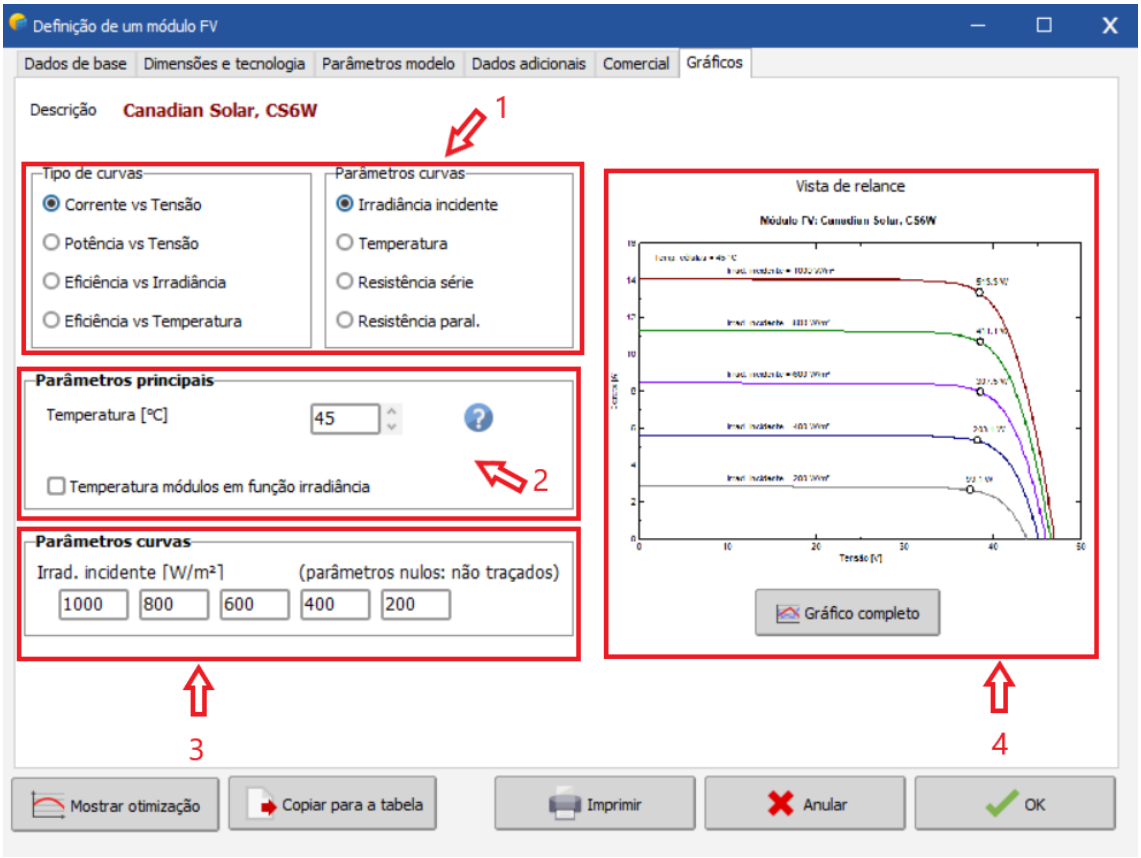
(2) Temperatura ambiente, variável fundamental para simulações realistas;

(3) Níveis de irradiação solar considerados na simulação;

(4) Gráficos gerados automaticamente, que ilustram o comportamento do módulo sob diferentes combinações de irradiação e temperatura, permitindo a análise detalhada da performance.

É através desta janela que é possível identificar o comportamento da placa solar inserida no programa, de acordo com os dados preenchidos em janelas anteriores. O software simula e demostra de forma prévia o comportamento individual baseado em faixas de parâmetros desejados.

Figura 13 - Gráficos gerados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.2 Projeto por área disponível e potência desejada

O software permite um dimensionamento de acordo com a área disponível e a potência nominal total desejada, como mostrado na Figura 14. Os campos verificados são:

(1) Campo para inserção dos parâmetros principais: área e potência alvo do sistema;

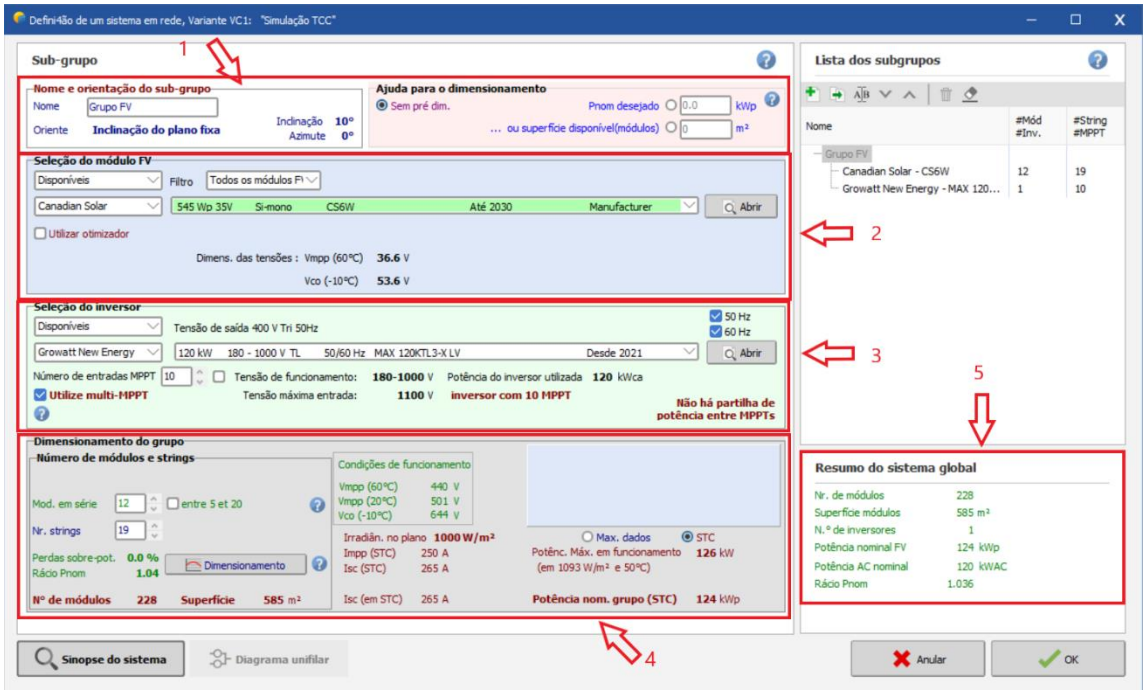
(2) Seção destinada à seleção dos módulos solares;

(3) Área para escolha dos inversores e definição das características de operação;

(4) Indicação automática do software sobre a adequação das configurações propostas, sinalizando se os equipamentos e arranjos satisfazem os parâmetros estabelecidos;

(5) Painel com valores calculados automaticamente com base na configuração, fornecendo ao projetista informações essenciais para ajustes, como recomendação de novos arranjos ou alterações de equipamentos, com o objetivo de otimizar a performance do sistema.

Figura 14 - Aba de parâmetros de dimensionamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É por meio desta aba que é feito o arranjo do sistema, escolhendo os painéis fotovoltaicos, os equipamentos de conversão e suas características de operação (destaques 2 e 3 na Figura 14). Logo abaixo, no canto esquerdo, têm-se uma área destinada ao dimensionamento do grupo, sendo informado o número de módulos em série e a quantidade de *strings* formadas por esse sistema, com a opção de poder ver graficamente o dimensionamento antes de decidir sobre os arranjos finais do projeto (destaque 4 na Figura 14).

As características apresentadas levam à conclusão de que o *PVsyst* é a ferramenta mais robusta e confiável para simulações técnicas, especialmente quando o projeto precisa ser validado tecnicamente considerando modelagem detalhadas de *strings*, permitindo configurações complexas com múltiplo inversores e arranjos. O software é considerado uma referência global em termos de confiabilidade dos

resultados para estimativas de geração de energia, incorporando a análise de perdas elétricas e de desempenho do sistema. Esses aspectos podem ser observados nos resultados apresentados nos relatórios, como ilustrado na Figura 15, na qual são apresentados os índices de desempenho normalizados, calculados e registrados mensalmente ao longo de um ano completo de simulação.

Figura 15 - Dados de geração estimada.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	186.6	76.54	27.95	176.5	171.9	14693	14468	0.820
Fevereiro	161.8	79.90	28.30	157.4	153.6	13156	12963	0.824
Março	183.6	83.50	28.19	184.4	180.3	15372	15153	0.822
Abril	155.4	68.73	27.28	161.3	157.7	13508	13313	0.825
Maio	141.1	66.84	26.86	151.4	147.7	12782	12596	0.832
Junho	124.5	60.34	25.43	134.9	131.6	11500	11329	0.840
Julho	128.6	60.11	25.20	138.7	135.4	11796	11617	0.838
Agosto	153.2	77.67	25.39	160.8	157.2	13691	13499	0.839
Setembro	161.1	70.72	25.85	164.0	160.5	13820	13614	0.830
Outubro	178.3	85.26	27.04	175.5	171.2	14724	14510	0.827
Novembro	196.4	73.60	27.27	186.6	181.7	15551	15330	0.822
Dezembro	191.9	81.19	27.93	180.2	175.5	15046	14829	0.823
Ano	1962.4	884.42	26.88	1971.7	1924.3	165639	163222	0.828

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		

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros indicados na Figura 15 são:

- Energia Produzida (E_Grid): definida como a energia injetada na rede, já considerando as perdas no inversor e nos cabos de corrente alternada.
- Produção Específica: definida como a razão entre a energia produzida e a potência nominal do arranjo fotovoltaico (P_{nom} nas STC). Representa um indicador do potencial do sistema, levando em consideração as condições de irradiação (orientação, localização e condições meteorológicas).
- Índice de performance ou Taxa de Desempenho (PR): é um indicador de qualidade do próprio sistema, independente da irradiância de entrada.

Matematicamente é definido como a razão entre a energia total real produzida pelo sistema e a energia produzida caso o sistema estivesse operando sempre com potência nominal (P_{nom}), ou seja:

$$PR = \frac{Energia\ entregue\ a\ rede\ (kWh)}{Potência\ nominal\ (kWp) x\ Irradiação\ (kWh/m^2)}$$

- EArray: é definido como a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico (entrada dos inversores).
- *GlobInc:* é a irradiação global no plano coletor, após transposição, mas sem quaisquer correções ópticas, frequentemente chamado de plano do arranjo.
- *GlobEff:* é a irradiação global efetiva, com correção para modificador de ângulo de incidência e para sombras.
- T_Amb: temperatura ambiente onde encontra-se o sistema.
- DiffHor: é a irradiação difusa horizontal do plano do coletor.
- GlobHor: é a irradiação global horizontal dos planos dos sensores.

3.2.3 Perdas consideradas

O programa também permite simulações mais personalizadas, com ajustes técnicos demonstrando resultados relacionados como degradação, *mismatch,* modelagem térmica detalhada, *strings* específicas etc. Na Figura 16, verifica-se um diagrama de perdas para o projeto dimensionado na Figura 15.

Cada perda relacionada ao sistema é de grande relevância, pois, por meio do detalhamento desses dados, o projetista compreende a viabilidade do projeto, bem como identifica pontos que podem ser ajustados e aperfeiçoados.

O diagrama de perdas apresentado resume as principais perdas que impactam o desempenho do sistema FV, desde a irradiação incidente até a energia efetivamente injetada na rede ou a ser consumida. Essas perdas são calculadas pelo programa levando em consideração dados básicos inseridos sobre módulos, inversores, localização, configurações e instalação. As perdas calculadas são:

1. Irradiação horizontal total para incidência global no plano dos sensores:

    - Acréscimo de +0,5%: Ajuste positivo relacionado à inclinação e orientação dos módulos, que aumenta a captação da irradiação.
    - Perda de -2,40%: Devido ao Modificador de ângulo de incidência (IAM), que considera a redução da eficiência na captação da luz solar quando os raios incidem em ângulos desfavoráveis sobre a superfície dos módulos.

2. Irradiação efetiva nos sensores:

    - Após os ajustes anteriores no item (1), obtém-se a irradiação efetivamente captada pelos painéis, a qual é convertida em energia elétrica com base na eficiência dos módulos (21,07% em STC na Figura 16).

3. Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC):

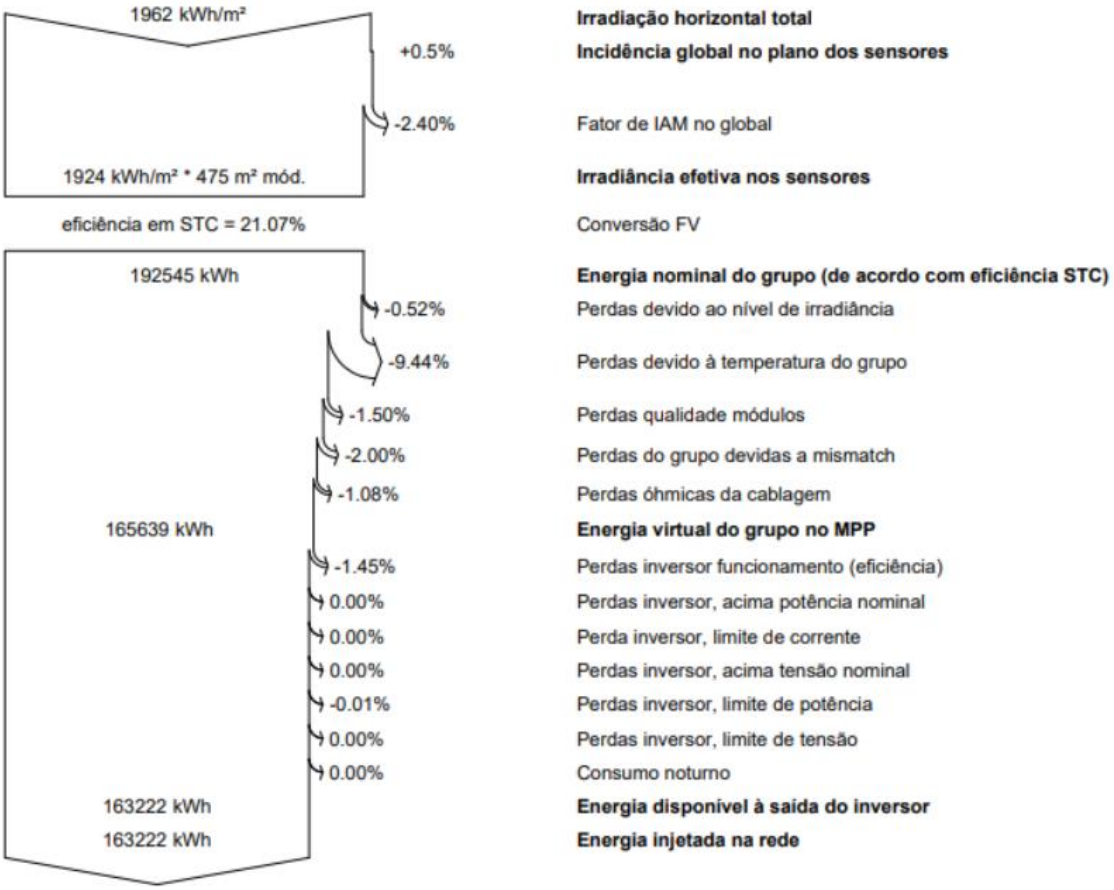
    - Perda de -0,52%: Associada à redução de desempenho quando a irradiância está abaixo dos níveis padrão de teste, afetando a eficiência dos módulos.
    - Perda de -9,44%: Devido ao aumento da temperatura dos módulos. Temperaturas elevadas reduzem a eficiência de conversão fotovoltaica.
    - Perda de 1,50%: observadas perdas associadas à qualidade dos módulos neste projeto, indicando equipamentos de não tão alta confiabilidade.
    - Perda de -2,00%: Decorrente do *mismatch*, ou seja, diferenças de desempenho entre módulos ou entre *strings*, que reduzem a eficiência global.
    - Perda de -1,08%: Referente às perdas ôhmicas, ou seja, à dissipação de energia devido à resistência dos cabos elétricos entre os módulos e os inversores.

4. Energia virtual do grupo no Ponto de Máxima Potência (MPP)

    - Perda de -1,45%: Resultante das perdas no funcionamento do inversor, principalmente devido à sua eficiência.

Perdas representadas com valor de 0,00% indicam a ausência de restrições do sistema relacionadas aos limites de potência, corrente ou tensão do inversor, assim como de perdas por consumo noturno. Ressalta-se que o inversor foi dimensionado de forma a não limitar a operação do sistema, mesmo em situações em que a geração possa superar a potência nominal de saída do equipamento condição que, em muitos casos, poderia causar perdas por saturação.

Figura 16 - Diagrama de perdas do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor.

4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTRUTURA CARPORT

Este projeto propõe a implantação de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede de baixa tensão, com o objetivo otimizar o consumo de energia elétrica nas unidades da Polícia Federal em Pernambuco. A proposta tem como objetivo reduzir significativamente os custos com energia elétrica por meio da utilização de uma solução sustentável e moderna na área de engenharia elétrica.

A instalação será realizada em uma das unidades da Polícia Federal, especificamente no Centro de Treinamento Operacional (CTO), localizado em Recife-PE, aproveitando a área destinada a estacionamento de veículos. O conceito adotado é o de geração fotovoltaica tipo *carport*, como pode ser visto na Figura 17, que consiste na instalação de estruturas metálicas cobertas por módulos solares, permitindo, simultaneamente, abrigo para os veículos e a geração de energia elétrica. Este conceito garante o uso inteligente dos recursos disponíveis, sem comprometer a perda de funcionalidade do espaço designado, permitindo uma geração limpa sem emissões de gases do efeito estufa, garantindo abrigo para os veículos de forma interessante e simples, sem perda de espaço útil para a finalidade de estacionamento.

Figura 17 - *Carport* solar.

Fonte: Adaptado de [15].

Do ponto de vista técnico, o sistema será dimensionado com base na análise do consumo energético anual médio das unidades, considerando dados históricos de faturas de energia do ano de 2022, padrões de demanda e irradiação solar da região. Estima-se que o sistema tenha a capacidade de gerar até aproximadamente 205 MWh/ano, com uma potência de geração instalada por volta de 124 kWp (kilowatt-pico), reduzindo em até 43,85% o consumo diretamente da concessionária local. Adotando duas unidades de geração de mesma configuração, é possível reduzir em até 87,70% o consumo, desconsiderando perdas por fatores externos. Neste trabalho será abordado como foi realizado o projeto de apenas uma Unidade Geradora (UG), considerando que a outra é totalmente similar.

4.1 Parametrização do projeto FV

4.1.1 Estrutura de suporte de aço galvanizado

A cobertura para veículos (*carport*), tem se tornado uma solução prática, econômica e durável para a proteção de automóveis contra intempéries. Dentre os materiais mais utilizados na construção destas coberturas, o aço galvanizado se destaca por sua resistência, durabilidade e baixo custo de manutenção. O aço passa por um processo que recebe uma camada de zinco geralmente por imersão a quente, criando uma camada protetora que evita a corrosão, prolongando a vida útil da estrutura que está exposta ao ambiente externo [22].

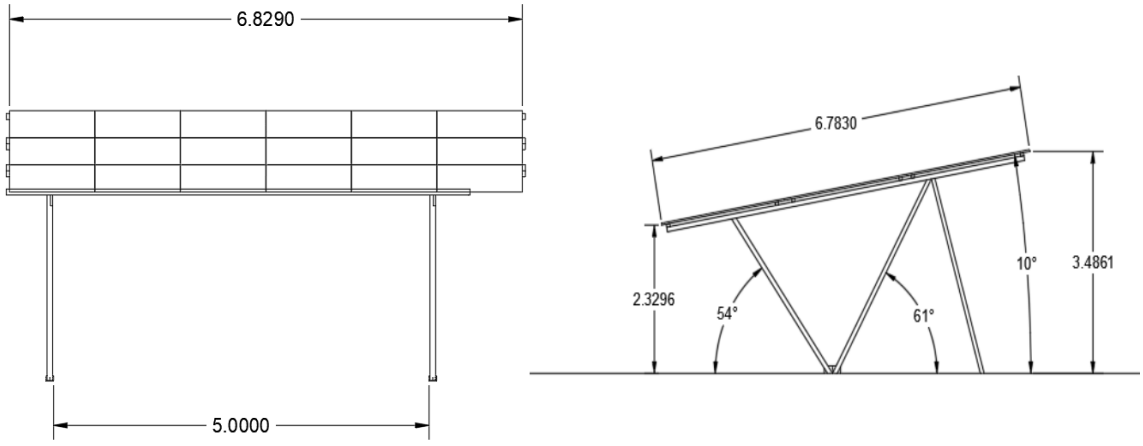
O dimensionamento de uma estrutura como esta segue os princípios da engenharia estrutural, considerando fatores como cargas, ventos e o tipo de uso. É necessário ainda a realização de um ensaio padrão de penetração SPT (*Standard Penetration Test*), que é um método de investigação do subsolo para determinar a resistência e a consistência do solo, essencial para projetos de engenharia, como fundações que serão necessárias para a fixação das estruturas. O ensaio consiste em cravar um amostrador no solo utilizando um martelo de 65 kg que cai livremente de 75 cm de altura, registrando o número de golpes necessários para penetrar 30 cm [23]. Com o resultado deste teste, o projetista obtém informações importantes para

saber a profundidade que deve ter a fundação para uma fixação adequada e segura das hastes que compõem o bloco de concreto para fixação das estruturas metálicas.

Para este projeto cada *carport* contempla 2 vagas de veículos, com altura livre para circulação. Possui um perfil em “N” com base parafusada em blocos de concreto ao chão, garantindo fixação segura e suporte adequado para a distribuição de peso dos módulos instalados em sua superfície. Essa estrutura é representada na

Figura 18.

Figura 18 - Estrutura *carport* vista frontal e lateral.



Fonte: Elaborado pelo autor.

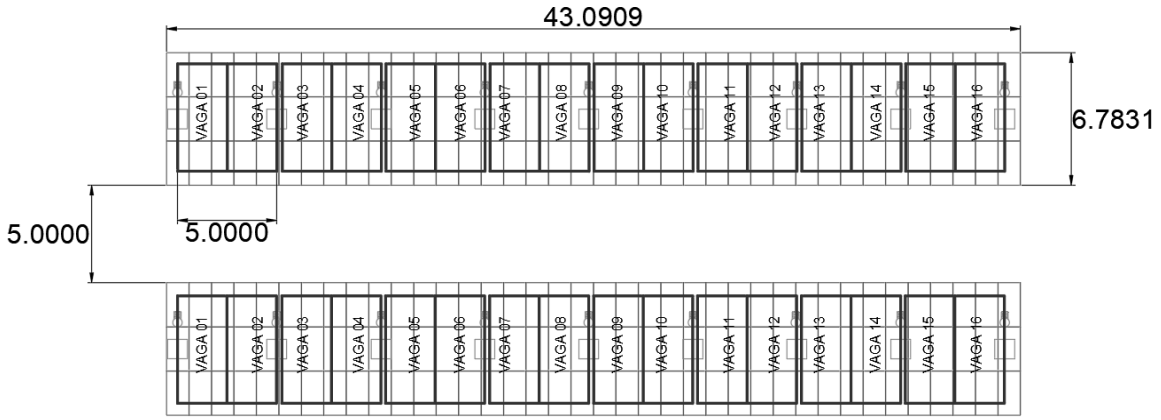
4.1.2 Divisão e layout dos carports

Após o dimensionamento estrutural foi realizado um levantamento de área disponível para a instalação do projeto, sendo uma área de 585 m² destinados ao estacionamento de veículos a céu aberto. Essa área foi então definida para a implantação do projeto de geração solar tipo *carport*. A disposição de vagas pode ser observada na Figura 19, enquanto na Figura 20 apresenta o local do estacionamento, destacado em vermelho onde será o local da UG.

O sistema foi projetado para possuir 2 fileiras, de aproximadamente 292,3 m², contemplando 16 vagas cada e comportando 114 painéis solares por fileira, abrigando um total de 32 veículos e um total 228 módulos solares. Possui 5 metros de distância

entre fileiras para garantir uma boa circulação de entrada e saída de veículos, além de prevenir possíveis sombreamentos causados pela estrutura de fileira vizinha.

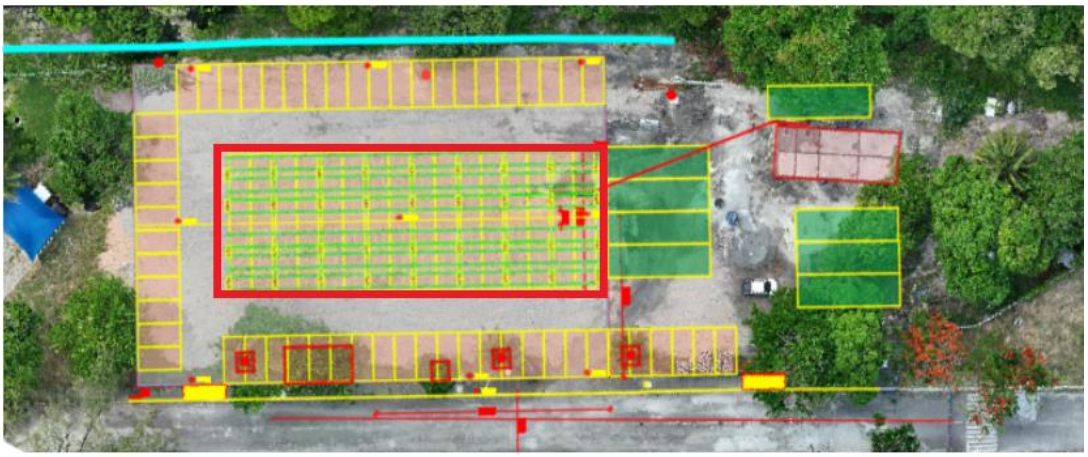
Figura 19 - Layout *carport*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme pode ser visto na Figura 20, a estrutura foi posicionada de forma centralizada no terreno. Tal decisão considerou a presença de densa vegetação arbórea nas proximidades da zona de estacionamento, a qual causa sombreamento significativo sobre os módulos fotovoltaicos, comprometendo a eficiência do sistema. Dessa forma, optou-se por um local com menor interferência, visando minimizar o sombreamento, diminuindo perdas por este fator e, ao mesmo tempo, evitou-se a necessidade de remoção da vegetação, preservando a cobertura verde existente, considerando manutenções (poda) em períodos regulares do ano.

Figura 20 - Local de instalação do *carport*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.3 Módulo

A escolha dos módulos fotovoltaicos é uma etapa fundamental no desenvolvimento de sistemas de geração de energia solar, pois influencia diretamente a eficiência, a confiabilidade e a viabilidade econômica do projeto. Diversos critérios devem ser cuidadosamente considerados nesse processo, como a potência nominal, o coeficiente de temperatura, a durabilidade, a disponibilidade no mercado e, especialmente, a relação custo-benefício.

