



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

RENATO DA SILVA FERREIRA

**ESTUDO DE DESEMPENHO DE USINAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA COM USO DE INVERSORES STRING E SISTEMAS
SIMULADOS COM OTIMIZADORES DE POTÊNCIA**

FORTALEZA

2023

RENATO DA SILVA FERREIRA

ESTUDO DE DESEMPENHO DE USINAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA COM USO DE INVERSORES STRING E SISTEMAS SIMULADOS
COM OTIMIZADORES DE POTÊNCIA

Monografia submetida à Coordenação do curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientador: Profa. Dra. Fabiola Leite Almeida.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

F443e Ferreira, Renato da Silva.

Estudo de desempenho de usinas de geração de energia fotovoltaica com uso de inversores string e sistemas simulados com otimizadores de potência / Renato da Silva Ferreira. – 2023.

63 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2023.

Orientação: Profa. Dra. Fabiola Leite Almeida.

1. Sistemas de energia fotovoltaica - Simulação por computador. 2. Usinas heliotérmicas.
3. Energia solar. 4. Otimizador de potência para sistemas fotovoltaicos. I. Título.

CDD 621.042

RENATO DA SILVA FERREIRA

ESTUDO DE DESEMPENHO DE USINAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA COM USO DE INVERSORES STRING E SISTEMAS COM
OTIMIZADORES DE POTÊNCIA, UTILIZANDO SOFTWARES DE SIMULAÇÃO

Monografia submetida à Coordenação do curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. Dra. Amanda Pereira Monteiro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

À Prof. Dra. Fabiola Leite Almeida, pela excelente orientação.

À minha mãe, Silvânia, por sempre estar ao meu lado, confiar no meu potencial, sempre me ajudar, e ser a maior responsável por eu ter chegado até aqui.

Aos meus familiares, Renata, Nonato, Natália, Tiago, Thayná, Alexandre e muitos outros, por sempre acreditarem em mim.

À Raila, por estar ao meu lado mesmo nos momentos difíceis, com amor e companheirismo, sempre acreditando em mim.

Aos meus amigos, Jonatha, Luiz Hélder, Mateus Arruda, Francisco Matheus, Bruno Ribeiro, Gabriel Alexandre, Aquécio, Ismael, Paulo Matheus, João Vitor, por terem estado ao meu lado durante toda a graduação e me inspirarem pessoal e profissionalmente.

“O inimigo mais poderoso que você
poderá encontrar será sempre você
mesmo”

Friedrich Nietzsche.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo comparar dois tipos de tecnologias disponíveis no mercado de energia solar fotovoltaico, o inversor de string, mais utilizado em usinas, e um sistema com a utilização de otimizadores de potência. Utilizando três usinas reais como base para essas simulações, essas três usinas funcionam com inversores de string. Foram feitas duas simulações distintas para essas usinas, sendo as primeiras uma tentativa de simular o sistema existente, com o máximo de proximidade com o sistema real, e as segundas simulações de cada sistema foi feito para simular esse sistema com a utilização de otimizadores de potência. Foram feitas simulações utilizando softwares de simulações, como o PVSyst e o Designer da solaredge. As primeiras simulações de cada sistema foram feitas no PVSyst, sendo descritos os passos utilizados na simulação, como escolha dos dados de irradiação, desenho 3D, descrição dos equipamentos, detalhamento das *strings* e parâmetros de perdas. Já na simulação seguinte de cada sistema, foram feitas no designer do Solaredge, de forma semelhante a simulação foi descrita no desenho 3D, na escolha dos otimizadores, ligações dos módulos e outros parâmetros. Todos os sistemas apresentam sombreamentos, aumentando as perdas e diminuindo a geração. Ao final das simulações, as duas simulações de cada sistema foram comparadas com os dados obtidos da usina real, verificando tanto os dados de geração como o quanto a simulação do sistema real foi próxima ao simulado e o crescimento na geração na simulação com a utilização de otimizadores, as simulações do PVSyst em geral tiveram resultados satisfatórios, próximos aos esperados. Já nas simulações onde foram simulados com os otimizadores de potência, foi obtido bom crescimento nos dados de geração, principalmente na usina onde ocorre mais sombreamento.

Palavras-chave: energia solar. geração fotovoltaica. Simulações. otimizadores de potência.

ABSTRACT

This work aims to compare two types of technologies available in the photovoltaic solar energy market, the string inverter, most used in power plants, and a system with the use of power optimizers. Using three real power plants as the basis for these simulations, these three plants run on string inverters. Two different simulations were made for these plants, the first being an attempt to simulate the existing system, with maximum proximity to the real system, and the second simulations of each system were made to simulate this system with the use of power optimizers. Simulations were made using simulation software, such as PVSyst and solaredge's Designer. The first simulations of each system were made in PVSyst, and the steps used in the simulation were described, such as choice of irradiation data, 3D design, description of the equipment, detailing of strings and loss parameters. In the next simulation of each system, they were done in the Solaredge designer, in a similar way the simulation was described in the 3D drawing, in the choice of optimizers, module connections and other parameters. All systems present shading, increasing losses and decreasing generation. At the end of the simulations, the two simulations of each system were compared with the data obtained from the real plant, verifying both the generation data and how close the simulation of the real system was to the simulated one and the growth in generation in the simulation with the use of optimizers, the PVSyst simulations in general had satisfactory results, close to those expected. On the other hand, in the simulations where they were simulated with the power optimizers, good growth in the generation data was obtained, especially in the plant where more shading occurs.

Keywords: solar energy, photovoltaic generation, Simulations, power optimizers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Variações na Duração do Dia ao Longo do Ano em Diferentes Latitudes	17
Figura 2 - Representação dos Equinócios e Suas Implicações nas Estações do Ano	18
Figura 3 - Ângulos importantes	19
Figura 4 - Três tipos de radiação solar	20
Figura 5 - Componentes do módulo fotovoltaico	22
Figura 6 - Exemplo de inversor <i>On-grid</i> em funcionamento	22
Figura 7- Componentes de um sistema de geração <i>off-grid</i> em funcionamento	23
Figura 7 - Módulos instalados no sistema 1	31
Figura 8 - Inversor instalado no sistema 2.....	32
Figura 9 - Módulos instalados no local, sendo os utilizados para a simulação apenas os que estão circulados.....	33
Figura 10 - Representação em 3D do Sistema 1 no Sketchup	34
Figura 11 - Representação em 3D do Sistema 2 no Sketchup	34
Figura 12 - Representação em 3D do Sistema 3 no Sketchup	35
Figura 13 - Desenho dos sistemas que foram importados para o programa da simulação	36
Figura 14 - Desenho dos sistemas que foram importados para o programa da simulação	36
Figura 15 - Desenho dos sistemas que foram importados para o programa da simulação	37
Figura 16 – Dados informados no sistema	38
Figura 17 - Determinação da MPPT 1 do Sistema 2	38
Figura 18 - Determinação da MPPT 2 do Sistema 2	39
Figura 19 - Determinação da MPPT 1 do Sistema 3	39
Figura 20 - Determinação da MPPT 2 do Sistema 3.....	40
Figura 21 - Disposição dos 24 Módulos na Primeira MPPT do Sistema 1	41
Figura 22- Alocação dos módulos nas strings para simulação de sombreamento. ...	44
Figura 23 - Desenho do sistema 1	45
Figura 24 - Desenho do sistema 2	45
Figura 25 - Desenho do sistema 3	46
Figura 26 - Disposição dos módulos do sistema 1	47

Figura 27 - Disposição dos módulos do sistema 2	48
Figura 28 - Disposição dos módulos do sistema 2	48
Figura 29 - Escolha do inversor e strings do sistema 1	49
Figura 30 - Escolha dos inversores e strings do sistema 2	49
Figura 31 - Escolha dos inversores e strings do sistema 3	50

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Comparativo de dados de geração do sistema 1.....	51
Gráfico 2 - Comparativo de dados de geração do sistema 2.....	52
Gráfico 3 - Comparativo de dados de geração do sistema 3.....	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modelos de módulos e inversores dos sistemas.....	30
Tabela 2 - Distâncias e Bitolas dos Cabos para Cálculo das Perdas Ôhmicas.....	42
Tabela 3 - Geração do sistema 1 e as duas simulações referentes a esse sistema.....	51
Tabela 4 - Geração do sistema 2 e as duas simulações referentes a esse sistema.....	52
Tabela 5 - Geração do sistema 3 e as duas simulações referentes a esse sistema.....	53
Tabela 6 - Diferenças percentuais entre as simulações e os dados do sistema 1.....	54
Tabela 7 - Diferenças percentuais entre as simulações e os dados do sistema 2.....	55
Tabela 8 - Diferenças percentuais entre as simulações e os dados do sistema 3.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EVA	Acetato-Vinilo de Etileno
IAM	Incidence Angle Modifier (Modificador do Ângulo de Incidência)
LID	Light Induced Degradation (Degradação Induzida pela Luz)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratório Nacional de Energia Renovável)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PVSyst	Software de simulação fotovoltaica
STC	Standard Test Conditions (Condições de Teste Padrão)
TMY	Typical Meteorological Year (Ano Meteorológico Típico)
UV	Ultravioleta
a-Si	Silício Amorfo
c-Si	Silício Cristalino
m-Si	Silício Monocristalino
p-Si	Silício Policristalino
W/m ² K	Watts por metro quadrado por Kelvin

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Objetivo Principal	15
1.2 Objetivos Específicos	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1 Radiação Solar	17
2.2 Tecnologias de módulos fotovoltaicos	20
2.3 Constituição de um módulo convencional	21
2.4 Inversores Fotovoltaicos	22
2.5 Perdas	23
2.5.1 Perdas térmicas	24
2.5.2 Perdas Ôhmicas ou Resistência elétrica	25
2.5.3 Perdas por LID	26
2.5.4 Perdas por descasamento (mismatch)	26
2.5.5 Perdas por IAM	27
2.5.6 Perdas por sujidade	27
2.6 Softwares de simulação	28
2.6.1 PVSYST	28
2.6.2. SketchUp	29
2.7 Otimizadores de potência	29
3 METODOLOGIA	30
3.1 Descrição dos sistemas simulados	30
3.2 Simulação no PVsyst	33
3.2.1 Perdas Térmicas	42
3.2.2 Perdas Ôhmicas ou Resistência elétrica	42
3.2.3 Outros tipos de perdas	43
3.2.4 Simulações de sombreamento e simulações dos sistemas.	43
3.3 Simulação no Designer	45
3.4 Definição dos inversores e otimizadores dos sistemas	48
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	51
5 CONCLUSÃO	58
6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	59
REFERÊNCIAS	60

1 INTRODUÇÃO

Com o crescente aumento de demanda por energia nos últimos tempos, é cada vez mais importante diversificar as fontes de energia, visto que muitas dessas fontes não são renováveis e que muitas vezes são bastante poluentes, como por exemplo as provenientes de petróleo e carvão (SILVA PEREIRA *et al.*, 2021). Diante disso, uma das fontes de energia com grande crescimento nos últimos tempos, foi a proveniente da energia solar.