No contexto deste projeto, os módulos da Canadian Solar foram selecionados por atenderem plenamente aos requisitos técnicos e econômicos estabelecidos. A empresa, consolidada no mercado global, é reconhecida pela confiabilidade e robustez de seus equipamentos, além de oferecer, à época da escolha, o melhor custo-benefício entre as opções disponíveis.

Outro fator determinante para a escolha foi o peso reduzido dos painéis em comparação com outras marcas, característica especialmente relevante para aplicações em *carports*. Em estruturas elevadas, como essa, a distribuição de peso impacta diretamente a confiabilidade do sistema de suporte e fixação, tornando módulos mais leves uma escolha mais segura e eficiente.

Após uma análise criteriosa das alternativas disponíveis, optou-se pela adoção dos módulos Canadian Solar modelo CS6W-545MS Half-Cell, com potência nominal

de 545 Wp (Watt-pico), conforme ilustrado na Figura 21. Essa solução representava, no momento, o melhor equilíbrio entre desempenho técnico e viabilidade econômica para a execução do projeto.

Figura 21 - Módulo solar.

Fonte: Adaptado de [26].

O modelo CS6W-545MS é classificado como *half-cell* (meia célula), o que significa dizer que suas células fotovoltaicas são fisicamente divididas ao meio. Essa configuração reduz pela metade a corrente que percorre cada célula, diminuindo assim as perdas por efeito Joule (aquecimentos internos) [7].

Além disso, os módulos *half-cell* são eletricamente organizados em duas seções independentes no mesmo módulo, o que permite um melhor desempenho em condições de sombreamento parcial, já que apenas uma parte do módulo é afetada. Como resultado, essa tecnologia proporciona maior eficiência, melhor desempenho energético ao longo do tempo e maior confiabilidade operacional [7].

Outro aspecto relevante que auxilia em um melhor desempenho é a presença de diodos de desvio (*bypass*) na caixa de junção, elemento que fica na parte traseira do módulo. Geralmente cada painel possui 3 diodos de desvio, como é visto na Figura

22. Esses dispositivos desempenham um papel fundamental na mitigação das perdas de eficiência causadas por sombreamento parcial, uma vez que permitem que a corrente elétrica contorne células sombreadas ou danificadas, evitando assim a formação de pontos quentes (*hot spots*), decorrentes da polarização reversa dessas células [27].

Quando parte da superfície do módulo é afetada pelo sombreamento, há uma redução significativa na sua capacidade de geração de energia, podendo inclusive comprometer o desempenho de todo o arranjo fotovoltaico [27].

De modo geral, quanto maior o número de diodos de *bypass*, maior será a subdivisão do módulo, o que aumenta a capacidade de minimizar perdas severas decorrentes de sombreamento superficial [27].

Figura 22 - Caixa de Junção.

Fonte: Adaptado de [24].

A características do equipamento mais relevantes são detalhadas na Tabela 3, como suas dimensões compactas e o peso reduzido. Além disso, foram consideradas análises das STC, que é disponibilizado no *datasheet* do equipamento pelo fabricante. Essas informações são importantes para a parametrização dos arranjos fotovoltaicos formados por conjunto de módulos em séries e em paralelo e para o dimensionamento de proteções para o sistema FV.

Tabela 3 - Características do painel solar.

Fabricante e Modelo	**Canadian Solar – CS6W-545MS *Half-cell***
Tipo de célula FV	Silício Monocristalino
Preço	R$ 1082,30
Eficiência	21,3%
Dimensões:	2261 x 1134 x 35 mm
Peso	27,8 kg
Número de células	144 [2 x (12 x 6)]
Condições de teste padrão (STC)	
P_{mpp}	545 W
V_{mpp}	41,5 V
I_{mpp}	13,14 A
V_{oc}	49,4 V
I_{sc}	13,95 A
Coeficiente de temperatura ($m\mu I_{sc}$)	0,05% / °C
Temperatura de Operação	-40°C a +85°C

Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir de uma pesquisa de mercado realizada em 2023, conforme Tabela 4, verificou-se que os módulos Canadian Solar - CS6W-545MS Half-Cell apresentavam o melhor custo-benefício entre as opções com potências similares disponíveis no mercado. Essa análise comparativa reforçou a escolha do equipamento, considerando tanto o desempenho técnico quanto a viabilidade econômica para o projeto.

Tabela 4 - Cotações de módulos.

Fornecedor		**OuroLux**	**upperseg**	**EnergiaTotal**
CNPJ		05.393.234/0001-60	17.354.683/0001-88	17.586.877/0001-09
Telefone		(+55) (11) 2172-1000	(+55) (43) 3024-5144	(+55) (65) 3665-0858
Fabricante / Modelo		Canadian/CS6W-545MS	Canadian/CS6W-545MS	Canadian/CS6W-545MS
Especif. Técnica	**Mínimo Exigido**	-	-	-
Potência	540Wp	545 Wp	550 Wp	545 Wp
Eficiência	20%	21,28%	21,30%	21,30%
Selo INMETRO	Sim	Sim	Sim	Sim
Material	Mono/Policristalino	Mono	Mono	Mono
Garantia	12 Anos	12 Anos	12 Anos	12 Anos
Valor Unitário (R$)		R$ 1.082,30	R$ 1.488,56	R$ 1.375,60
Quantidade		228	228	228
Valor Total (R$)		R$ 246.764,40	R$ 339.391,68	R$ 313.636,80

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.4 Inversor

O inversor de potência tem como principal função converter ou transformar a energia gerada em corrente contínua (CC) pelos módulos fotovoltaicos em energia de corrente alternada (CA), ajustando automaticamente os parâmetros de tensão e frequência para torná-los compatíveis com as exigências da rede elétrica local.

Neste projeto, foi selecionado o inversor da empresa Growatt New Energy, fabricante amplamente consolidada e reconhecida internacionalmente pela confiabilidade e qualidade de seus equipamentos. O modelo adotado foi o MAX 120KTL3-X LV, ilustrado na Figura 23, considerado o mais adequado às necessidades do sistema, tanto pelo ótimo custo-benefício, conforme demonstrado na pesquisa de mercado ilustrada na Tabela 5, quanto por suas características técnicas avançadas.

Figura 23 - Inversor MAX100-125KTL3-X LV.

Fonte: Growatt New Energy.

Entre os diferenciais do equipamento, destaca-se a ampla faixa de tensão de operação e a presença de 10 Rastreadores de Ponto de Máxima Potência (MPPTs). Cada MPPT possuindo duas entradas independentes de *strings*, o que proporciona maior flexibilidade no dimensionamento, na segmentação e na orientação dos arranjos FV.

Esses MPPT’s favorecem o desempenho do sistema em condições variadas de irradiação e temperatura, sempre buscando o melhor ponto de operação para os equipamentos associados. Essa configuração disponibilizada pelo equipamento

favorece um controle mais preciso e eficiente das *strings*, contribuindo para a maximização da geração de energia.

Durante a análise comparativa apresentada na Tabela 5, com outras marcas como a Canadian Solar, observou-se que alguns modelos oferecem apenas um único MPPT, o que reduz a capacidade de adaptação do sistema. Outros equipamentos de conversão com até 12 MPPTs apresentaram especificações técnicas mais restritivas ou menos compatíveis com os critérios do projeto. Também se verificou que a faixa de potência nominal entre os modelos avaliados varia de 100 kW a 125 kW, sendo os modelos disponíveis representados pelo maior valor de potência.

Tabela 5 - Cotação de inversores.

Fornecedor		**MERCADO LIVRE**	**MagazineLuiza**	**MERCADO LIVRE**
CNPJ		03.007.331/0001-41	47.960.950/1088-36	03.007.331/0001-41
Fabricante / Modelo		Canadian Solar	Growatt MAX 120KTL3-X LV	Growatt max 125KTL3-X LV
Especif. Técnica	**Mínimo Exigido**	-	-	-
Potência	100 kVA	125 kW	120 kW	125 kW
Eficiência	97%	98,50%	98,40%	98,30%
N° MPPT's	10	1	10	10
Faixa de tensão	-	200-1100V	180-1000V	180-1000V
Garantia	5 Anos	5 Anos	10 Anos	10 Anos
Valor Unitário (R$)		R$ 34.407,99	R$ 43.302,06	R$ 54.488,00
Quantidade		1	1	1
Valor Total (R$)		R$ 34.407,99	R$ 43.302,06	R$ 54.488,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a relação custo-benefício dos equipamentos disponíveis, a utilização de microinversores mostrou-se economicamente inviável à época de 2023 para o porte do sistema em questão. Cada microinversor era capaz de atender, em média, dois módulos fotovoltaicos e apresentava um custo unitário aproximado de R$ 1.200 e R$ 3.300, o que, para o total de 228 módulos do projeto, resultaria em um investimento estimado em torno de R$ 136.800 podendo chegar até R$ 3.300 apenas em inversores. Esse valor representa quase que o triplo do custo de aquisição de um inversor central convencional de potência nominal entre 120 e 125 kW, cujo preço médio no mesmo período variava entre R$ 50.000 e R$ 55.000. Além disso, o uso de

microinversores implicaria em maior complexidade de instalação, manutenção e gerenciamento operacional. Dados ilustrados na Tabela 6.

Tabela 6 - Comparação microinversores vs. inversor central

Item	Microinversores	Inversor Central (120-125kW)
Módulos atendidos	2 módulos	228 Sistema completo
Quantidade necessária	114 unidades	1 unidade
Preço unitário médio	R$ 1.200 – R$ 3.300	R$ 40.000 – R$ 55.000
Preço total estimado	R$ 136.800 – R$ 376.200	R$ 40.000 – R$ 55.000
Complexibilidade da instalação	Alta	Média
Manutenção	Distribuída por unidade	Centralizada
Viabilidade para o sistema	Baixa	Alta

Fonte: Elaborado pelo autor.

O inversor MAX 120KTL3-X LV possui potência nominal de 120 kW CA, distribuída entre os 10 MPPTs, o que representa aproximadamente 10% da capacidade total por MPPT e opera dentro de uma faixa de tensão de 180 V a 1000 V, o que exige que o dimensionamento das *strings* seja realizado de forma a garantir uma tensão mínima de 180 V, que geralmente está associada a condições de alta temperatura dos módulos e que o limite de 1000 V não seja ultrapassado em temperaturas mais baixas. Essa faixa operacional assegura tanto a segurança elétrica quanto o desempenho ideal do sistema.

As especificações técnicas completas do inversor, incluindo os principais parâmetros elétricos de entrada e saída, encontram-se na Tabela 7, servindo como base para o correto dimensionamento, instalação e operação do sistema FV.

Tabela 7 - Especificações do inversor

Max. Tensão CC	1100 V
Tensão nominal	600 V
Faixa de Tensão MPP	180V-1000V
Número de MPPTs	10
Número de String por MPPT	2
Máxima corrente de entrada por MPPT	32 A
Máxima corrente de curto-circuito por MPPT	40 A

Potência Nominal CA	120000W
Máxima Potência Aparente	132000VA
Tensão nominal CA (range)	220V/380V, 230V/400V(340-440V)
Frequência da Rede CA (range)	50/60Hz (45-55Hz/55-65 Hz)
Máxima Corrente de Saída	190,5A – 400V 200,5A – 380V
Máxima Eficiência	98,8%

Fonte: Elaborado pelo autor.

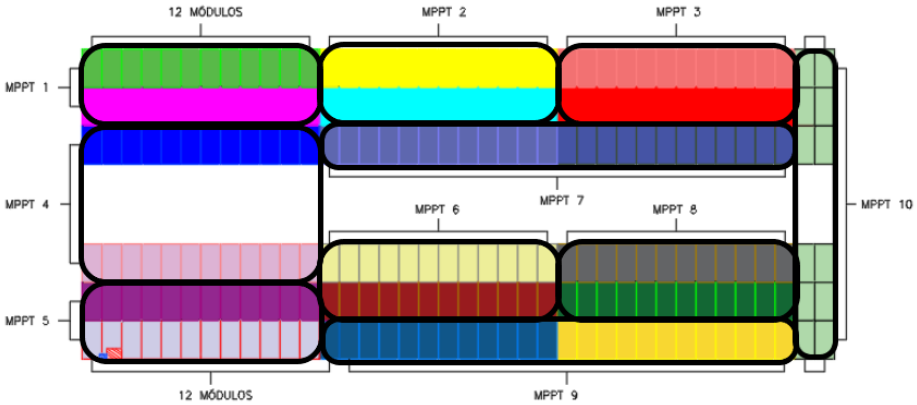
4.1.5 Configuração de strings

No dimensionamento do sistema FV, foram previstas duas fileiras de módulos fotovoltaicos, cada uma composta por 114 unidades, totalizando 228 módulos. A configuração elétrica adotada consiste em arranjos de 12 módulos conectados em série, formando um total de 19 *strings,* possuindo uma tensão de 498 V e uma corrente de 13,14 A por arranjo. Essa estrutura resulta em uma tensão nominal total do sistema próxima de 500 V e uma corrente total estimada em aproximadamente 250 A.

No arranjo do sistema apresentado na Figura 24, cada grupo de módulos representado por cores distintas corresponde a uma *string* composta por 12 módulos fotovoltaicos conectados em série. O layout das *strings* foi distribuído entre os MPPTs de forma estratégica: nove rastreadores de ponto de máxima potência foram configurados com duas *strings* cada, agrupando conjuntos de cores diferentes conforme destacado em preto na figura, enquanto um décimo MPPT foi associado a apenas uma *string*, totalizando assim 19 circuitos independentes.

Sob condições de temperatura ambiente elevada, em torno de 50 °C, observa-se uma redução na tensão de operação do sistema para aproximadamente 455 V, com corrente nominal de cerca de 253 A, resultando em uma potência total de 115 kWp. Todos os parâmetros operacionais permanecem dentro dos limites técnicos admissíveis tanto pelo inversor de potência quanto pelos demais componentes do sistema, assegurando a confiabilidade e segurança do sistema.

Figura 24 - Layout das strings.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.6 Cálculos de geração

Para o dimensionamento preliminar dos módulos fotovoltaicos, foi necessário realizar estimativas com base em parâmetros técnicos que possibilitam avaliar a capacidade de geração de energia elétrica de uma UG, bem como sua contribuição para o atendimento da demanda energética proposta.

A estimativa de geração considerou um tempo médio de insolação efetiva de 5,5 horas diárias, associado a um índice de performance global (PR) do sistema FV de aproximadamente 84,6%, parâmetro que representa a capacidade de um sistema em converter a energia solar disponível no plano dos painéis em eletricidade. Para um sistema FV, quanto mais próximo de 100% estiver este valor, mais eficaz é o sistema. No entanto, esse valor não é atingível na realidade, pois o sistema está exposto a perdas inevitáveis, como as perdas térmicas devido ao aquecimento dos módulos e perdas ôhmicas pelo próprio equipamento. Tais parâmetros são comumente utilizados na literatura para sistemas de pequeno e médio porte [25]. A partir desses valores, foi possível determinar a energia diária gerada por módulo conforme a relação a seguir:

$$P_{instalada} = 545\ Wp\ x\ 228\ (módulos) = 124{,}260\ kWp, \quad (1)$$

$$E_{diária,módulo} = P_{módulo} x\ T_{útil}\ x\ \eta \quad (2)$$

Onde:

- $P_{módulo} = potência\ do\ módulo\ solar\ (545\ Wp)$
- $T_{útil} = Tempo\ útil\ (5{,}5h/dia)$
- $\eta = índice\ de\ performance\ (84{,}6\%)$.

Substituindo os valores:

$$E_{diária,módulo} = 545\ Wp\ x\ 5{,}5\ h\ x\ 0{,}846 = 2{,}536\ kWh/dia \quad (2.1)$$

Posteriormente, a energia diária estimada para um único módulo foi multiplicada pela quantidade total instalados, totalizando 228 unidades, e pelo número de dias de um mês, considerado como 30 dias para fins de cálculo. Dessa forma, obtém-se a estimativa de energia elétrica mensal gerada, ciente de que variações sazonais podem alterar significativamente esse valor:

$$E_{mensal,total} = E_{diária,módulo}\ x\ N_{módulos}\ x\ D_{mês} \quad (3)$$

$$E_{mensal,total} = (2{,}536 kWh/dia) x\ (228\ módulos) x\ (30\ dias) = \mathbf{17345{,}453\ kWh/mês.}$$

Por fim, para estimar a geração anual de energia, têm-se:.

$$E_{anual,total} = E_{diária,módulo}\ x\ N_{módulos} x\ D_{ano} \quad (4)$$

$$E_{anual,total} = (2{,}536\ kWh/dia) x\ (228\ módulos)\ x\ (365\ dias) = \mathbf{211{,}046\ MWh/ano}$$

Portanto, estima-se que o sistema FV projetado tenha uma capacidade de geração anual aproximada de 211,046 MWh/ano, o que demonstra viabilidade para atender à demanda energética prevista no projeto.

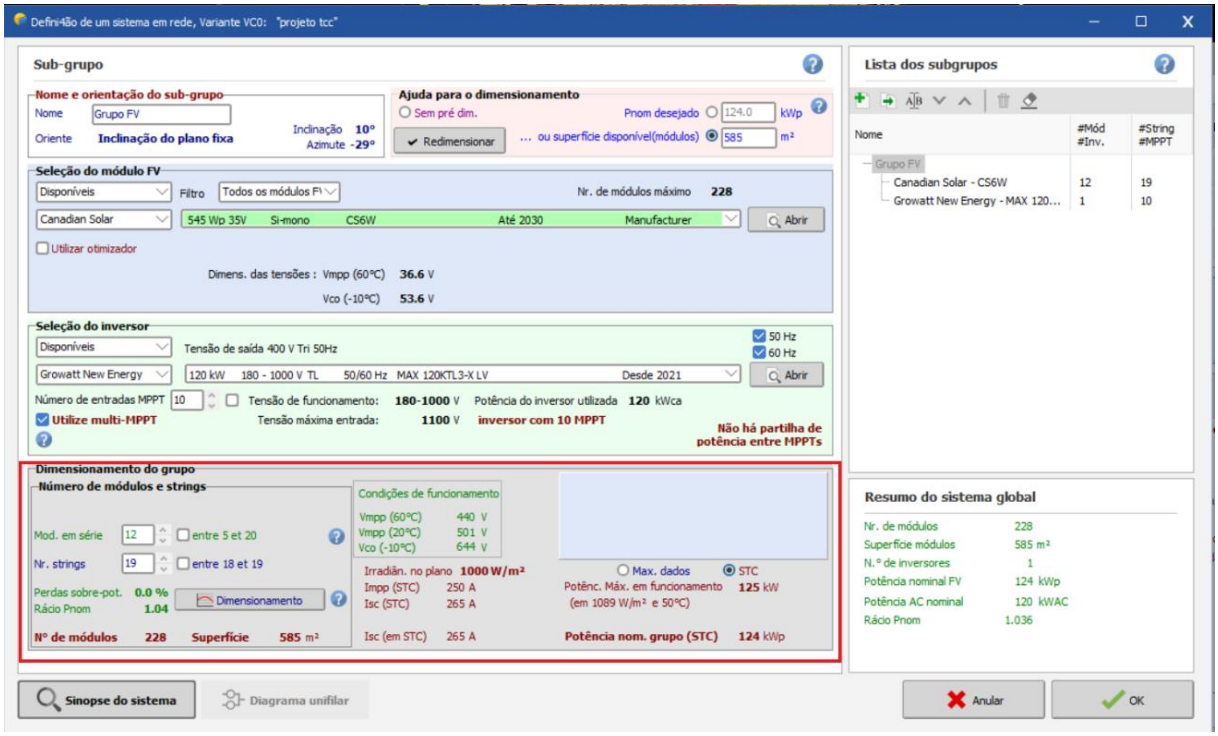
4.1.7 Resultados de simulações no PVsyst

4.1.7.1 Resultados de geração

Após elaborar o projeto foram feitas simulações no software *PVsyst* para estimar dados de geração, perdas e custos com o objetivo de obter respostas do sistema mais próximas possíveis da realidade. Essas simulações permitem validar o dimensionamento do arranjo fotovoltaico e definir as configurações ideais para os equipamentos selecionados na implantação do sistema.

Na etapa de definição do sistema, por meio da aba de configurações do *PVsyst*, é possível visualizar de forma preliminar os parâmetros de cada componente (módulos, inversores, *strings*, etc.) e ajustar as configurações conforme a topologia desejada. Essa área, destacada em vermelho na Figura 25, fornece uma visão geral e essencial para garantir a compatibilidade entre os elementos e a viabilidade técnica do projeto.

Figura 25 - Aba de definição do sistema.

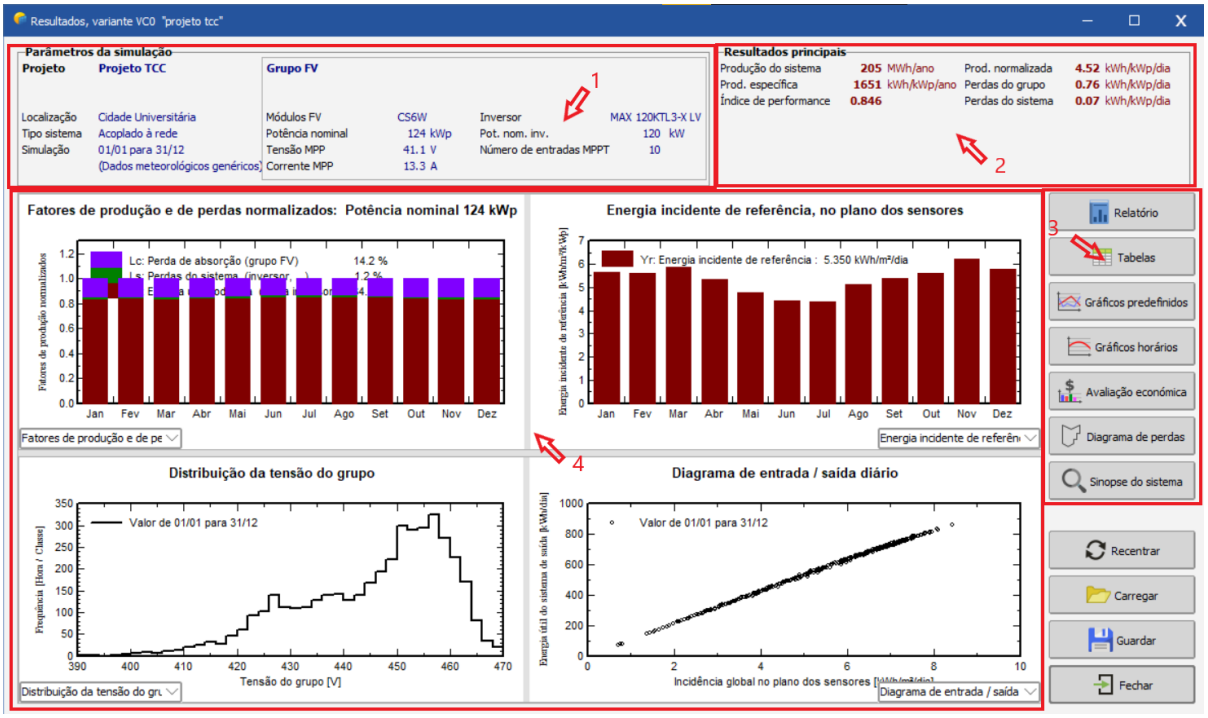


Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da imagem da Figura 26, pode-se obter os resultados após a simulação do programa, onde no destaque (1) é exibido os parâmetros da simulação, baseado nos equipamentos usados e na forma que foi dimensionado o sistema; no destaque (2) são apresentados os principais resultados, como a produção anual do sistema, perdas do grupo, índices de performance e dados de investimento; o destaque (3) é destinado a geração de relatório, tabelas e de gráficos de todo o sistema simulado, possibilitando análises mais detalhadas e personalizadas do jeito que o usuário deseja.

Já no destaque (4) são mostrados, de forma prévia, alguns gráficos elaborados pelo destaque (3), onde se apresenta características gerais do sistema.

Figura 26 - Aba de resultados das simulações.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados obtidos demonstram uma geração satisfatória de energia, bastante próxima das estimativas preliminares. Houve leves diferenças entre valores estimados por cálculos teóricos e os valores obtidos pela simulação. Isso ocorre porque, no cálculo teórico, os parâmetros de tempo útil e de rendimento são mantidos fixos.

Já em um sistema simulado esses valores possuem uma dinâmica baseada nos dados meteorológicos durante o período analisado. Alguns meses, como de maio a julho, apresentam índices menores de rendimento e de incidência solar. Isso se deve ao fato de ser período de inverno, com bastante chuvas e dias nublados. Tal abordagem reforça a viabilidade do projeto, evidenciando suas características de produção energética ao longo de 12 meses.

A Figura 27 presenta os principais parâmetros climáticos e energéticos médios mensais do sistema FV simulado, desconsiderando quaisquer sombreamentos

causados por edificações, vegetação ou obstáculos externos. Os parâmetros utilizados para a modelagem encontram-se detalhados previamente na Seção 3.2.2 deste trabalho.

De acordo com os resultados, ao longo do ano a irradiação solar horizontal total acumulada (GlobHor) foi de 1945,0 kWh/m², enquanto a irradiação efetiva corrigida no plano inclinado dos módulos (GlobEff) atingiu 1892,9 kWh/m². Essa redução de aproximadamente 2,7% é atribuída principalmente às perdas pelo fator IAM, que corrige os efeitos ópticos causados pela estrutura do vidro dos módulos.

Com base nessas condições, a energia efetiva gerada pelo arranjo fotovoltaico (EArray) ao longo de um ano foi estimada em 208.167 kWh, valor coerente com o que é apresentado no diagrama de perdas (Figura 28), evidenciando consistência entre os dados simulados de entrada e os resultados obtidos.

Dessa produção anual, de acordo com o balanço energético do sistema:

- 467.821 kWh/ano correspondem à demanda energética média anual das unidades da Polícia Federal de Pernambuco, utilizada como base de consumo para a simulação (E_User);
- 49.070 kWh/ano foram injetados na rede elétrica (E_Grid) como excedente de geração, energia produzida durante o dia que não foi consumida instantaneamente, sendo destinada ao sistema de compensação via créditos energéticos.

A energia total efetivamente disponível na saída do inversor (E_Solar) foi de aproximadamente 205.200 kWh/ano, dos quais:

- 156.130 kWh/ano foram consumidos localmente (autoconsumo imediato);
- 49.070 kWh/ano foram excedentes injetados na rede.

Já o dado EFrGrid, que representa a diferença entre o consumo médio anual e a energia gerada e a consumida pela UG, foi de 311691 kWh/ano. Dado que não considera a energia excedente injetada na rede.

Esses dados permitem avaliar o desempenho do sistema quanto ao suprimento da demanda e ao aproveitamento da energia gerada, contribuindo para o

dimensionamento eficiente e o retorno econômico do projeto por meio da compensação da energia injetada.