Nos últimos anos, o setor de energia solar tem experimentado um crescimento significativo, impulsionado tanto por avanços tecnológicos quanto pela redução nos custos para implantação de uma usina, como informam Amaral e Ferreira (2019), que também destacam que esses avanços abrangem melhorias na eficiência e na confiabilidade dos equipamentos de energia solar.

Adicionalmente, Alves (2019) observa que o aumento nas tarifas de energia elétrica convencional tem incentivado a busca por alternativas para diminuir os impactos desse aumento, com a energia solar. Esse interesse crescente pela energia solar resultou em um aumento na oferta e na competitividade do mercado. Este cenário, por sua vez, tem levado a uma maior necessidade de mão de obra qualificada, onde em 2022 o Brasil foi o quarto país do mundo com mais empregos em energia solar, conforme apontado pelo Portal Solar (2023). Esse ciclo de desenvolvimento contínuo reforça o papel da energia solar como uma alternativa sustentável e economicamente viável.

A energia solar fotovoltaica no Brasil ganhou impulso significativo a partir de 2012, principalmente devido à Resolução Normativa N° 482 da ANEEL. Esta resolução estabeleceu as condições para a geração distribuída, tanto de microgeração quanto de minigeração, e possibilitou que as unidades geradoras compensassem a energia produzida, permitindo que os excedentes de energia fossem redirecionados para a rede elétrica da concessionária local, viabilizando a compensação de créditos (BRASIL, 2012).

Posteriormente, houve um aprimoramento dessa regulamentação com a Resolução Normativa N° 687, de 2015. Entre os principais objetivos dessa revisão, destacam-se a redução dos custos e do tempo necessários para as conexões de microgeração e minigeração, a compatibilização do Sistema de Compensação de

Energia Elétrica com as condições gerais de fornecimento e o aumento do público-alvo desses sistemas (BRASIL, 2015; SOPRAN; SILVA, 2019).

Existem diversas tecnologias empregadas no aproveitamento e na conversão da energia solar, como os diferentes tipos de módulos fotovoltaicos. Estes módulos são fundamentais para captar a energia solar e gerar corrente elétrica em corrente contínua, um processo detalhado por Alípio e Mazzuco (2021). Além dos módulos fotovoltaicos, outro equipamento essencial no sistema é o inversor, que tem a função de converter a energia gerada, que está em corrente contínua (CC), para corrente alternada (CA). Esta conversão é necessária porque a corrente alternada é o tipo de corrente utilizado na maioria dos aparelhos do dia a dia.

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos, especialmente aqueles conectados à rede, depende significativamente da qualidade dos inversores, pois ele é o equipamento responsável pela conversão de energia de corrente contínua para corrente alternada, como destacado por Parente (2021).

1.1 Objetivo Principal

O presente trabalho realizou simulações de sistemas utilizando softwares como o *Pvsyst*® e a plataforma online *Designer*, da *Solaredge*®. O objetivo foi comparar sistemas com diferentes tipos de inversores, analisando os dados simulados para avaliar a produção e possíveis perdas nos sistemas. Inicialmente, foram simulados sistemas idênticos a instalações existentes e, posteriormente, realizadas novas simulações com a utilização de otimizadores de potência para uma comparação efetiva.

1.2 Objetivos Específicos

- Coletar os dados de uma usina de energia solar fotovoltaica referentes ao período de um ano;
- Simular um sistema similar à usina real, utilizando o software *Pvsyst*®, e comparar os dados obtidos com os dados de monitoramento de geração da usina real;
- Realizar uma simulação no *Designer do Solaredge*, que incorpora a utilização de otimizadores de potência;

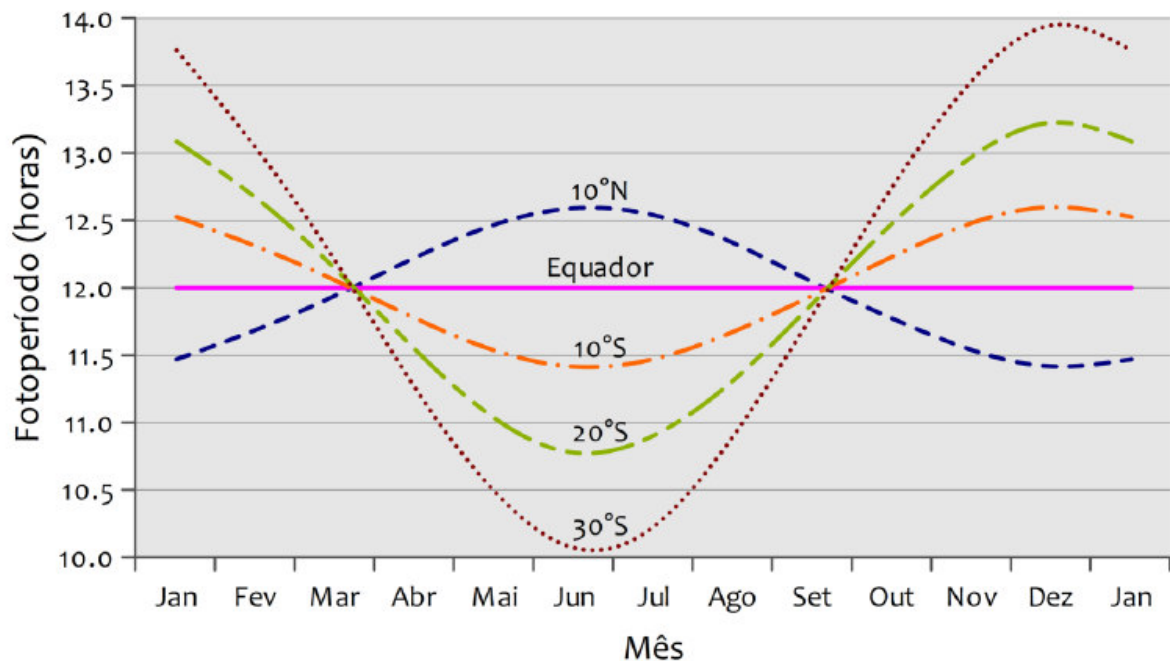
- Comparar a geração da usina real com os resultados das duas simulações, com foco especial nas perdas identificadas nas simulações, como, por exemplo, o impacto do sombreamento em cada simulação;
- Comparar as duas ferramentas de simulação utilizadas, *Pvsyst*® e *Designer do Solaredge*, em termos de eficácia e precisão.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Radiação Solar

A variação na duração e na quantidade de energia solar incidente em qualquer ponto da superfície terrestre pode ser representada por dois ciclos: o diário e o anual. O ciclo anual ocorre devido ao ângulo de inclinação de 23,45 graus do eixo axial da Terra em relação ao seu plano orbital em torno do Sol (PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 1 ilustra as variações na duração do dia ao longo do ano em diferentes latitudes, evidenciando a conexão dessas variações com as estações do ano.

Figura 1 - Variações na Duração do Dia ao Longo do Ano em Diferentes Latitudes



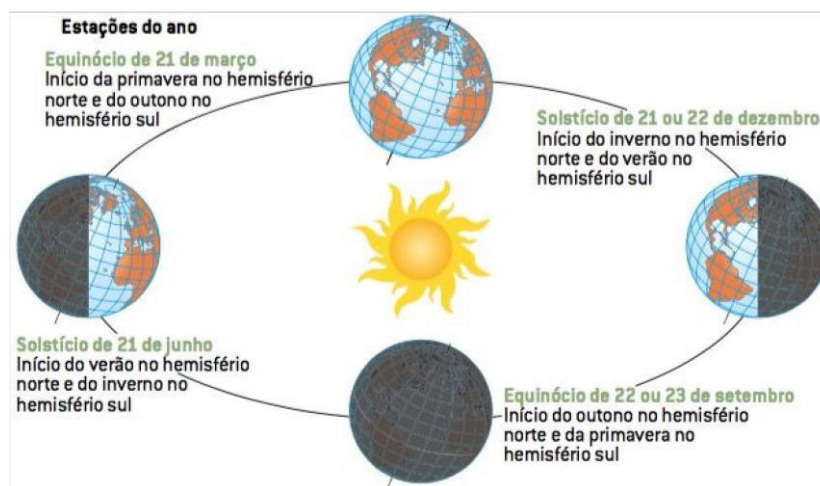
Fonte: Pereira *et al.* (2017).

De acordo com a convenção astronômica, as estações do ano são definidas pelos solstícios e equinócios. Os solstícios representam os momentos em que o Sol, durante seu movimento aparente na esfera celeste, atinge sua maior ou menor declinação em latitude a partir do Equador. Já os equinócios marcam os instantes em que os raios solares incidem perpendicularmente a linha do equador. Durante os equinócios, o dia e a noite têm a mesma duração, resultando em uma quantidade igual de radiação solar atingindo ambos os hemisférios. O verão no

hemisfério sul ocorre quando este hemisfério está mais voltado para o Sol, enquanto o inverno acontece quando está mais afastado (PEREIRA *et al.*, 2017).

Na Figura 2, observa-se que os dias do ano correspondentes aos equinócios - 21 de março e 22 ou 23 de setembro - marcam as transições entre as estações. As estações do ano e a duração do dia são determinadas pela geometria Sol-Terra. A inclinação da Terra em relação ao ângulo de incidência dos raios solares define as estações do ano, indicando o início e o fim de cada uma delas. Além do movimento de translação orbital, a Terra também realiza o movimento de rotação em torno de seu próprio eixo, que está intrinsecamente ligado ao ciclo diário da incidência da energia solar (PEREIRA *et al.*, 2017).

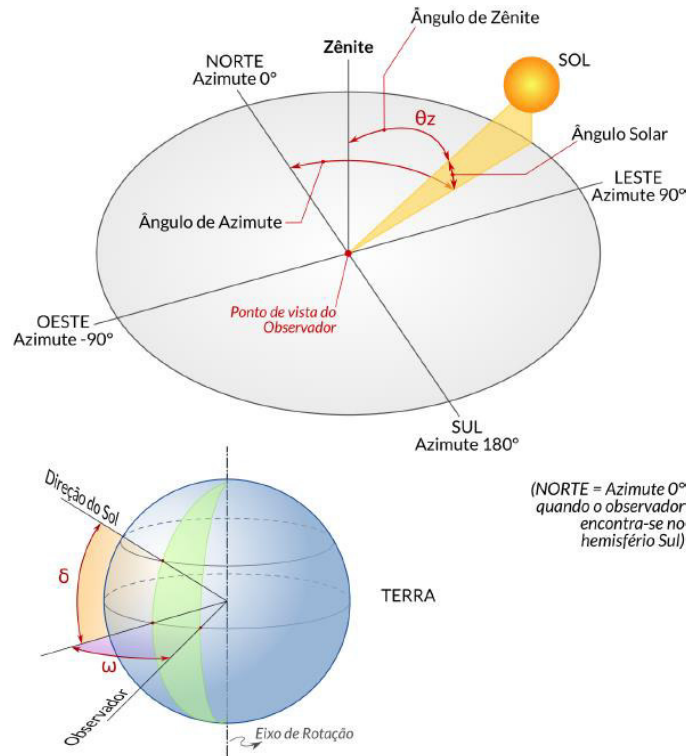
Figura 2 - Representação dos Equinócios e Suas Implicações nas Estações do Ano



Fonte: Santo Tirso.TV (2023).

Para uma compreensão mais aprofundada sobre os dois ciclos que influenciam a variabilidade da radiação solar e, conseqüentemente, para entender melhor o aproveitamento da energia solar por módulos fotovoltaicos, é essencial conhecer as relações geométricas entre os raios solares e a superfície terrestre ou dos módulos. Nesse contexto, a Figura 3 ilustra alguns ângulos importantes que são cruciais para otimizar o aproveitamento dos raios solares (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 3 - Ângulos importantes



Fonte: Pereira *et al.* (2017).

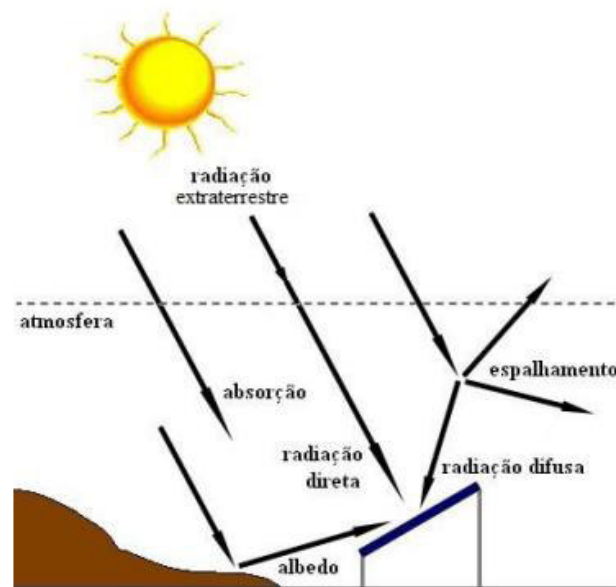
Para compreender melhor o aproveitamento da energia solar por módulos fotovoltaicos, é fundamental entender os ângulos relacionados à incidência solar, conforme descrito por Pereira *et al.* (2017). Estes ângulos incluem:

1. Declinação Solar (δ): O ângulo entre o plano equatorial da Terra e a linha de direção Sol-Terra, que varia entre $-23^{\circ}27'$ e $+23^{\circ}27'$ ao longo do ano. As declinações são negativas no hemisfério Sul e positivas no hemisfério Norte.
2. Ângulo Horário Solar (ω): Representa o deslocamento angular do movimento aparente do Sol devido à rotação da Terra, variando entre -180° e $+180^{\circ}$. Cada hora equivale a uma variação de 15° . Este ângulo é positivo pela manhã e negativo à tarde, sendo zero ao meio-dia.
3. Ângulo Zenital Solar (θ_z): Mede a diferença entre a vertical no ponto de observação (zênite) e a trajetória dos raios solares, envolvendo latitude, declinação solar e ângulo horário solar. Quando o Sol está no horizonte, o ângulo zenital é 90° .
4. Ângulo de Azimute: Medido a partir do Norte, varia de 0° a 360° , sendo 0° ao norte, 90° ao leste, 180° ao sul e 270° a oeste.

A radiação solar que atinge a superfície da Terra e incide sobre uma superfície receptora para geração de energia pode ser categorizada em duas formas principais: direta e indireta. A radiação direta origina-se diretamente do Sol e é

caracterizada por produzir sombras nítidas. Por outro lado, a radiação difusa provém de várias direções, atingindo a superfície terrestre após ser espalhada pela atmosfera. Além dessas, quando a superfície receptora está inclinada em relação ao plano horizontal, uma terceira componente de radiação, refletida pelo ambiente circundante como solo, vegetação e rochas, também contribui para a geração de energia. Essa divisão da radiação solar e seus diferentes componentes são descritos detalhadamente por Pinho e Galdino (2014). A Figura 4 ilustra esses três tipos de radiação solar, proporcionando uma visão clara de como cada componente contribui para o processo de geração de energia solar fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 4 - Três tipos de radiação solar



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.2 Tecnologias de módulos fotovoltaicos

De acordo com Fonseca (2020), a produção de células para módulos fotovoltaicos é dividida em três grandes grupos tecnológicos, conhecidos como tecnologias de primeira, segunda e terceira geração. O primeiro grupo inclui dispositivos com células de silício cristalino (c-Si), que se subdividem em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Esta tecnologia, iniciada na metade do século XX para aplicações espaciais, resultou em equipamentos robustos e confiáveis, sendo os mais utilizados até os dias atuais.

O segundo grupo tecnológico, conhecido como filmes finos ou células de segunda geração, inclui tecnologias como o telureto de cádmio (CdTe), silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Apesar de disponíveis em escala industrial, estas tecnologias são menos difundidas em comparação ao c-Si, devido à consolidação deste último. Uma vantagem das células de segunda geração é a menor quantidade de material semiconductor utilizado. Recentemente, algumas tecnologias de filmes finos alcançaram eficiências comparáveis ao c-Si, com o CdTe sendo a única tecnologia de células de filmes finos que ocupa uma fatia relevante do mercado (FONSECA, 2020).

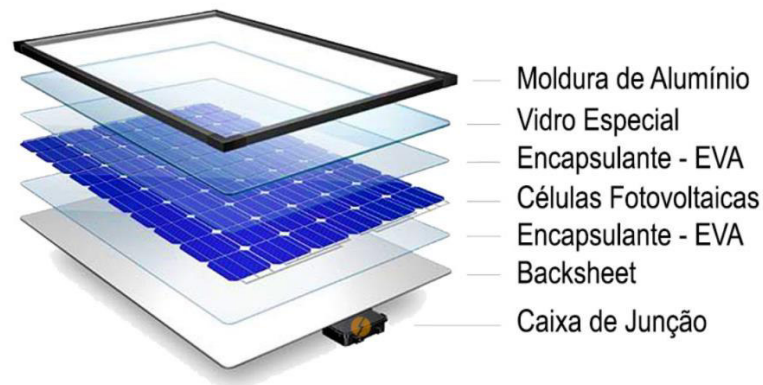
O terceiro grupo inclui tecnologias em desenvolvimento, como células fotovoltaicas multijunção, células fotovoltaicas para concentração, células sensibilizadas por corante e células orgânicas ou poliméricas. Apesar de ainda não serem competitivas em relação às outras tecnologias disponíveis, essas novas tecnologias são promissoras, apresentando recordes de eficiência e constituindo um segmento produtivo alternativo (FONSECA, 2020).

2.3 Constituição de um módulo convencional

O módulo fotovoltaico convencional, seja do tipo monocristalino ou policristalino, ilustrado na Figura 5, é composto pelos seguintes elementos principais, conforme descrito pela Solfácil (2022):

1. Célula Fotovoltaica: Este é o componente mais importante do módulo, pois é onde ocorre o efeito fotovoltaico e a geração de energia.
2. Vidro Fotovoltaico: Trata-se de um vidro temperado, ultrapuro e com baixo teor de ferro, projetado para permitir a máxima passagem de luz e proteger contra chuvas, objetos e até granizo.
3. Filme Encapsulante (EVA): Acetato-vinilo de etileno, cuja função é proteger as células fotovoltaicas dos raios ultravioleta (UV), de temperaturas extremas e da umidade.
4. Backsheet: É o filme branco localizado na parte traseira do painel solar, destinado a proteger os componentes internos, em especial as células fotovoltaicas, e a atuar como um isolante térmico.
5. Caixa de Junção: Localizada na parte de trás do módulo, onde as strings estão conectadas eletricamente, ela facilita a interconexão dos módulos.
6. Moldura: Parte ao redor do módulo, feita de alumínio anodizado, que oferece robustez e proteção ao conjunto.

Figura 5 - Componentes do módulo fotovoltaico



Fonte: Portal Solar (2023).

2.4 Inversores Fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos desempenham um papel crucial na conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, que é em corrente contínua, para corrente alternada. Esta última é a forma de corrente utilizada pela rede de distribuição e pela maioria dos equipamentos. De acordo com Matos (2022), os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três tipos, com base no tipo de conexão: *On-grid*, *Off-grid* e Híbridos.

Os inversores de sistemas *On-grid* são conectados à rede elétrica e operam em conjunto com a rede da concessionária. Este tipo de inversor é amplamente utilizado em sistemas fotovoltaicos. Souza, Cupertino e Pereira (2014) também discutem a importância dos inversores fotovoltaicos, enfatizando suas funções e tipologias. Um exemplo de sistema *On-grid* é ilustrado na Figura 6.