Figura 27 - Principais resultados do sistema.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	184.3	73.30	27.94	175.1	169.3	18494	39733	13662	4554	26071
Fevereiro	160.5	80.39	28.30	157.6	153.0	16736	35888	12528	3968	23359
Março	181.5	77.03	28.19	182.3	177.1	19274	39733	14044	4964	25689
Abril	154.8	64.01	27.28	160.8	156.4	17124	38451	12560	4323	25891
Maio	139.8	63.51	26.86	148.4	143.7	15858	39733	12378	3253	27354
Junho	123.8	57.47	25.44	132.9	128.6	14338	38451	11374	2758	27077
Julho	127.2	57.83	25.20	136.0	131.7	14659	39733	11604	2841	28129
Agosto	151.7	72.03	25.39	159.0	154.3	17143	39733	13280	3627	26453
Setembro	159.8	73.65	25.85	161.4	156.8	17303	38451	12770	4281	25681
Outubro	176.9	81.52	27.04	173.3	167.8	18455	39733	13743	4449	25989
Novembro	194.3	71.13	27.27	186.2	180.3	19727	38451	13986	5465	24465
Dezembro	190.3	79.64	27.93	179.8	173.8	19057	39733	14200	4587	25533
Ano	1945.0	851.51	26.88	1952.7	1892.9	208167	467821	156130	49070	311691

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.7.2 Resultados de perdas

Na Figura 28, verifica-se o diagrama de perdas do sistema FV, dados detalhados pelo *PVsyst*, representando a cadeia completa de conversão energética, desde a irradiação solar incidente até a energia efetivamente injetada na rede elétrica.

O diagrama inicia com a irradiação horizontal total de 1945 kWh/m², a qual sofre correções para obter a incidência global no plano dos sensores, resultando em 1893 kWh/m². Essa etapa considera perdas por inclinação, orientação e o fator IAM, responsável por uma redução de -3,07%.

A seguir, com base na eficiência dos módulos fotovoltaicos sob STC (21,28%) e na área total instalada (585 m²), obtém-se a energia nominal gerada, estimada em 235.487 kWh. Neste ponto, destacam-se perdas relevantes como:

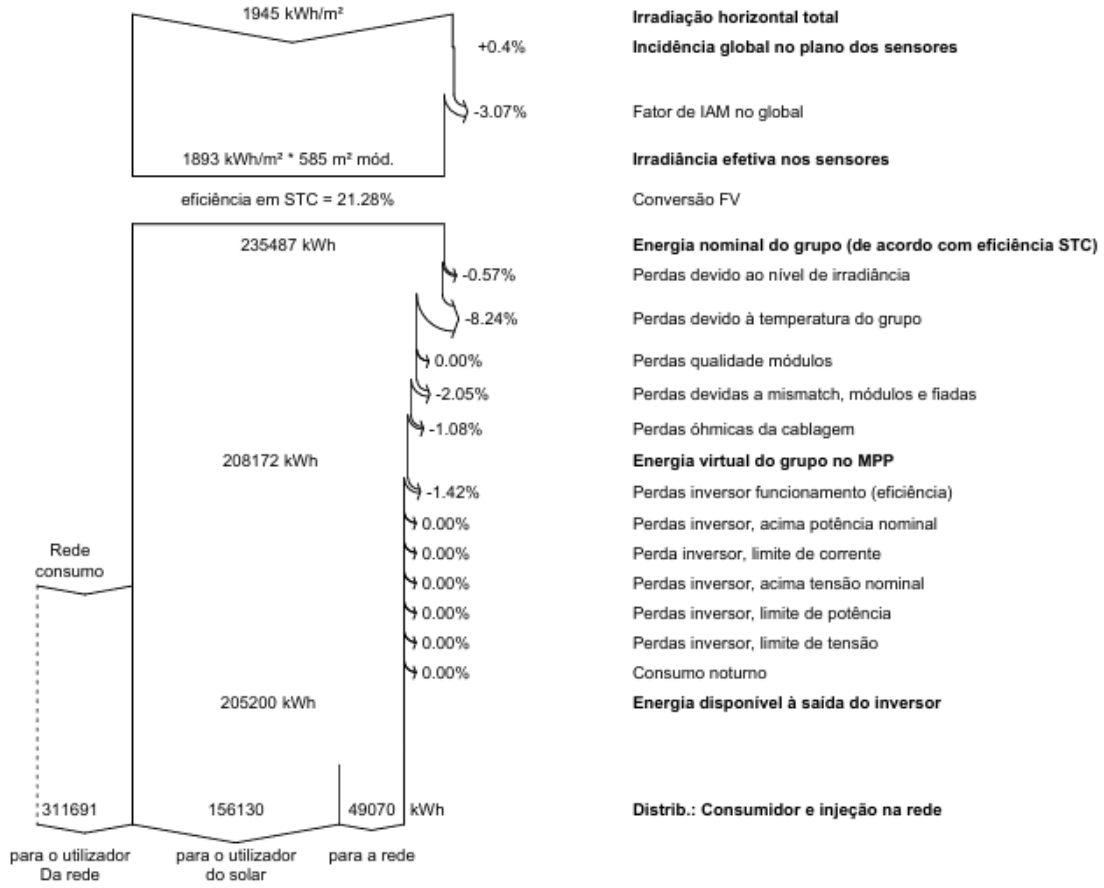
- Perdas por temperatura (-8,24%), que influencia de forma significativa o desempenho dos módulos.

- Perdas por mismatch entre módulos e fileiras (-2,05%) e perdas ôhmicas na cablagem (-1,08%), ambas associadas ao layout e à qualidade do sistema elétrico. 63
- Perdas devido ao nível de irradiância (-0,57%), relacionadas à variação das condições reais em comparação a STC.

Após essas perdas, obtém-se a energia virtual no MPP, totalizando 208.172 kWh/ano. Ainda há uma redução de -1,42% referente à eficiência de conversão do inversor, levando a uma energia disponível na saída do inversor de 205.200 kWh (205,2 MWh/ano). Por fim, essa energia é distribuída entre o consumo interno (156.130 kWh) e a energia excedente injetada na rede (49.070 kWh).

Esse tipo de análise permite identificar de forma detalhada e quantitativa os principais fatores que impactam o desempenho do sistema FV, sendo uma ferramenta essencial para otimizações futuras, melhoria no arranjo dos componentes e aumento do retorno energético e econômico do projeto.

Figura 28 - Perdas do sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.7.3 Resultado financeiro

A Tabela 8 apresenta a análise financeira do sistema FV projetado exclusivamente para a injeção de energia na rede da distribuidora, ao longo de um período de 20 anos. A avaliação considera um investimento inicial aproximado de R$ 659.542,00, onde deste valor cerca de R$ 246.764.40 foi investido na aquisição dos painéis FV e R$ 43.302,06 na aquisição do inversor solar, o restante foi estimado em precificação da estrutura de suporte, de serviços e mão de obra como: instalação, preparação do terreno, estudos e análises, acessórios, fixações e engenharia. Preços dos equipamentos e serviços em geral foram inseridos no programa desconsiderando valores de impostos e de inflação.

A tabela detalha os fluxos anuais de receita provenientes da venda de eletricidade, custos fixos de operação, subsídio de amortização, rendimento tributável (não aplicável neste caso), e o lucro líquido anual após amortizações e deduções. A tarifa de venda da energia foi fixada em aproximadamente R$ 0,26/kWh, com base na energia injetada e nos valores de mercado estimados para o período.

Observa-se que o investimento é gradualmente recuperado ao longo dos anos, evidenciado pela coluna de lucro acumulado. O *payback* simples é atingido no oitavo ano, com recuperação completa do capital investido em cerca de 8,5 anos, quando o lucro acumulado se torna positivo.

A partir deste ponto, o sistema passa a gerar lucro líquido real, reforçando sua viabilidade financeira. Ao final do ciclo de 20 anos, o retorno acumulado atinge aproximadamente R$ 1.002.467,00, representando um retorno total de 252% sobre o investimento inicial. Esse desempenho demonstra não apenas a viabilidade econômica do sistema, mas também sua atratividade como investimento em energia limpa e sustentável.

As cores aplicadas na tabela auxiliam na visualização do desempenho financeiro ao longo do tempo, destacando os períodos de recuperação e rentabilidade crescente do projeto.

Tabela 8 - Análise financeira.

Ano	Venda de eletricidade	Fundos próprios	Custos de operação	Subsidio de amortização	Poupança	Lucro acumulado	% amortec.
0	0	659.542	0	21.817	0	-659.542	0.0%
1	12.993	0	16.100	21.817	77.111	-585.538	11.2%
2	13.123	0	16.100	21.817	77.882	-510.632	22.6%
3	13.255	0	16.100	21.817	78.661	-434.817	34.1%
4	13.387	0	16.100	21.817	79.448	-358.082	45.7%
5	13.521	0	16.100	21.817	80.242	-280.419	57.5%
6	13.656	0	16.100	21.817	81.044	-201.818	69.4%
7	13.793	0	16.100	21.817	81.855	-122.271	81.5%
8	13.931	0	16.100	21.817	82.673	-41.767	93.7%
9	14.070	0	16.100	21.817	83.500	39.703	106.0%
10	14.211	0	16.100	21.817	84.335	122.149	118.5%
11	14.353	0	16.100	21.817	85.179	205.581	131.2%
12	14.496	0	16.100	21.817	86.030	290.007	144.0%
13	14.641	0	16.100	21.817	86.891	375.439	156.9%
14	14.788	0	16.100	21.817	87.760	461.886	170.0%
15	14.936	0	16.100	21.817	88.637	549.359	183.3%
16	15.085	0	16.100	21.817	89.523	637.867	196.7%
17	15.236	0	16.100	21.817	90.419	727.422	210.3%
18	15.388	0	16.100	21.817	91.323	818.033	224.0%
19	15.542	0	16.100	21.817	92.236	909.711	237.9%
20	15.697	0	16.100	21.817	93.159	1.002.467	252.0%
Total	**286.101**	**659.542**	**322.000**	**436.348**	**1.697.908**	**1.002.467**	**252.0%**

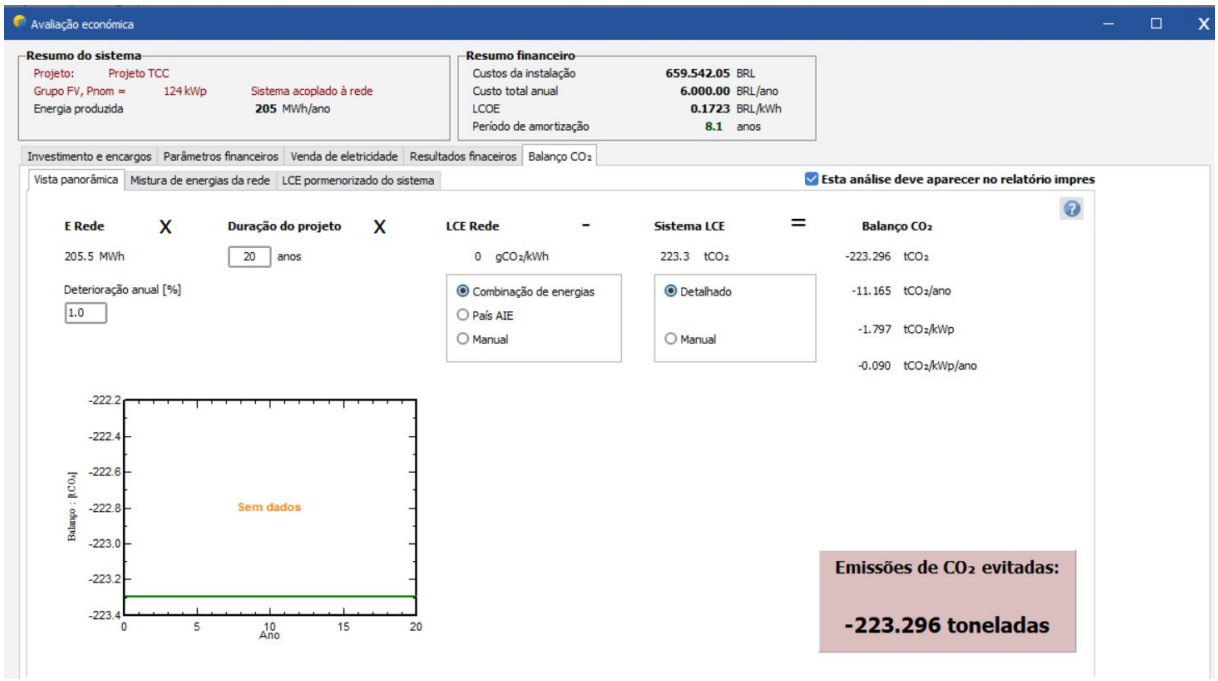
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.7.4 Resultado de sustentabilidade

No quesito de sustentabilidade é possível obter do software um balaço de emissões de CO_2, ilustrado na Figura 29. Este recurso permite quantificar o impacto ambiental positivo da implantação de um sistema de geração solar, reforçando a sua contribuição para a sustentabilidade.

De acordo com os dados, ao longo de 20 anos de operação, o sistema será capaz de evitar a emissão de aproximadamente 223,3 toneladas de CO_2, o que equivale a uma economia média de 11,165 tCO_2 por ano. Esses números são calculados com base na substituição da energia proveniente da rede elétrica, gerada por termelétricas que utilizam combustíveis convencionais, por energia limpa e renovável proveniente dos módulos FV. Isso permite ao usuário não apenas realizar uma análise econômica, mas também mensurar de forma clara o benefício ambiental do projeto.

Figura 29 - Balanço de emissões de CO_2.