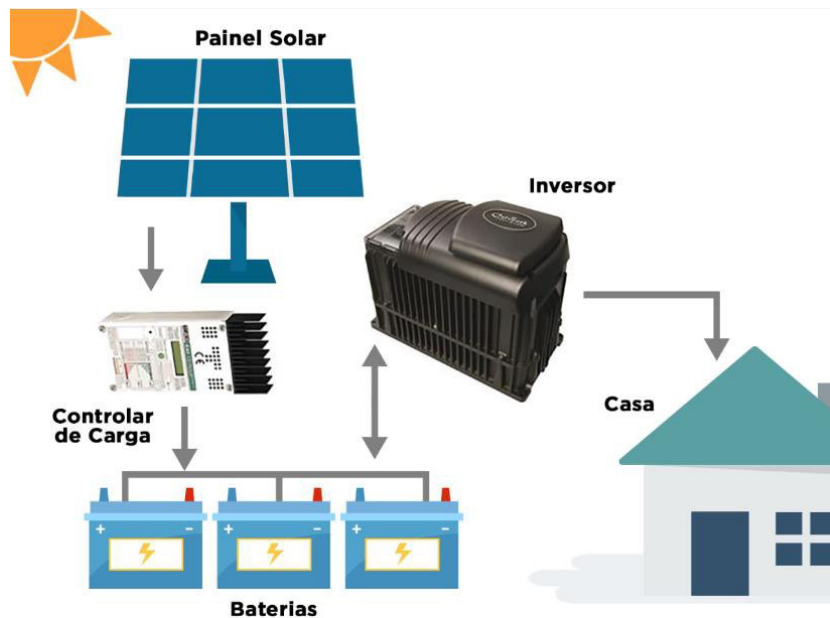
Figura 6 - Exemplo de inversor *On-grid* em funcionamento



Fonte: Portal Solar (2023).

Nos sistemas fotovoltaicos *off-grid*, que são desconectados da rede elétrica, o armazenamento de energia é um componente crucial. Esses sistemas funcionam geralmente com baterias, as quais armazenam a energia gerada durante os períodos de maior produção. Posteriormente, essa energia armazenada é utilizada em momentos de baixa geração ou quando não há geração, como, por exemplo, no período noturno (BOSO; GABRIL; GABRIEL FILHO, 2015). Um exemplo prático desse tipo de sistema pode ser observado na Figura 7.

Figura 7- Componentes de um sistema de geração *off-grid* em funcionamento



Fonte: Sharenergy (2020).

Os sistemas de inversores híbridos combinam as características dos sistemas *On-grid* e *Off-grid*. De acordo com Boso, Gabriel e Gabriel Filho (2015), estes sistemas estão conectados à rede elétrica e possuem a capacidade de armazenar energia. Esta energia armazenada pode ser utilizada em momentos em que a geração é menor que o consumo, garantindo assim uma fonte de energia constante e eficiente.

2.5 Perdas

De acordo com Uchoa (2022), em sistemas que envolvem conversão ou transmissão de energia, como os sistemas de energia solar fotovoltaica, sempre

ocorrem perdas. Estas podem estar relacionadas à eficiência na conversão da energia, perdas térmicas decorrentes do efeito Joule, sombreamento ou até mesmo devido à sujeira nos módulos fotovoltaicos. Existem diversos fatores que contribuem para as perdas em um sistema de energia solar, e as principais serão abordadas a seguir.

2.5.1 Perdas térmicas

Conforme indicado pelo software *PVSyst*, as perdas térmicas exercem uma influência significativa na geração de energia em sistemas fotovoltaicos. Isso ocorre devido ao aquecimento das células e, conseqüentemente, dos módulos, que é causado pela irradiação solar incidente sobre eles. Esse aumento de temperatura, em comparação com a temperatura ambiente, juntamente com o efeito Joule no sistema, leva a perdas de eficiência (IRWAN *et al.*, 2015). O *PVSyst* apresenta uma fórmula específica para calcular o coeficiente de perda térmica, evidenciando a importância desse fator no desempenho geral do sistema fotovoltaico.

$$U * (T_{cell} - T_{amb}) = \alpha * G_{eff} * (1-E) \quad (1)$$

Onde:

- U - Coeficiente de perda térmica;
- T_{amb} - temperatura ambiente, referenciada a partir da base de dados;
- G_{eff} - é a irradiância no módulo ou painel fotovoltaico, referenciada a partir da base de dados;
- α - Coeficiente de absorção solar;
- E - Eficiência do módulo fotovoltaico;

Segundo o software *PVSyst* (2016), o coeficiente de perda térmica em sistemas fotovoltaicos é calculado levando em conta dois componentes principais: um componente constante (U_c) e um fator proporcional à velocidade do vento (U_v). A fórmula para este cálculo é expressa da seguinte forma:

$$U = U_c(W/m^2k) + U_v(W/m^2k) * v(m/s) \quad (2)$$

Onde:

- U- Coeficiente total de perda térmica do sistema fotovoltaico, medido em Watts por metro quadrado por Kelvin (W/m^2K);
- U_c (W/m^2K) - Componente constante do coeficiente de perda térmica;
- U_v (W/m^2K) - Componente do coeficiente de perda térmica que varia com a velocidade do vento;
- V (m/s) - Indica a velocidade do vento em metros por segundo. Este termo é multiplicado pelo componente U_v para calcular a parte do coeficiente de perda térmica que é afetada pelo vento.

Os fatores térmicos em sistemas fotovoltaicos, como detalhado pelo software PVSyst (2016), são influenciados pela maneira e pelo local onde os módulos são instalados, como em galpões, coberturas, fachadas, entre outros. Por exemplo, em instalações em solo, observa-se uma maior circulação de vento ao redor dos módulos, o que impacta diretamente as perdas térmicas. A determinação dos valores de U_c e U_v , torna-se muito difícil, pois dependeria de algumas variáveis, principalmente da velocidade do vento no local, dos locais e direções em que os ventos passam pelos módulos.

2.5.2 Perdas Ôhmicas ou Resistência elétrica

A resistência elétrica pode ser compreendida como a dificuldade em que os portadores de cargas negativas apresentam em passar por um corpo. A resistência depende da resistividade do material, área da seção transversal e o comprimento, como na fórmula a seguir:

$$R = (\rho * L) / A \quad (3)$$

Onde:

- ρ = Resistividade do material. [$\Omega.m$];
- L = Comprimento [m];
- A = Área [m^2]

As perdas ôhmicas, responsáveis pelo efeito Joule, ocorrem quando as cargas elétricas atravessam um material e colidem com seus átomos, resultando na liberação de energia na forma de calor. Esta liberação de energia é um fenômeno comum em sistemas elétricos e é destacada por Finkler *et al.* (2023) em sua análise sobre a capitalização das perdas de energia em transformadores de distribuição. Essas colisões geram uma dissipação de energia que é fundamental para entender as perdas em tais sistemas.

2.5.3 Perdas por LID

O fenômeno de degradação induzida pela luz, conhecido como LID (*Light Induced Degradation*), representa uma perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos logo após as primeiras horas de exposição ao sol. Este fenômeno pode resultar em um desempenho abaixo do esperado, comparado aos dados obtidos em testes de fábrica. De acordo com informações do software PVsyst (2016), a perda por LID, que está vinculada à qualidade do *wafers* de silício utilizado na fabricação dos módulos, pode variar entre 1% a 3%, ou até mais. O software normalmente adota um valor padrão de 2% para esta perda, na ausência de uma especificação.

As perdas por LID são causadas pela presença de oxigênio no silício fundido durante a fabricação dos módulos. Sob a exposição à luz, as moléculas de oxigênio carregadas positivamente podem interagir com a rede de silício e formar complexos com dopantes aceitadores de boro. Estes complexos criam níveis de energia adicionais na rede de silício, capturando elétrons e lacunas, o que interfere no processo fotovoltaico. Importante destacar que este fenômeno de LID ocorre apenas em *wafers* do tipo p, dopados com boro. Tecnologias que utilizam *wafers* do tipo n, como as células monofaciais *Sunpower*, não são afetadas por este efeito, conforme o software PVsyst (2016).

2.5.4 Perdas por descasamento (*mismatch*)

As perdas por descasamento em sistemas fotovoltaicos ocorrem principalmente devido a diferenças nos valores de corrente e tensão entre os módulos, especialmente em inversores de *string*. Parente (2021) explica que, mesmo que os módulos sejam fabricados de forma semelhante e apresentem os mesmos dados em

testes de fábrica, podem surgir diferenças em seus parâmetros ao longo do tempo, seja por degradação natural ou outros motivos. Como resultado, a *string* é limitada pelos menores valores de corrente e tensão dos módulos.

Semelhante às perdas por sombreamento, uma alternativa para minimizar o problema de descasamento é associar os módulos em paralelo entre si. Parente (2021) destaca que os otimizadores de potência e os microinversores podem oferecer uma solução, pois permitem a individualização dos módulos, mitigando assim as perdas por descasamento.

2.5.5 Perdas por IAM

O efeito de incidência, conhecido como IAM (*Incidence Angle Modifier*), refere-se à diminuição da irradiância efetivamente captada pela superfície das células fotovoltaicas em comparação com a irradiância sob incidência normal. Segundo o Pvsyst (2016), essa redução ocorre principalmente devido aos reflexos na cobertura de vidro dos módulos, que se intensificam com o aumento do ângulo de incidência. As perdas são causadas pela reflexão e transmissão do raio solar em cada interface do material (ar-vidro, vidro-EVA, EVA-célula), além de alguma absorção no próprio vidro. Para incidência normal, a reflexão é da ordem de 5%, valor já incluso no desempenho do STC (*Standard Test Conditions*) medido. O IAM, por sua vez, foca exclusivamente na dependência angular deste efeito, sendo normalizado para a transmissão na incidência perpendicular (ângulo de incidência de 0°).

2.5.6 Perdas por sujidade

As perdas por sujidade em sistemas fotovoltaicos referem-se à acumulação de sujeira, poeira ou qualquer material que possa se depositar na superfície do vidro dos módulos, resultando na diminuição da quantidade de raios solares que atingem as células. De acordo com Rezende e Zilles (2018), essas perdas são desafiadoras para serem calculadas devido à dependência de múltiplas variáveis, tais como a frequência das chuvas, a velocidade do vento, a angulação dos módulos, a quantidade de sujeira exposta e o nível de poluição ambiental. Estes fatores contribuem para a variação na quantidade de luz solar que efetivamente chega às células fotovoltaicas.

2.6 Softwares de simulação

Com o crescente desenvolvimento do setor de energia solar, o mercado tornou-se mais competitivo, exigindo uma profissionalização contínua de empresas e indivíduos que atuam nessa área. Como apontado por Machado *et al.* (2020), a utilização de softwares de simulação tem se tornado uma ferramenta crucial no planejamento e desenvolvimento de projetos de usinas de energia solar.

Esses softwares, conforme destacado por Imai *et al.* (2020), não apenas facilitam o planejamento e o desenvolvimento, mas também melhoram a previsibilidade dos sistemas fotovoltaicos. Isso beneficia tanto os prestadores de serviço quanto os clientes, contribuindo significativamente para a competitividade no mercado de energia solar. Além disso, como Oliveira *et al.* (2020) ressaltam, o desenvolvimento de interfaces de controle para simulação em softwares especializados como o *OpenDSS* tem sido um avanço importante, permitindo uma análise mais detalhada e precisa dos sistemas de energia solar.

2.6.1 PVSYST

O *PVSyst*, criado no início da década de 90 na Suíça, é uma ferramenta desenvolvida por engenheiros e especialistas para o dimensionamento e a análise detalhada de sistemas fotovoltaicos, sejam eles conectados à rede ou independentes. Santos *et al.* (2018) destacam a capacidade do software em oferecer uma plataforma virtual para simulações complexas e abrangentes de sistemas fotovoltaicos.

Além de simulações detalhadas, que incluem a análise de dados de irradiação, desenhos em 3D para avaliação de perdas por sombreamento e detalhamento dos arranjos fotovoltaicos, o *PVSyst* também permite a realização de simulações preliminares com poucos dados de entrada. Essas simulações simplificadas são úteis para avaliações rápidas da viabilidade de um sistema, conforme observado por Kandasamy, Prabu e Niruba (2013). Adicionalmente, Sauer, Roessler e Hansen (2014) ressaltam a eficácia do *PVSyst* na modelagem da dependência de irradiância e temperatura dos módulos fotovoltaicos, demonstrando sua versatilidade tanto para estudos aprofundados quanto para avaliações iniciais.

2.6.2. SketchUp

O *Sketchup* é um software amplamente utilizado para desenhos em 3D, especialmente nos campos da engenharia e arquitetura, devido à sua ampla gama de funcionalidades e interface simples e intuitiva. Conforme descrito por Vashishtha *et al.* (2022) e Eiva *et al.* (2023), o *Sketchup* destaca-se pela facilidade de uso, apesar de sua vasta gama de funcionalidades, permitindo a criação de desenhos detalhados. Além disso, é compatível com outros softwares: é possível importar desenhos em 2D do AutoCAD e exportar desenhos em 3D para o *PVSyst*, facilitando a integração entre diferentes plataformas de projeto.

2.7 Otimizadores de potência

Os otimizadores de potência são dispositivos que podem ser conectados nos módulos e são responsáveis pela conversão CC/CC para reduzir as perdas que ocorrem em SFV, utilizando o rastreamento de MPP, além de permitir o monitoramento individual dos módulos FV, aumentando a segurança das instalações, desligando individualmente os módulos para manutenção e aumentando a vida útil do SFV (SILVA, 2020).

A maior parte das perdas FV em que o otimizador de potência atua é referente ao Mismatch. Como o otimizador de potência pode evitar o mismatch entre os módulos FV, quando o otimizador é utilizado nos módulos, esse efeito é possível devido a cada otimizador funcionar como se tivesse uma MPPT própria, o otimizador regula eletronicamente a corrente e a tensão do módulo, para reduzir as perdas devido ao Mismatch (SILVA, 2020).

3 METODOLOGIA

O trabalho realizado teve como objetivo simular sistemas de energia solar fotovoltaica, focando-se na geração, eficiência e perdas em sistemas com diferentes tecnologias de inversores. Foram comparados com sistemas em funcionamento, cujos dados de geração foram coletados por sistemas de monitoramento conectados à internet. Esses sistemas forneceram informações diversas, sendo a geração de energia em kWh o principal dado utilizado para comparar os sistemas reais com os simulados. Além disso, realizou-se uma análise das perdas do sistema, o que permitiu identificar os motivos das variações na geração de energia.

3.1 Descrição dos sistemas simulados

A seguir serão listados os três sistemas utilizados nas simulações, onde mostrará os equipamentos utilizados, tanto na questão dos inversores quanto dos módulos, descrevendo a marca e o modelo desses componentes, como está descrito na Tabela 1.

Tabela 1 - Modelos de módulos e inversores dos sistemas

Sistemas	Inversores/ Potência	Modelo do inversor	Módulos/ potência	Modelo dos módulos	Quantidade de módulos
Sistema 1	Chint™ 22k	22kti	Astrosemi™ 390W	CHSM72M- HC Series	60
Sistema 2	Chint™ 12 k	12kti	Astrosemi™ 390W	CHSM72M- HC Series	38
Sistema 3	Chint™ 15 k	15kti	AstroHalo™ 340W	CHSM6612P Series	50

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O sistema 1 conta com um inversor de 22 kW de potência e 60 módulos de 390W, totalizando 23,4 kWp. Os módulos foram divididos em duas MPPTs, a primeira com duas strings de 18 módulos cada, e a segunda com duas *strings* de 12 módulos cada. As MPPTs estavam orientadas diferentemente, sendo a primeira voltada para o

norte e a segunda para o leste. Este sistema possuía a menor quantidade de sombreamento. Essa instalação está localizada no bairro Joaquim Távora em Fortaleza no Ceará. Uma imagem do Sistema 1 foi apresentada na Figura 7.

Figura 7 - Módulos instalados no sistema 1



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

No sistema 2 conta com um inversor de 12 kW de potência e 38 módulos de 390W, resultando em um total de 14,82 kWp. O inversor possuía duas entradas MPPTs, com a primeira entrada tendo duas *strings* de 13 módulos cada, e a segunda entrada com uma *string* de 12 módulos. As MPPTs tinham orientações distintas, sendo a primeira aproximadamente para o noroeste e a segunda para o oeste. Este sistema apresentava a maior quantidade de sombreamento, principalmente devido às barreiras físicas no local. Essa instalação está localizada no bairro Pires Façanha em Eusébio no Ceará. Uma imagem do Sistema 2 foi mostrada na Figura 8.

Figura 8 - Inversor instalado no sistema 2.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Sistema 3 conta com um inversor de 15 kW de potência e 50 módulos de 340W, totalizando 17,0 kWp. Assim como os outros sistemas, este também tinha duas entradas MPPTs, com a primeira composta por duas *strings* de 17 módulos e a segunda por uma *string* de 16 módulos. As MPPTs tinham orientações diferentes, sendo a primeira voltada para o sul e a segunda para o leste. Este sistema enfrentava bastante sombreamento, embora um pouco menos que o Sistema 2. Essa instalação conta com outros dois inversores, e com mais módulos, porém será somente analisado esse sistema descrito, os outros dois inversores estão sem monitoramento de geração do sistema, o que fez com que apenas o sistema com um inversor de 15 kW e 50 módulos de 340w fossem simulados, pois esse é o único sistema em que existe monitoramento de dados. Essa instalação está localizada no bairro Parreão em Fortaleza no Ceará. A instalação foi apresentada na Figura 9.

Figura 9 - Módulos instalados no local, sendo os utilizados para a simulação apenas os que estão circulos.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

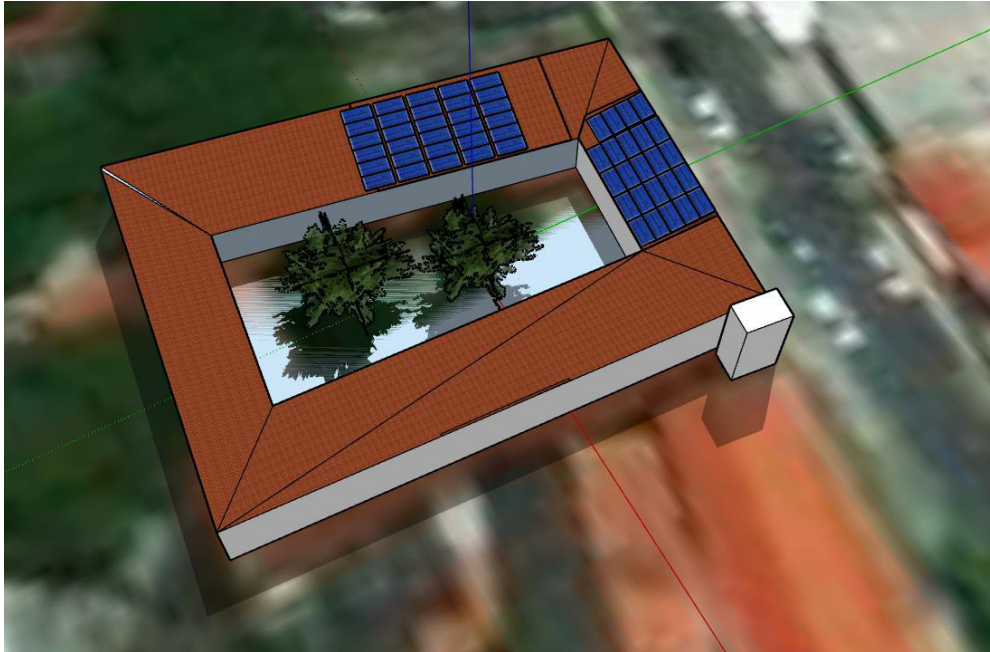
No que se refere às simulações, uma foi realizada no software *PVSyst* e a outra na plataforma online *Designer da SolarEdge™*. Na simulação do *PVSyst*, seguiu-se a configuração do sistema existente para comparação com os dados de geração dos meses correspondentes. Já na simulação do *Designer*, avaliou-se a troca de inversores com a utilização do sistema de otimizadores de potência, analisando-se a possível geração e outras variáveis, como perdas por sombreamento.