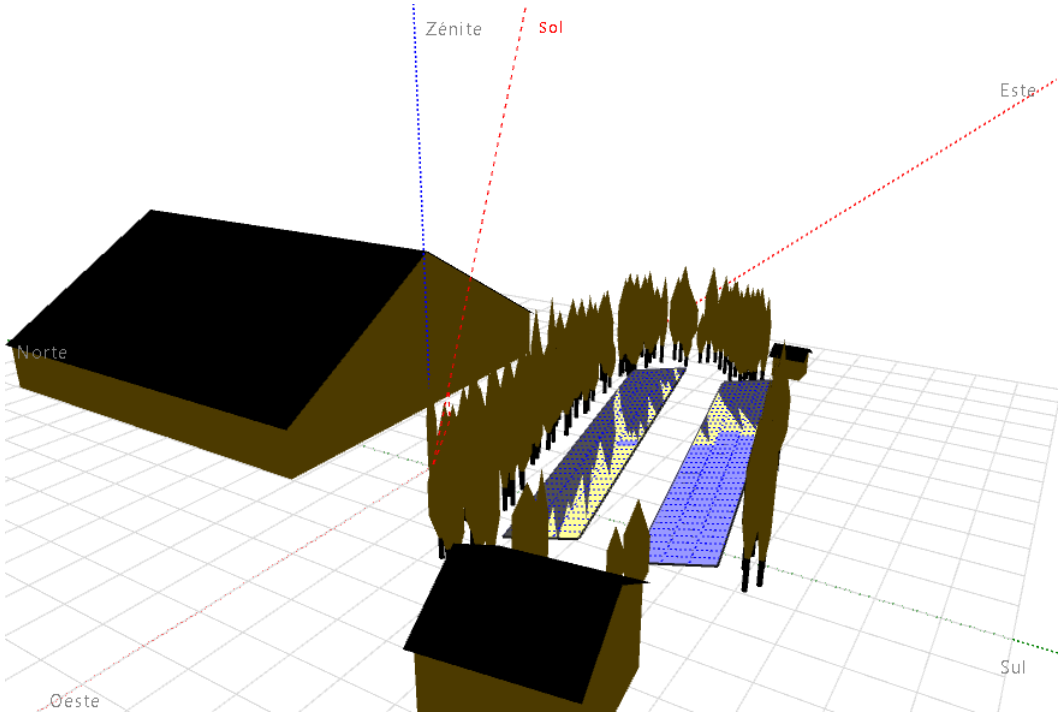


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.8 Simulações com ocorrência de sombreamento no sistema

Foram realizadas simulações do sistema FV considerando a presença de sombreamentos causados por elementos externos, como edificações próximas e principalmente pela vegetação local, conforme exemplificado na Figura 30, que ilustra a projeção de sombras matutinas incidentes, por volta das 7h da manhã. Tais condições resultam em uma redução significativa da capacidade de conversão energética do sistema, uma vez que a obstrução parcial ou total da radiação solar direta sobre os módulos fotovoltaicos compromete a eficiência na captação da irradiação. Ressalta-se que os módulos estão suspensos a cerca de 2,39 metros de altura, simulando a altura mínima do *carport* com a angulação de 10°.

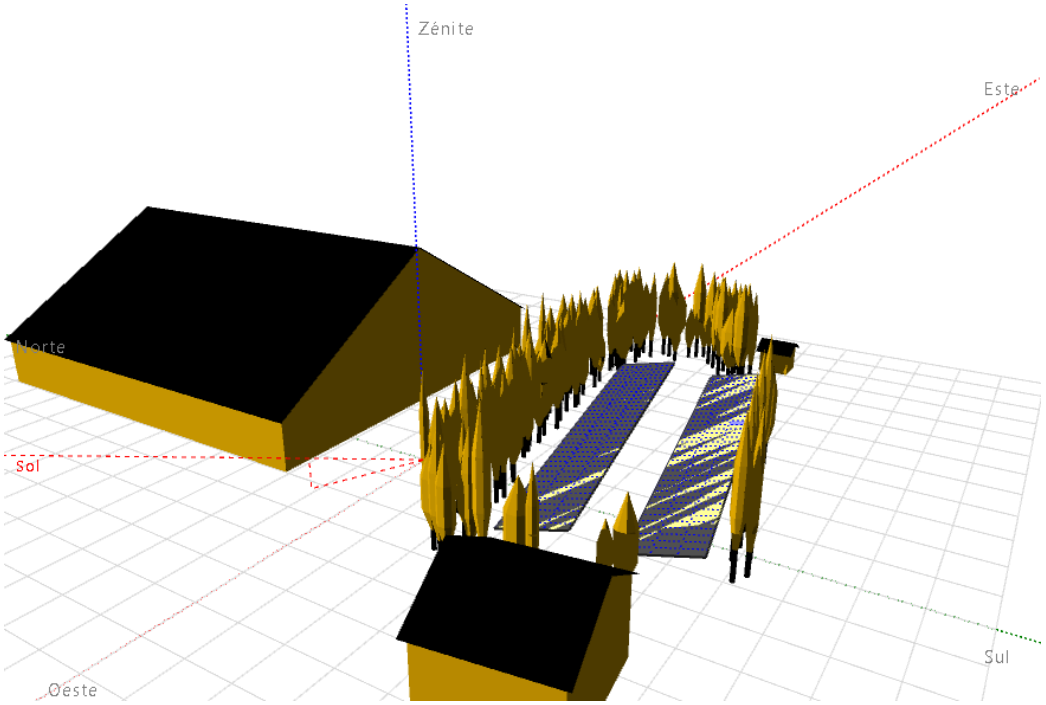
Figura 30 - Sistema com sombreamento 7h da manhã.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste cenário, a presença destes elementos externos adjacentes resulta projeção de sombras que causam interferências parciais ou totais sobre um ou mais módulos FV em determinados períodos do dia. Por exemplo na Figura 31, verifica-se sombras no período vespertino, às 16h, horário considerado crítico, onde a incidência de sombras torna-se bastante significativa para a performance do sistema. Essa condição implica em perdas de geração mais significativas em relação ao sistema analisado anteriormente, que não apresentava interferências por obstrução da luz do sol, devido fatores como vegetação e edificações próximas. A análise comparativa revela que os efeitos do sombreamento não apenas reduzem a energia gerada, mas também afeta indicadores de desempenho do sistema, como o índice PR.

Figura 31 - Sombreamento das 16h.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.8.1 Resultado de geração do sistema com sombreamento

A Figura 32, apresenta a tabela de balanço energético anual do sistema FV considerando as condições de bloqueio da irradiância direta do sol provocadas por vegetação e edificações próximo a UG.

Observa-se que a produção anual de energia efetiva à saída do arranjo fotovoltaico (EArray) totaliza 175.524 kWh, refletindo o impacto das perdas por sombreamento sobre a conversão da irradiação solar em energia elétrica. Essa redução, apontada por volta de -15,7% da produção virtual do MPP do sistema sem interferência de sombras, está diretamente relacionada à diminuição da irradiação global efetiva (GlobEff), que contabiliza os efeitos de sombras e perdas por ângulo de incidência (IAM).

Figura 32 - Resultados principais do sistema com sombreamento.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	184.3	73.30	27.94	174.2	153.4	15859	39733	12303	3308	27429
Fevereiro	160.5	80.39	28.30	156.0	138.8	14819	35887	11470	3130	24418
Março	181.5	77.03	28.19	182.1	162.2	17188	39733	12723	4221	27010
Abril	154.8	64.01	27.28	161.5	140.2	14455	38451	11078	3164	27373
Maio	139.8	63.51	26.86	149.8	121.8	12190	39733	10303	1699	29430
Junho	123.8	57.47	25.44	134.4	105.7	10511	38451	9244	1100	29207
Julho	127.2	57.83	25.20	137.0	109.7	10967	39733	9500	1290	30233
Agosto	151.7	72.03	25.39	160.0	135.4	14025	39733	11505	2316	28228
Setembro	159.8	73.65	25.85	163.2	144.2	15409	38451	11620	3555	26831
Outubro	176.9	81.52	27.04	174.1	154.8	16587	39733	12611	3732	27122
Novembro	194.3	71.13	27.27	184.4	165.1	17257	38451	12776	4232	25674
Dezembro	190.3	79.64	27.93	178.6	157.2	16258	39733	12844	3175	26889
Ano	1945.0	851.51	26.88	1955.4	1688.5	175524	467819	137976	34923	329843

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

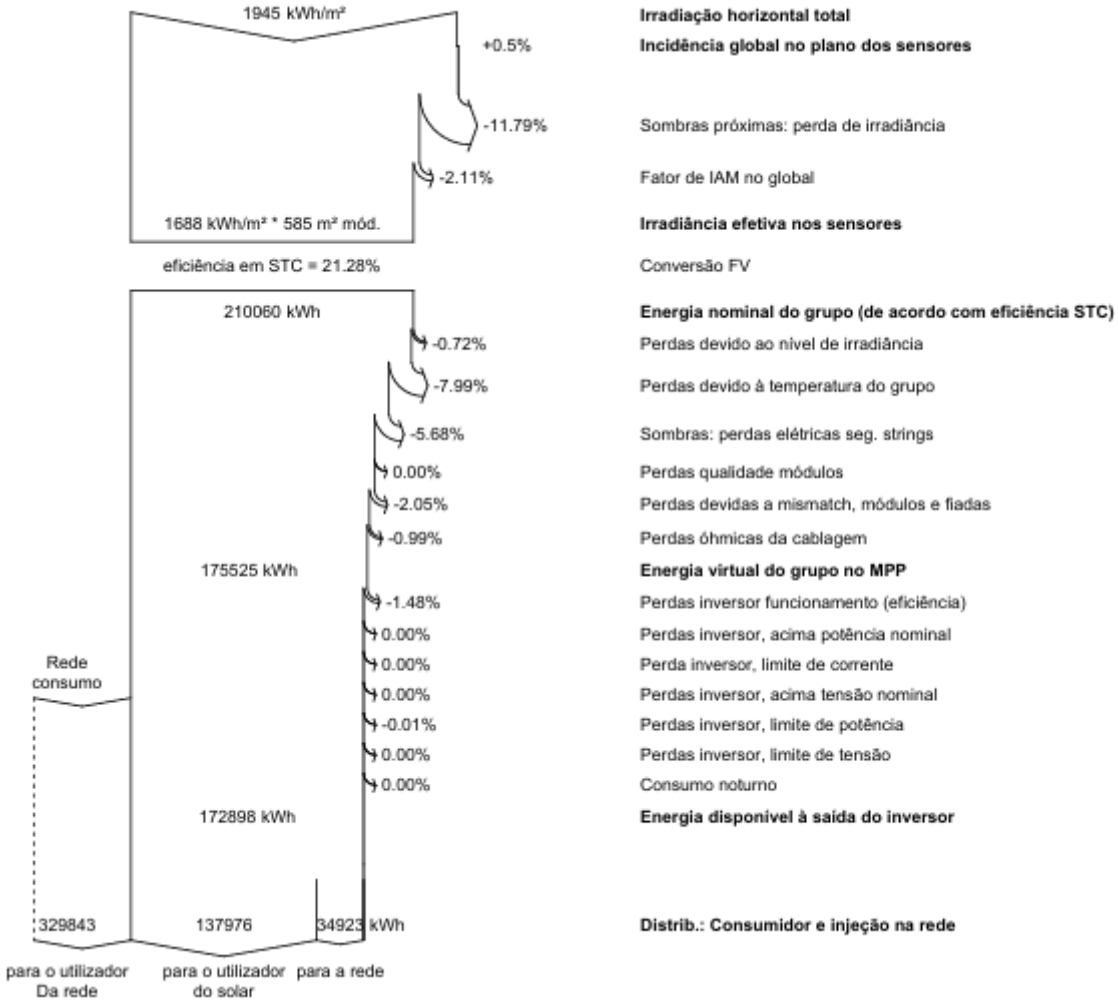
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.8.2 Resultado de perdas do sistema com sombras próximas

O diagrama da Figura 33, mostra com mais detalhes o quanto de perda de produção foi gerado devido a sombras próximas ao sistema FV. Observa-se que a perda por sombreamento direto, associada à obstrução da irradiância solar incidente, foi da ordem de 11,79%, constituindo uma das maiores contribuições negativas no desempenho do sistema. Essa perda ocorre ainda na etapa de incidência global no plano dos sensores, refletindo a obstrução parcial da radiação solar por objetos como edificações e vegetação local, comprometendo significativamente a energia disponível para conversão.

Além disso, o diagrama ilustra outras perdas relevantes ao longo do processo, como aquelas atribuídas à temperatura do grupo FV (-7,99%), perdas ôhmicas na cablagem (-0,99%), valores um pouco menores que no sistema anterior devido a menor incidência solar direta, consequentemente menor temperatura do arranjo, e perdas associadas ao desempenho dos equipamentos de conversão. Ao final da cadeia, a energia efetivamente disponível à saída do inversor soma 172.899 kWh, dos quais 137.976 kWh são utilizados diretamente pelo consumidor e 34.923 kWh são injetados na rede elétrica, conforme evidenciado na base do diagrama e comparado com sistema anterior na Tabela 9.

Figura 33 - Diagrama de perdas do sistema com interferência de sombras.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 - Comparativo de geração entre sistemas com e sem projeção de sombras.

Dados	Sistema sem sombreamento	Sistema com sombreamento
Enegia gerada pelo arranjo FV (EArray)	208.167 kWh	175.524 kWh
Energia gerada e instantaneamente consumida (E_Solar)	156.130 kWh	137.976 kWh
Energia excedente injetada na rede (E_Grid)	49.070 kWh	34.923 kWh
Energia Disponível na Saída do Inversor	205.200 kWh	172.898 kWh
Tempo de amortização (*Payback*)	8,5 Anos	10,2 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Este tipo de análise é fundamental para entender as limitações práticas do sistema frente às condições reais de instalação, reforçando a importância do estudo do entorno físico e da adoção de estratégias de mitigação relacionadas a obstrução da luz do sol durante o planejamento do projeto.

4.1.8.3 Resultado Financeiro do sistema com obstrução da luz solar

Em decorrência das perdas mencionadas, estima-se que o retorno financeiro do projeto seja postergado em aproximadamente três anos, totalizando um tempo de amortização de 10,2 anos. Uma menor geração de energia implica diretamente em uma redução na quantidade de energia injetada na rede e uma menor energia consumida do sistema FV, consequentemente há uma queda na receita de comercialização do excedente. Esse cenário impacta negativamente o tempo de amortização do investimento (*payback*) e reduz o lucro acumulado nos anos subsequentes ao retorno do capital investido, conforme visualizado na Tabela 10.

Tabela 10 - Análise financeira sistema sombreado.

Ano	Venda de eletricidade	Fundos próprios	Custos de operação	Subsidio de amortização	Poupança	Lucro acumulado	% amortec.
0	0	659.542	0	21.817	0	-659.542	0.0%
1	9.248	0	16.100	21.817	68.145	-598.250	9.3%
2	9.340	0	16.100	21.817	68.826	-536.183	18.7%
3	9.434	0	16.100	21.817	69.514	-473.335	28.2%
4	9.528	0	16.100	21.817	70.210	-409.698	37.9%
5	9.623	0	16.100	21.817	70.912	-345.263	47.7%
6	9.719	0	16.100	21.817	71.621	-280.022	57.5%
7	9.817	0	16.100	21.817	72.337	-213.969	67.6%
8	9.915	0	16.100	21.817	73.060	-147.094	77.7%
9	10.014	0	16.100	21.817	73.791	-79.389	88.0%
10	10.114	0	16.100	21.817	74.529	-10.846	98.4%
11	10.215	0	16.100	21.817	75.274	58.544	108.9%
12	10.317	0	16.100	21.817	76.027	128.788	119.5%
13	10.421	0	16.100	21.817	76.787	199.896	130.3%
14	10.525	0	16.100	21.817	77.555	271.876	141.2%
15	10.630	0	16.100	21.817	78.331	344.736	152.3%
16	10.736	0	16.100	21.817	79.114	418.486	163.5%
17	10.844	0	16.100	21.817	79.905	493.135	174.8%
18	10.952	0	16.100	21.817	80.704	568.691	186.2%
19	11.062	0	16.100	21.817	81.511	645.164	197.8%
20	11.172	0	16.100	21.817	82.326	722.563	209.6%
Total	**203.625**	**659.542**	**322.000**	**436.348**	**1.500.480**	**722.563**	**209.6%**

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a análise apresentada na Tabela 10, projeta-se uma redução de aproximadamente 28% na lucratividade do sistema em comparação ao cenário sem sombreamento, onde antes o valor era de R$ 1.002.467, agora é R$ 722.563 de lucro acumulado.

4.2 Possíveis melhorias do sistema

Este tópico apresenta propostas de aprimoramento do sistema anteriormente projetado, com foco na adoção de tecnologias mais recentes e eficientes atualmente disponíveis no mercado. Foi realizada uma nova simulação utilizando módulos bifaciais e de maior potência, que apresentam uma melhor relação custo-benefício em comparação aos módulos utilizados inicialmente e uma outra simulação utilizando microinversores, que podem contemplar até 4 módulos, no lugar de um inversor central.

4.2.1 Módulos bifaciais com maior potência

Os módulos fotovoltaicos bifaciais representam uma evolução tecnológica significativa no setor de geração de energia solar. Diferentemente dos módulos monofaciais convencionais, os módulos bifaciais são capazes de captar a radiação solar incidente tanto na face frontal quanto na traseira do painel, permitindo, assim, um aproveitamento energético superior por unidade instalada.

O ganho de desempenho proporcionado por esse equipamento é altamente dependente das condições de instalação. Entre os fatores que influenciam diretamente o rendimento bifacial destacam-se a refletividade do solo (albedo), a distância entre fileiras de módulos (evitando sombreamentos traseiros), a altura do painel em relação ao solo e o ângulo de inclinação da estrutura de suporte. Em cenários ideais, os ganhos adicionais de geração podem variar de 5% a 25% em comparação aos sistemas monofaciais [29].

Para o projeto considerou-se uma área útil estimada de aproximadamente 590 m², um pouco maior que a área disponível no projeto real, mas ainda viável, sobre a qual foram alocados 190 módulos bifaciais, modelo Canadian Solar

CS7N-655MB-AG com potência unitária de 655 Wp e eficiência por volta de 21,6%, cada um custando cerca de R$ 900. Os módulos foram divididos em duas fileiras, como na configuração original do projeto, onde cada fileira contemplando cerca de 85 módulos, utilizando uma área de 295 m² por fileira e 16 vagas de garagem. A configuração proposta consiste em 10 *strings* com 19 módulos em série, cada *string* conectada a um MPPT, totalizando 10 MPPTs a uma potência instalada de aproximadamente 124 kWp.

O sistema foi associado a um inversor central do fabricante Growatt New Energy, modelo MAX 125KTL3-X LV, com potência nominal de 125 kWca, 10 entradas e MPPT, faixa de operação de tensão de entrada entre 200 V e 1100 V e tensão de 380V em sua saída.

A Figura 34 apresenta os resultados obtidos na simulação realizada no software *PVsyst*, desconsiderando efeitos de interferência de sombras causadas por objetos externos, a fim de proporcionar uma análise comparativa com o cenário base inicial. Como resultado, observou-se um aumento de aproximadamente 7,4% na energia total gerada pelo arranjo fotovoltaico, considerando uma fração de radiação solar refletida por uma superfície ou objeto (albedo) de 0,3 valor que indica que apenas 30% da radiação refletida pelo solo contribui efetivamente para o ganho energético da face traseira dos módulos.

O albedo foi determinado com base nas características da superfície do terreno no local de instalação do projeto *carport*. Para a área onde será implantado o sistema de geração, considerou-se o uso de blocos de concreto intertravados (paver), cujo valor típico de albedo é 0,4. Já nas áreas adjacentes, o piso apresenta composição distinta, com elevada propensão ao acúmulo e transporte de sujeira, fator que reduz a refletividade da luz solar. Por esse motivo, para efeito das simulações, adotou-se um valor de albedo de 0,3.

Com essa configuração, estima-se um ganho de geração entre 5% e 25% em sistemas com módulos bifaciais, quando comparados a módulos monofaciais convencionais.

Figura 34 - Resultado sistema bifacial sem interferência por sombras.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Janeiro	186.6	76.54	27.95	176.6	171.7	20018	39733	14306	5392	25427
Fevereiro	161.8	79.90	28.30	157.4	153.4	17832	35888	12973	4590	22915
Março	183.6	83.50	28.19	184.1	179.8	20704	39733	14606	5798	25126
Abril	155.4	68.73	27.28	161.2	157.4	18129	38451	13175	4689	25276
Maio	141.1	66.84	26.86	151.3	147.4	17106	39733	13108	3750	26625
Junho	124.5	60.34	25.43	134.8	131.2	15367	38451	12036	3104	26415
Julho	128.6	60.11	25.20	138.6	135.1	15778	39733	11991	3547	27741
Agosto	153.2	77.67	25.39	160.7	156.9	18367	39733	13891	4217	25841
Setembro	161.1	70.72	25.85	164.1	160.4	18588	38451	13246	5056	25205
Outubro	178.3	85.26	27.04	175.6	171.1	19940	39733	14369	5280	25364
Novembro	196.4	73.60	27.27	186.7	181.7	21200	38451	14618	6276	23834
Dezembro	191.9	81.19	27.93	180.1	175.3	20552	39733	14721	5530	25012
Ano	1962.4	884.42	26.88	1971.3	1921.2	223580	467821	163040	57228	304781

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 11, apresenta um comparativo sintético entre o sistema FV original e a proposta alternativa com utilização de módulos bifaciais de maior potência, considerando o sistema com e sem sombreamento. São destacados dados relevantes de geração de energia e aspectos financeiros, permitindo uma análise comparativa entre o cenário atual e as projeções com a nova tecnologia.

Tabela 11 - Comparativo entre sistemas (Original versus Bifacial).

Dados	Sistema original	Sistema com módulos bifaciais	Sistema original com sombreamento	Sistema com módulos bifaciais com sombreamento
Enegia gerada pelo arranjo FV (EArray)	208.167 kWh	223.580 kWh	175.525 kWh	184.516 kWh
Energia gerada e instantaneamente consumida (E_Solar)	156.130 kWh	163.040 kWh	137.976 kWh	142.489 kWh
Energia excedente injetada na rede (E_Grid)	49.070 kWh	57.228 kWh	34.923 kWh	39.317 kWh
Energia Disponível na Saída do Inversor	205.200 kWh	219.805 kWh	172.898 kWh	181.806 kWh

Dados Financeiros				
Fornecedor	OuroLux	RECARGA SOLAR	OuroLux	RECARGA SOLAR
Modelo	Canadian solar CS6W-545MS	Canadian solar CS7N-655MB AG	Canadian solar CS6W-545MS	Canadian solar CS7N-655MB AG
Potência	545 Wp	655 Wp	545 Wp	655 Wp
Quantidade	228 módulos	190 módulos	228 módulos	190 módulos
Preço por painel solar	R$ 1.082,30	R$ 899,00	R$ 1.082,30	R$ 899,00
Preço Total	R$ 246.764,40	R$ 170.810,00	R$ 246.764,40	R$ 170.810,00
Tempo de amortização (*Payback*)	8,5 Anos	7,1 Anos	10,2 Anos	8,9 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se que a utilização de módulos bifaciais de maior potência proporciona um aumento modesto, porém relevante, na geração de energia elétrica. Destaca-se um incremento de aproximadamente 7,4% na energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (EArray) em condições sem sombreamento, e de 5,12% considerando a presença de sombras próximas, em relação ao sistema original. Esse acréscimo na produção energética contribui para uma maior injeção de excedentes na rede e para o aumento da energia gerada que é instantaneamente consumida pela UC, o que reduz a dependência da concessionária. Para um aumento ainda maior da geração por módulos bifaciais pode-se adaptar o terreno para possuir um solo mais reflexivo que resultaria em um aumento da taxa de albedo do equipamento.

O investimento inicial da proposta com módulos bifaciais, baseado em cotações recentes, é menor que as cotações da época, junto com uma redução na quantidade total de módulos necessários e por esses equipamentos possuírem uma maior eficiência, resultam em um retorno mais rápido do investimento. O *payback* é reduzido de 8,5 para 7,1 anos no cenário sem sombreamento, e de 10,2 para 8,9 anos no caso com interferência por sombras, evidenciando uma melhora significativa na viabilidade econômica do sistema a médio prazo.

4.2.2 Utilização de microinversores

Os microinversores solares são dispositivos semelhantes ao inversor central, utilizados em sistemas FV com a função de converter a corrente contínua (CC), gerada pelos módulos solares, em corrente alternada (CA), e injetar de forma compatível com a rede elétrica local ou utilizar para consumo instantâneo. Diferentemente dos inversores *string* tradicionais, que operam com vários módulos conectados em série, os microinversores são instalados individualmente em cada módulo ou em pequenos grupos, que atualmente podem ter até 4 equipamentos conectados em série, proporcionando maior controle e eficiência no desempenho do sistema [30].

Uma das principais vantagens da utilização dos microinversores é a mitigação de perdas por sombreamento parcial, sujeira ou falhas em módulos individuais, já que cada unidade, ou grupo, opera de forma independente. Isso também facilita o monitoramento detalhado do desempenho de cada módulo, permitindo a identificação e manutenção mais precisa em caso de falhas.

Por possuir um custo mais elevado em comparação ao inversor do projeto original, torna-se menos viável a sua utilização deste equipamento no contexto das condições desse projeto. Com base na Tabela 12, visando um melhor custo-benefício, a configuração ideal para atender aos requerimentos do sistema original envolveria a utilização de 57 microinversores de 2 a 2,25 kW. Cada um com a possibilidade de comportar de 1 até 4 painéis, para que se tenha no mínimo uma potência de 114 kW. Esse valor é menor que a capacidade total do sistema original, porém apresenta uma configuração mais otimizada e com melhor aproveitamento.

Nessa condição, o índice PR poderia ser elevado de 71,16% do sistema original para 74%. Esse aumento considera as interferências causadas por sombreamento devido à vegetação, edificações próximas e demais perdas.

Tabela 12 - Cotação de microinversores atuais.