3.2 Simulação no *PVsyst*

Na simulação realizada com o *PVSyst*, iniciou-se utilizando o programa *Sketchup* para criar um desenho 3D mais próximo da realidade. Esse procedimento permitiu um maior detalhamento do sistema, possibilitando a adição de componentes. Devido às suas funcionalidades e ferramentas avançadas, o programa de desenhos 3D facilitou a representação dos sistemas de forma mais fiel aos reais. As Figuras 10,

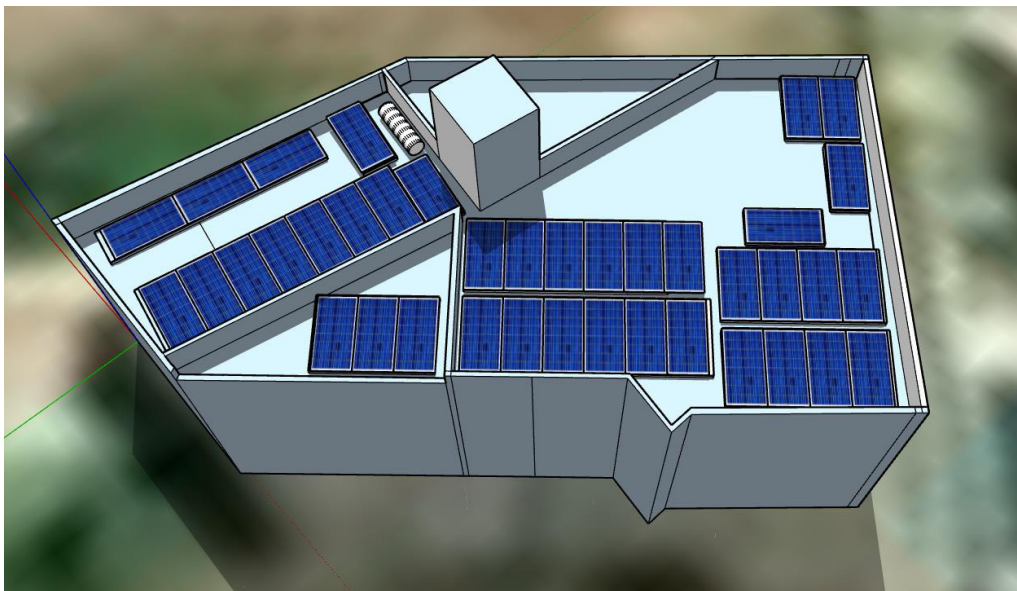
11 e 12 apresentam os três sistemas simulados, demonstrando o uso eficaz do *Sketchup* para representar cada sistema com precisão e detalhamento.

Figura 10 - Representação em 3D do Sistema 1 no *Sketchup*



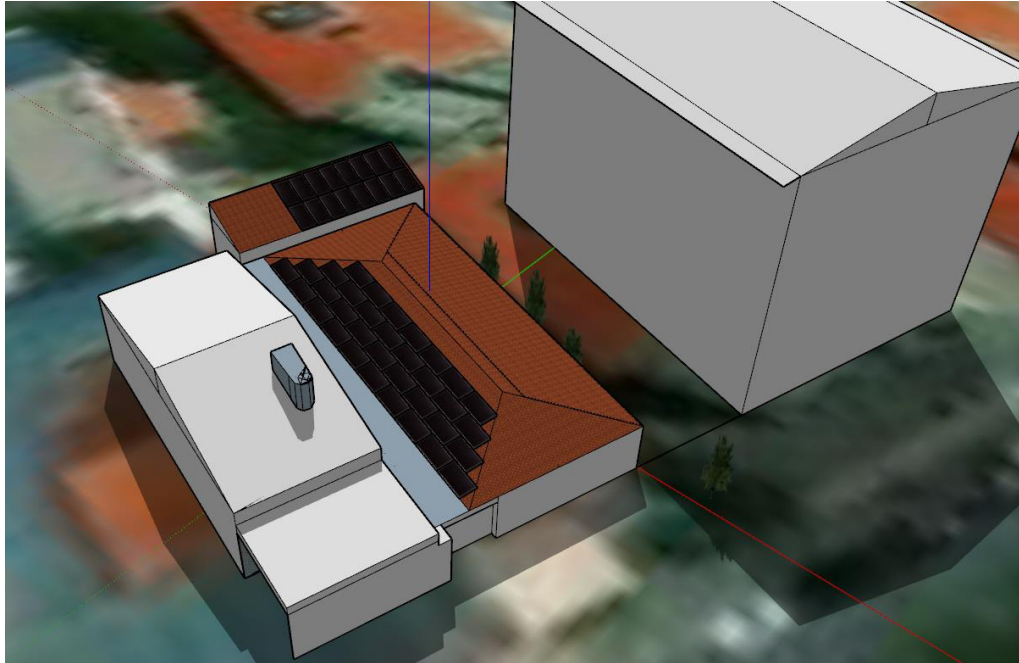
Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 11 - Representação em 3D do Sistema 2 no *Sketchup*



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 12 - Representação em 3D do Sistema 3 no *Sketchup*



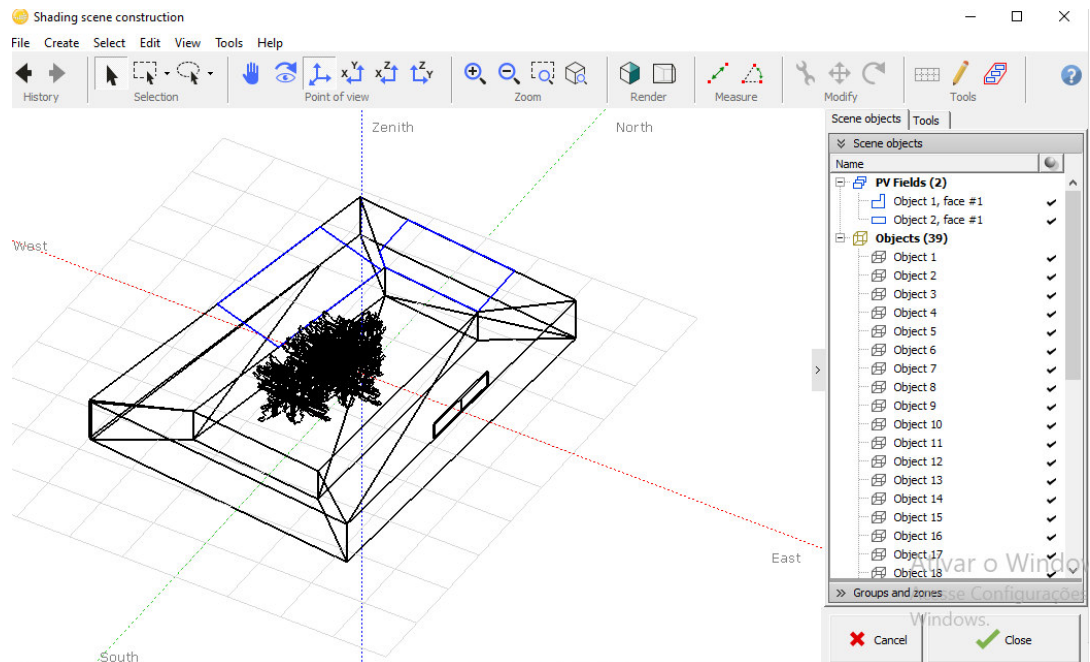
Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Inicialmente, foram adicionadas as coordenadas geográficas do local para a simulação, utilizando-se as coordenadas decimais da instalação e um valor para a altitude. Em seguida, adicionaram-se os dados meteorológicos de irradiação do local. Conforme mencionado por Uchoa (2022), a base de dados que mais se aproxima dos obtidos em sistemas reais são os do Cresesb (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito). Nesse estudo, várias simulações foram realizadas com bases solarimétricas, incluindo *Meteonorm 8.0*, Nasa, PVGIS, NREL, *Solcast TMY*, Atlas SOLAR, *OPenei SWera* e Cresesb. Essa base de dados foi escolhida para as simulações do presente trabalho.

Os dados do Cresesb foram importados para o programa, onde a irradiação no local de instalação do SFV foi computada. Posteriormente, o programa solicitou a adição da orientação do sistema. Esta orientação foi determinada a partir do desenho 3D importado do *Sketchup*, que havia sido previamente georreferenciado. Assim, o desenho, já orientado corretamente, foi importado para a simulação, estando alinhado com as coordenadas corretas e a orientação adequada. Com isso, o programa

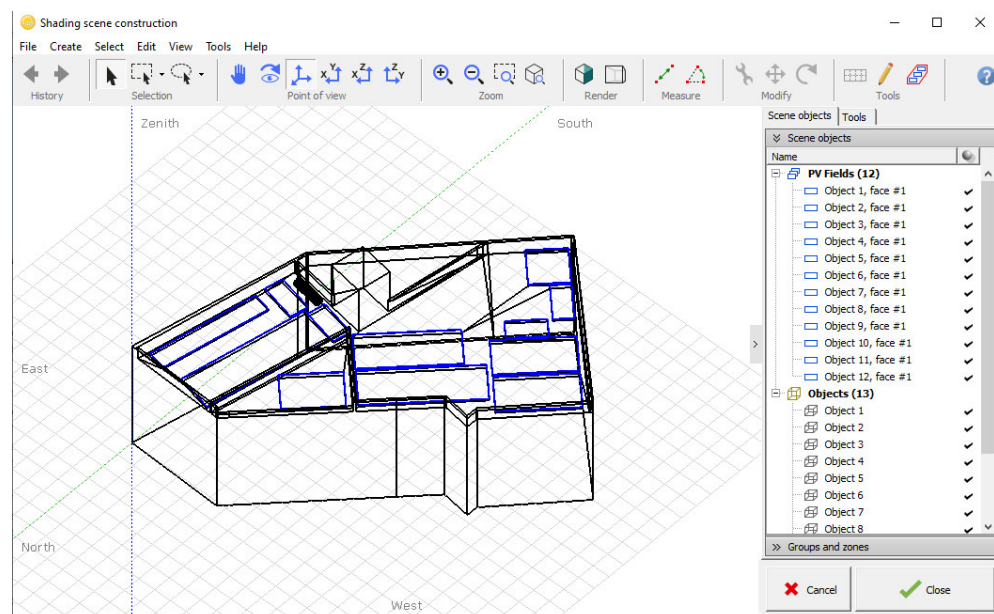
recebeu os dados de azimute e o ângulo dos módulos em relação ao plano do chão. Os desenhos dos sistemas importados para a simulação estão ilustrados nas Figuras 13, 14, 15.