Fornecedor	**NeoSolar**	**MERCADO LIVRE**	**MERCADO LIVRE**
CNPJ	12.420.339/0001-26	03.007.331/0001-4	03.007.331/0001-4
Fabricante / Modelo	DEYE SUN-M225G4-EY-Q0	Growatt NEO2000M-X	SAJ M2-2.25K-S4
Especificação Técnica	-	-	-

Potência	2,25 kW	2 kW	2,25 kW
Eficiência	98,50%	96,50%	97,00%
Faixa n° de painéis suportáveis	1-4	1-4	1-4
Tensão de saída	220-240 V	220-240 V	220-240 V
Potência máx. por módulo	600 Wp	750 Wp	680 Wp
Valor Unitário (R$)	R$ 1.599,00	R$ 1.459,00	R$ 1.520,00
Quantidade	57	57	57
Valor Total (R$)	R$ 91.143,00	R$ 83.163,00	R$ 86.640,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

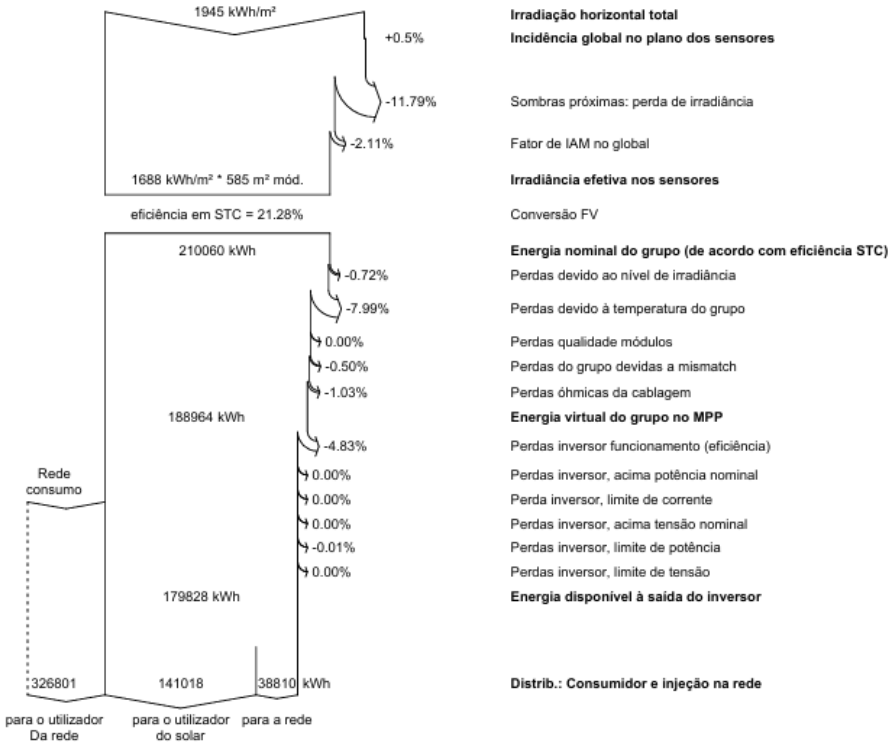
Em questões financeiras o custo de microinversores necessários para o atendimento dos requisitos do projeto original, seria cerca de quase o dobro do valor do inversor central utilizado. Contudo, a simulação do sistema utilizando microinversores da fabricante APsystems modelo DS3D-BR de 2 kW, apresentada no diagrama geral na Figura 35, mostrou um ganho de geração de aproximadamente 7 MWh por ano, passando de 172.898 MWh no sistema original para 179.828 MWh no sistema atual em análise, em relação ao sistema com inversor central, o que representa um acréscimo em torno de 3,85% na produção anual.

Embora apresente um aumento de desempenho, ainda que relevante do ponto de vista técnico, a Tabela 13, que apresenta a análise financeira desse cenário demonstra que a economia ao longo da vida útil do sistema não o torna viável financeiramente, considerando o objetivo de obter o melhor custo-benefício.

Nessa configuração, o investimento inicial é superior ao do sistema original e, como o acréscimo na geração é relativamente pequeno, essa alternativa não se mostra adequada para este projeto.

Por outro lado, em aplicações com alta incidência de sombreamento parcial ou em locais com restrições arquitetônicas, a adoção desse tipo de sistema pode representar uma solução mais apropriada.

Figura 35 – Diagrama de resultados do sistema com microinversores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13 - Análise financeira sistema com microinversores.

Ano	Venda de eletricidade	Fundos próprios	Custos operação	Subsídio de amortização	Poupança	Lucro acumulado	% amortec.
0	0	692.261	0	0	0	-692.261	0,0%
1	10.276	0	22.633	23.451	69.647	-634.971	8,3%
2	10.378	0	22.633	23.451	70.344	-576.881	16,7%
3	10.482	0	22.633	23.451	71.047	-517.984	25,2%
4	10.587	0	22.633	23.451	71.758	-458.272	33,8%
5	10.693	0	22.633	23.451	72.475	-397.796	42,5%
6	10.800	0	22.633	23.451	73.200	-336.369	51,4%
7	10.908	0	22.633	23.451	73.932	-274.161	60,4%
8	11.017	0	22.633	23.451	74.671	-211.106	69,5%
9	11.127	0	22.633	23.451	75.418	-147.193	78,7%
10	11.238	0	22.633	23.451	76.172	-82.415	88,1%
11	11.351	0	22.633	23.451	76.934	-16.763	97,6%
12	11.464	0	22.633	23.451	77.703	49.772	107,2%
13	11.579	0	22.633	23.451	78.480	117.199	116,9%
14	11.695	0	22.633	23.451	79.265	185.526	126,8%
15	11.812	0	22.633	23.451	80.058	254.763	136,8%
16	11.930	0	22.633	23.451	80.859	324.919	146,9%
17	12.049	0	22.633	23.451	81.667	396.002	157,2%
18	12.169	0	22.633	23.451	82.484	468.023	167,6%
19	12.291	0	22.633	23.451	83.309	540.990	178,1%
20	12.414	0	22.633	23.451	84.142	614.913	188,8%
Total	**226.259**	**692.261**	**452.652**	**469.011**	**1.533.567**	**614.913**	**188,8%**

Fonte: Elaborado pelo autor.

Dessa forma, a utilização desses equipamentos de conversão não são opções viáveis para este projeto específico, sua aplicação pode ser mais viável em projetos de menor escala ou onde a interferência causada por sombreamento parcial comprometa significativamente o desempenho do sistema com inversores centralizados. A Tabela 14 apresenta um breve comparativo entre os resultados obtidos do sistema original com o sistema utilizando microinversores, destacando valores de geração, custo e tempo de amortização.

Tabela 14 – Comparativo entre o sistema original com sombreamento e o sistema com microinversores.

Dados	**Sistema Original**	**Sistema com microinversores**
Energia gerada pelo arranjo FV (EArray)	175.525 kWh	188.964 kWh
Energia gerada e instantaneamente consumida (E_Solar)	137.976 kWh	141.018 kWh
Energia excedente injetada na rede (E_Grid)	34.923 kWh	38.810 kWh
Energia Disponível na Saída do Inversor	172.898 kWh	179.828 kWh
Dados Financeiros		
Quantidade de inversor/microinversor	1 inversor central	57 microinversores
Preço por equipamento	R$ 43.302,06	R$ 1.459,00
Preço Total	R$ 43.302,06	R$ 86.163,00
Tempo de amortização (*Payback*)	10,2 Anos	11,3 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Um comparativo entre as tecnologias adotadas nos diferentes sistemas abordados é apresentado na Tabela 15 com o objetivo de sintetizar os resultados obtidos a partir das simulações realizadas. Este comparativo destaca os principais aspectos que influenciam diretamente a viabilidade do projeto, como as escolhas dos equipamentos a serem utilizados, permitindo identificar as soluções mais adequadas para conseguir alcançar o melhor desempenho tanto em termos de geração de energia quanto de retorno financeiro.

Tabela 15 - Comparativo entre tecnologias e possíveis melhorias do sistema.

Dados	Sistema original com sombreamento	Sistema com módulos bifaciais com sombreamento	Sistema com microinversores
Energia gerada pelo arranjo FV (EArray)	175.525 kWh	184.516 kWh	188.964 kWh
Energia gerada e instantaneamente consumida (E_Solar)	137.976 kWh	142.489 kWh	141.018 kWh
Energia excedente injetada na rede (E_Grid)	34.923 kWh	39.317 kWh	38.810 kWh
Energia Disponível na Saída do Inversor	172.898 kWh	181.806 kWh	179.828 kWh
Investimento total	R$ 659.542,00	R$ 583.587,60	R$ 702.402,94
Tempo de amortização (*payback*)	10,2 Anos	8,9 Anos	11,3 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O trabalho apresentou o projeto e a análise de um sistema fotovoltaico tipo *carport* conectado à rede elétrica, utilizando o software *PVsyst* para avaliação técnica, energética e econômica. As simulações indicaram uma geração anual de 205 MWh em condições ideais, reduzida para 172,898 MWh/ano ao considerar sombreamento por vegetação e edificações, evidenciando a importância da modelagem detalhada de perdas.

A estrutura *carport* mostrou-se adequada tecnicamente e urbanisticamente, com módulos *half-cell* de 545 Wp apresentando bom desempenho térmico e robustez mecânica. O inversor central de 120 kW garantiu estabilidade na geração, enquanto a análise de microinversores revelou vantagens técnicas adicionais, inviabilizadas por custo e pequena diferença de geração. A utilização de módulos bifaciais resultou em ganho energético significativo, redução do tempo de retorno do investimento e melhoria do custo-benefício do sistema.

Conclui-se que sistemas fotovoltaicos tipo *carport* são soluções viáveis para áreas urbanas subaproveitadas, promovendo otimização de espaço, redução de custos com energia e sustentabilidade ambiental. O *PVsyst* demonstrou-se ferramenta com alto nível de detalhamento para dimensionamento e análise de desempenho de sistemas, auxiliando decisões técnicas desde a concepção até a operação.

Como continuidade e pesquisas futuras, sugere-se validar as simulações com dados reais de operação, estudar a integração de sistemas de armazenamento para otimização do autoconsumo e injeção na rede, e avaliar a viabilidade técnico-econômica de uma estação de recarga autossustentável para veículos elétricos interligada ao sistema fotovoltaico.

REFERÊNCIAS

1. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**, 2021. Disponivel em: <https://www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 2025.
2. PEREIRA, E. B.; LIMA, F. J. L. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: INPE, 2017.
3. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Carga e Geração**. Disponivel em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Acesso em: 2025.
4. ABSOLAR. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. São Paulo. 2025.
5. IEA. **Agência Internacional de Energia (IEA) Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. International Energy Agency. Paris. 2014.
6. MERTENS, K. **Photovoltaics:** fundamentals, technology, and practice. 2nd. ed. [S.l.]: [s.n.], 2018.
7. GREEN, M. A. **Solar Cells:** Operating Principles, Tecnology and System Applications. New South Wales: [s.n.], 2001.
8. EP ENGENHARIA. **Guia técnico de instalações fotovoltaicas comerciais**, São Paulo, 2023. Disponivel em: <https://www.epengenharia.com/>. Acesso em: 2025.
9. CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2°. ed. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.
10. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. ANEEL. Brasília. 2015.
11. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. ANEEL. Brasília. 2020.
12. SILVA, R. F. **Comparativo entre diferentes modelos de geração solar em áreas urbanas**. [S.l.]: Revista de Engenharia SustentáveL, v. 10, 2021. 45-59 p.
13. IRENA. **Innovation landscape for floating solar PV**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
14. BRITO, A.; GOMES, D. **Aplicação de carports fotovoltaicos em espaços urbanos**. [S.l.]: Congresso Brasileiro de Energia Renovável, 2022.
15. LIMA, F. J. L. D. The seasonal variability and trends for the surface solar irradiation in northeastern region of Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 2019. 335-346.
16. BRITO, M. C.; GOMES, L. G. **Potencial Fotovoltaico do Brasil:** Uma Análise Regional. 2. ed. [S.l.]: Revista Brasileira de Energias Renováveis P. 112-128, v. 10, 2021.

17. MERMOUD, A. PVSYST: a user-friendly software for PV-systems simulation. **HILL, R.; PALZ, W.; HELM, P. (Ed.). Twelfth European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Amsterdam, 1994. 1703-1706.

18. PVSYST. PVsyst | Photovoltaic software, Design and simulation software for your photovoltaic systems. **PVsyst Photovoltaic Software**. Disponivel em: <https://www.pvsyst.com>. Acesso em: 2025.

19. VALENTIN SOFTWARE. PVSOL – Simulation Software for Photovoltaics. **VALENTIN SOFTWARE. PVSOL**. Disponivel em: <https://valentin-software.com>. Acesso em: 2025.

20. HELIOSCOPE. **FTSOLAR. HelioScope by Folsom Labs.** Disponivel em: <https://www.helioscope.com>. Acesso em: 2025.

21. ELECTRO GRAPHICS. **SOLergo:** software para projeto de sistemas fotovoltaicos. Disponivel em: <https://www.electrographics.com.br/produtos/solergo>. Acesso em: 2025.

22. ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado em Energia - Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

23. PORTAL Solar - A Marca Líder em Enegia Solar. **Portal Solar**, 2025. Disponivel em: <https://www.portalsolar.com.br/>. Acesso em: 2025.

24. ABNT. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6323:2008 - Revestimentos metálicos**. ABNT. [S.l.]. 2008.

25. ABNT. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR - 6484:1997 - Solo - Sondagens de Simples Reconhecimento com SPT - Método de Ensaio**. ABNT. [S.l.]. 1997.

26. CSI SOLAR CO., LTDA. Datasheet HiKu6 Mono PERC 525 W ~550 W. **CSI Solar**, 2021. Disponivel em: <www.csisolar.com>.

27. RAKES, K. Impact of bypass diodes on PV module performance under partial shading conditions. **Solar Energy**, v. 85, p. 1289-1296, 2011.

28. ABNT. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274 - Sistema fotovoltaicos conectados a rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. [S.l.]: [s.n.], 2014.

29. KOPECEK, R.; LIBAL, J. **Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges**. Energies 2021. [S.l.]. 2021.

30. DEO, R. P.; JOSHI, J. C.; NAIK, M. R. Performance Analysis of Microinverter and String Inverter for Grid Connected PV System. **International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)**, v. 10, n. 3, p. 1289-1297, 2020.