Figura 13 - Desenho dos sistemas que foram importados para o programa da simulação



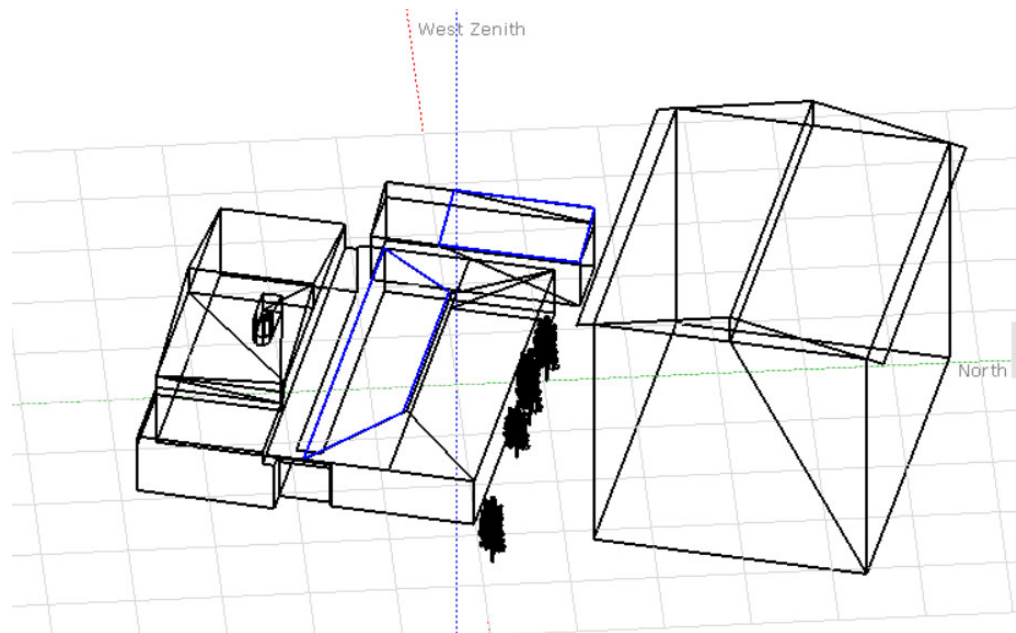
Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 14 - Desenho dos sistemas que foram importados para o programa da simulação



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 15 - Desenho dos sistemas que foram importados para o programa da simulação



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Após a importação do desenho 3D, foi necessário indicar os componentes do sistema na simulação. Nessa etapa, informou-se ao programa quais equipamentos seriam utilizados, incluindo os módulos e inversores, juntamente com seus respectivos modelos e potências. Isso permitiu que o sistema realizasse a simulação com os dados exatos dos equipamentos. Os dados fornecidos estão ilustrados nas Figuras 16,17 ,18, 19 e 20 onde cada simulação recebeu informações específicas dos inversores e módulos, além dos arranjos de *strings* e MPPTs para cada sistema.

Figura 16 – Dados informados no sistema para uma das entradas de MMPT do sistema 1.

The screenshot displays the 'Grid system definition' software interface for a 'New simulation variant'. The interface is divided into several sections:

- Global System configuration:** Shows 2 kinds of sub-arrays and a 'Simplified Schema' button.
- Global system summary:**

Nb. of modules	60	Nominal PV Power	20.4 kWp
Module area	116 m ²	Maximum PV Power	18.5 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	22.0 kWac
- Sub-array #1 | Sub-array #2:**
 - Sub-array name and Orientation:** Name: Sub-array #2, Order: 2, Tilt: 9°, Azimuth: -100°.
 - Presizing Help:** Options for 'No sizing' (planned power: 0.0 kWp) and 'or available area(modules)' (0 m²).
- Select the PV module:** Filter: All PV modules. Selected: Astronergy 340 Wp 31V Si-poly CHSM-340-stave. Sizing voltages: Vmpp (70°C) 29.7 V, Voc (10°C) 48.7 V.
- Select the inverter:** Output voltage: 380 V Tri 50Hz. Selected: ChintPower 22 kW 180 : 950 V TL 50/60Hz CPS SCA22KTL. Nb of MPPT inputs: 1. Operating Voltage: 180-950 V. Inverter power used: 11.0 kWac. **Inverter with 2 MPPT**.
- Design the array:**
 - Number of modules and strings: Mod. in series: 18, Nbre strings: 2.
 - Operating conditions: Vmpp (70°C) 534 V, Vmpp (20°C) 692 V, Voc (10°C) 877 V.
 - Plane irradiance: 1000 W/m². Max. operating power at 1000 W/m² and 60°C: 10.3 kW.
 - Array nom. Power (STC): 12.2 kWp.

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 17 - Determinação da MPPT 1 do Sistema 2

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration
 2 Number of kinds of sub-arrays
 Simplified Schema

Global system summary
 Nb. of modules 38 Nominal PV Power 14.8 kWp
 Module area 64 m² Maximum PV Power 13.5 kWdc
 Nb. of inverters 1 Nominal AC Power 12.0 kWac

Sub-array #1 | Sub-array #2

Sub-array name and Orientation
 Name Sub-array #1 Order 1 Tilt 4°
 Orient. Orientation #2 Azimuth 79°

Presizing Help
 No sizing Enter planned power 0.0 kWp
 ... or available area(modules) 0 m²

Select the PV module
 Available Now Filter All PV modules
 Astronergy 390 Wp 34V Si-mono CHSM 6612P-390 Since 2011 Manufacturer 2011
 Sizing voltages: Vmpp (70°C) 32.8 V
 Voc (15°C) 50.5 V
 Use Optimizer

Select the inverter
 Available Now Output voltage 380 V Tri 50Hz
 ChintPower 1.2 kW 380-800 V 50/60Hz CPS SCA12K1L1
 Nb of MPPT inputs 1 Operating Voltage: 380-800 V Inverter power used 8.2 kWac
 Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 1000 V **Inverter with 2 MPPT**
 Power sharing

Design the array
Number of modules and strings
 Mod. in series 13 between 12 and 18
 Nbre strings 2
 Overload loss 0.0% Show sizing
 Pnom ratio 1.23

Operating conditions
 Vmpp (70°C) 426 V
 Vmpp (20°C) 549 V
 Voc (15°C) 657 V
 Plane irradiance 1000 W/m²
 Impp (STC) 18.9 A
 Isc (STC) 20.2 A
 Max. operating power at 1000 W/m² and 60°C 8.5 kW
 Isc (at STC) 20.2 A **Array nom. Power (STC) 10.1 kWp**

System overview Cancel OK

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 18 - Determinação da MPPT 2 do Sistema 2

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration
 2 Number of kinds of sub-arrays
 Simplified Schema

Global system summary
 Nb. of modules 38 Nominal PV Power 14.8 kWp
 Module area 64 m² Maximum PV Power 13.5 kWdc
 Nb. of inverters 1 Nominal AC Power 12.0 kWac

Sub-array #1 | Sub-array #2

Sub-array name and Orientation
 Name Sub-array #2 Order 2 Tilt 4°
 Orient. Orientation #1 Azimuth 46°

Presizing Help
 No sizing Enter planned power 0.0 kWp
 ... or available area(modules) 0 m²

Select the PV module
 Available Now Filter All PV modules
 Astronergy 390 Wp 34V Si-mono CHSM 6612P-390 Since 2011 Manufacturer 2011
 Sizing voltages: Vmpp (70°C) 32.8 V
 Voc (15°C) 50.5 V
 Use Optimizer

Select the inverter
 Available Now Output voltage 380 V Tri 50Hz
 ChintPower 1.2 kW 380-800 V 50/60Hz CPS SCA12K1L1
 Nb of MPPT inputs 1 Operating Voltage: 380-800 V Inverter power used 3.8 kWac
 Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 1000 V **Inverter with 2 MPPT**
 Power sharing

Design the array
Number of modules and strings
 Mod. in series 12 between 12 and 18
 Nbre strings 1
 Overload loss 0.0% Show sizing
 Pnom ratio 1.24

Operating conditions
 Vmpp (70°C) 394 V
 Vmpp (20°C) 507 V
 Voc (15°C) 606 V
 Plane irradiance 1000 W/m²
 Impp (STC) 9.5 A
 Isc (STC) 10.1 A
 Max. operating power at 1000 W/m² and 60°C 3.9 kW
 Isc (at STC) 10.1 A **Array nom. Power (STC) 4.7 kWp**

System overview Cancel OK

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 19 - Determinação da MPPT 1 do Sistema 3

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration

2 Number of kinds of sub-arrays

Global system summary

Nb. of modules	50	Nominal PV Power	17.0 kWp
Module area	97 m ²	Maximum PV Power	16.7 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	15.0 kWac

Sub-array #1 | Sub-array #2

Sub-array name and Orientation

Name: Sub-array #1 Order: 1 Tilt: 10° Azimuth: -17°

Presizing Help

No sizing Enter planned power: 0.0 kWp
... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module

Available Now: Astronergy Filter: All PV modules

340 Wp 27V Si-mono CHSM 6612P-340 Since 2011 Manufacturer 2011

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 31.5 V Voc (18°C) 45.9 V

Select the inverter

Available Now: ChintPower Output voltage 380 V Tri 50Hz

15 kW 470 - 800 V TL 50/60Hz CPS SCA15KTL-T

Nb of MPPT inputs: 1 Operating Voltage: 470-800 V Inverter power used: 10.2 kWac
Input maximum voltage: 1000 V Inverter with 2 MPPT

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 17 between 15 and 21
Nbre strings: 2
Overload loss: 0.0% Prom ratio: 1.13

Operating conditions

Vmpp (60°C)	535 V
Vmpp (20°C)	643 V
Voc (18°C)	781 V

Plane irradiance: 1000 W/m²
Iimp (STC): 18.9 A Isc (STC): 20.3 A
Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 10.6 kW
Isc (at STC): 20.3 A Array nom. Power (STC): 11.6 kWp

System overview Cancel OK

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Figura 20 - Determinação da MPPT 2 do Sistema 3.

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration

2 Number of kinds of sub-arrays

Global system summary

Nb. of modules	50	Nominal PV Power	17.0 kWp
Module area	97 m ²	Maximum PV Power	17.0 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	15.0 kWac

Sub-array #1 | Sub-array #2

Sub-array name and Orientation

Name: Sub-array #2 Order: 2 Tilt: 15° Azimuth: -107°

Presizing Help

No sizing Enter planned power: 0.0 kWp
... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module

Available Now: Astronergy Filter: All PV modules

340 Wp 27V Si-mono CHSM 6612P-340 Since 2011 Manufacturer 2011

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 31.5 V Voc (18°C) 45.9 V

Select the inverter

Available Now: ChintPower Output voltage 380 V Tri 50Hz

15 kW 470 - 800 V TL 50/60Hz CPS SCA15KTL-T

Nb of MPPT inputs: 1 Operating Voltage: 470-800 V Inverter power used: 4.8 kWac
Input maximum voltage: 1000 V Inverter with 2 MPPT

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 16 between 15 and 21
Nbre strings: 1
Overload loss: 0.0% Prom ratio: 1.13

Operating conditions

Vmpp (60°C)	504 V
Vmpp (20°C)	605 V
Voc (18°C)	735 V

Plane irradiance: 1000 W/m²
Iimp (STC): 9.4 A Isc (STC): 10.1 A
Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 5.0 kW
Isc (at STC): 10.1 A Array nom. Power (STC): 5.4 kWp

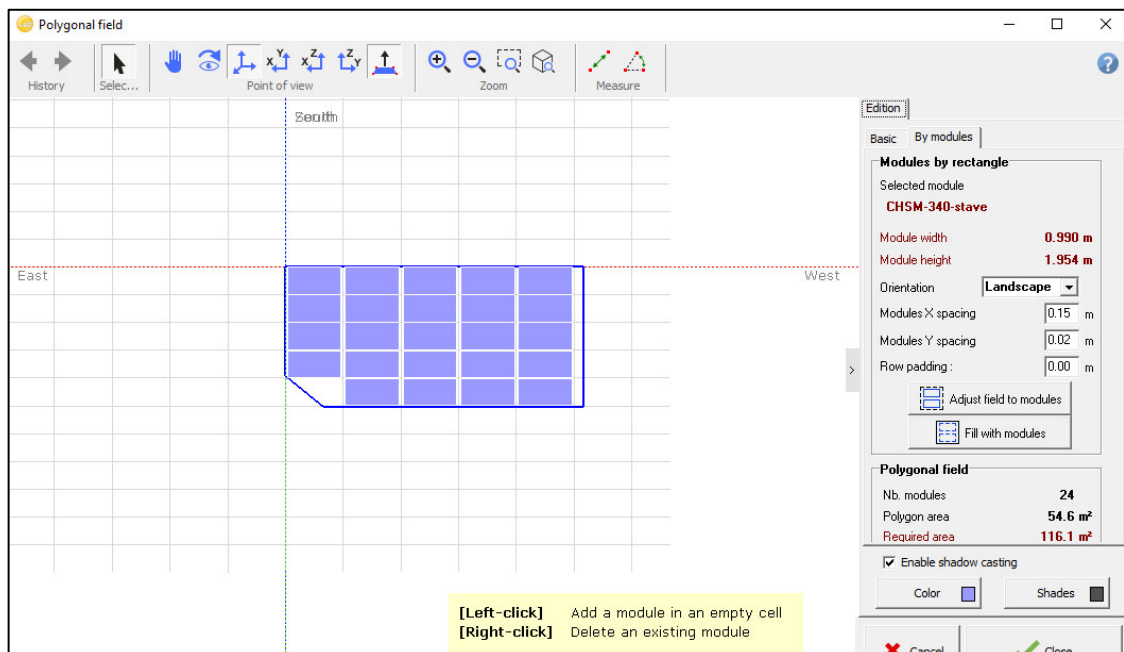
System overview Cancel OK

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O programa utilizado para a simulação já oferecia informações sobre a quantidade recomendada de módulos por *string*, exibindo os valores de corrente e voltagem para cada módulo em determinadas temperaturas, e também a potência utilizada em cada entrada MPPT. Essas informações estão detalhadas nas Figuras 17, 18, 19 e 20.

Após a fase de descrição dos equipamentos e arranjos, foi necessário adicionar os módulos especificados ao desenho 3D. As áreas destinadas à cobertura pelos módulos já haviam sido selecionadas no desenho, mas foi preciso marcá-las de acordo com a quantidade informada para cada sistema. Em seguida, identificou-se quais módulos pertenciam a cada *string*, permitindo ao programa analisar de forma mais eficiente as perdas e as gerações do sistema. Um exemplo disso é a adição de 24 módulos que está presente na primeira entrada MPPT do Sistema 1, disposição esta ilustrada na Figura 21.

Figura 21 - Disposição dos 24 Módulos na Primeira entrada MPPT do Sistema 1



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Após a conclusão da disposição dos módulos e de suas respectivas *strings*, chegou-se ao momento de informar os dados de perdas ao programa para que

pudesse realizar os cálculos necessários. Considerando a captação de irradiação e o sombreamento causado pelas barreiras físicas existentes no local da instalação, foi essencial que o desenho fosse o mais fiel possível ao sistema real, visando a fidelidade dos dados da simulação. Por esse motivo, optou-se por importar o desenho do *Sketchup*.

Embora o *PVSyst* possua a capacidade de criar um desenho 3D para uso na simulação, o sistema de desenho do próprio programa não oferece tantas funcionalidades quanto o *Sketchup*. Assim, com os módulos e *strings* devidamente posicionados, informaram-se os dados de perdas ao programa, permitindo a realização da simulação do sistema.

3.2.1 Perdas Térmicas

O *Software PVSyst* recomendou valores padrões para instalações de diferentes tipos, incluindo instalações em solo e em telhado, com constantes específicas para cada tipo. Apesar de os valores serem recomendados para cada tipo de instalação, não eram totalmente confiáveis, pois cada instalação possui suas peculiaridades, e a velocidade do vento sobre os módulos pode variar significativamente, alterando o valor das constantes.

O programa sugeriu valores para U_c de 29,0 W/m²K, 20 W/m²K e 15 W/m²K. O primeiro valor foi recomendado para sistemas com livre circulação de ar, como usinas de solo. O segundo valor foi aconselhado para sistemas com circulação de vento limitada, onde os módulos estão próximos ao plano de instalação, como em telhados com pequena distância entre os módulos e o plano do telhado. O terceiro valor foi indicado para sistemas conectados diretamente ao plano de instalação, como células fotovoltaicas integradas a telhas, sem circulação de vento na parte inferior. Para os três sistemas simulados no *PVSyst*, considerou-se o valor de um sistema semi-integrado, com o valor de 20W/m²K, pois, de acordo com as orientações do programa, este valor era o que mais se assemelhava aos três tipos de instalação.

3.2.2 Perdas Ôhmicas ou Resistência elétrica

Para o cálculo das perdas ôhmicas, foi necessário considerar separadamente as partes de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA) do

sistema. Para cada uma, levou-se em conta as distâncias dos cabos e suas respectivas bitolas. Na parte CC, consideraram-se as distâncias médias dos cabos solares que conectam os módulos ao inversor, utilizando-se essas distâncias e bitolas para o cálculo. De maneira similar, na parte CA, apresentaram-se os dados relativos às distâncias e bitolas dos cabos. Esses valores foram listados na Tabela 2, fornecendo uma visão detalhada das especificações necessárias para o cálculo preciso das perdas ôhmicas no sistema.

Tabela 2 - Distâncias e Bitolas dos Cabos para Cálculo das Perdas Ôhmicas

Unidades	Distância CC	Espessura do cabo CC	Perda CC Calculada	Distância CA	Espessura do cabo CA	Perda CA Calculada
Sistema 1	25 metros	6 mm ²	0,19 % do sistema	30 metros	10 mm ²	0,52% do sistema
Sistema 2	20 metros	6 mm ²	0,11% do sistema	10 metros	6 mm ²	0,32% do sistema
Sistema 3	25 metros	6 mm ²	0,12% do sistema	20 metros	6 mm ²	0,74% do sistema

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

3.2.3 Outros tipos de perdas

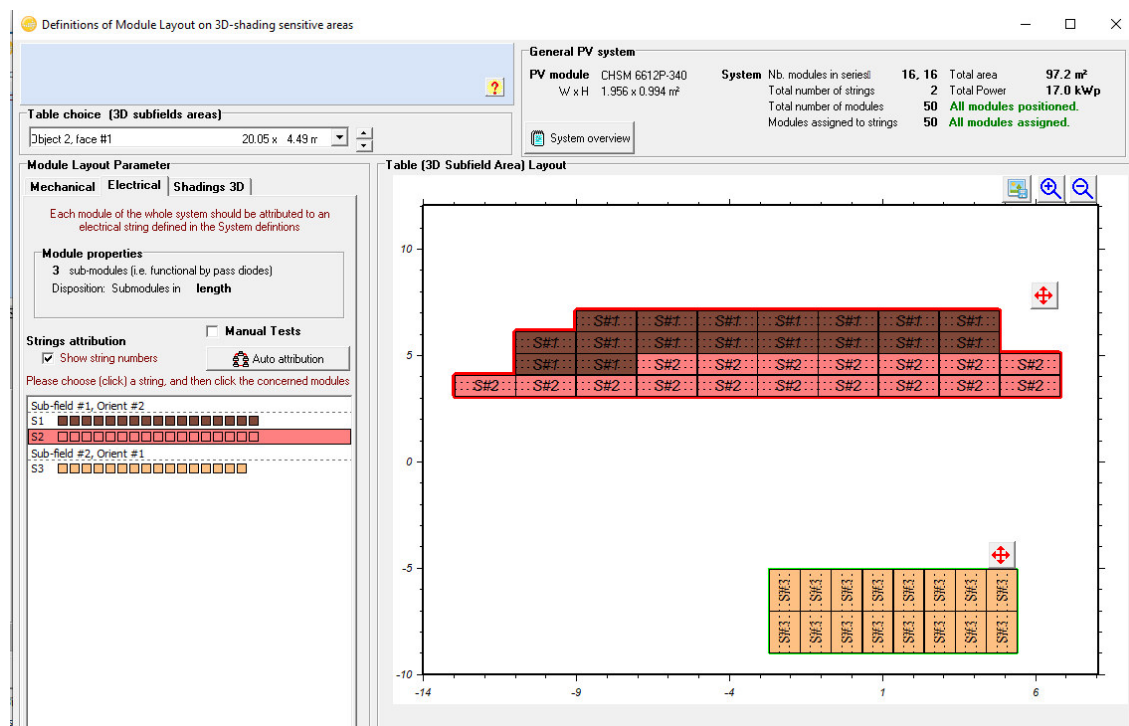
Para as demais perdas, como LID (*Light Induced Degradation*), *mismatch*, IAM (*Incidence Angle Modifier*), indisponibilidade, envelhecimento e sujeidade, foram considerados os valores recomendados pelo programa. A adição de valores específicos para essas perdas exigiria a obtenção de dados que não foram possíveis de serem coletados.

Além disso, em alguns casos, como o de indisponibilidade ou sujeidade, seria necessário estipular um valor baseado em fatores externos. Por exemplo, a indisponibilidade depende da rede da concessionária de energia e a sujeidade é influenciada por fatores como poeira, ventos e chuvas. Diante dessas limitações, optou-se por utilizar os dados recomendados pelo programa para essas perdas específicas.

3.2.4 Simulações de sombreamento e simulações dos sistemas.

Após essas etapas, realizou-se a distribuição dos módulos em suas respectivas *strings*, conforme ilustrado na Figura 22, que representa os módulos e as *strings* do Sistema 3. Após essa alocação, tornou-se possível simular o sombreamento nas *strings*. Com a conclusão dessa fase, ficou disponível a simulação total do sistema, permitindo uma análise abrangente e detalhada de todas as variáveis e interações no sistema fotovoltaico.

Figura 22- Alocação dos módulos nas strings para simulação de sombreamento

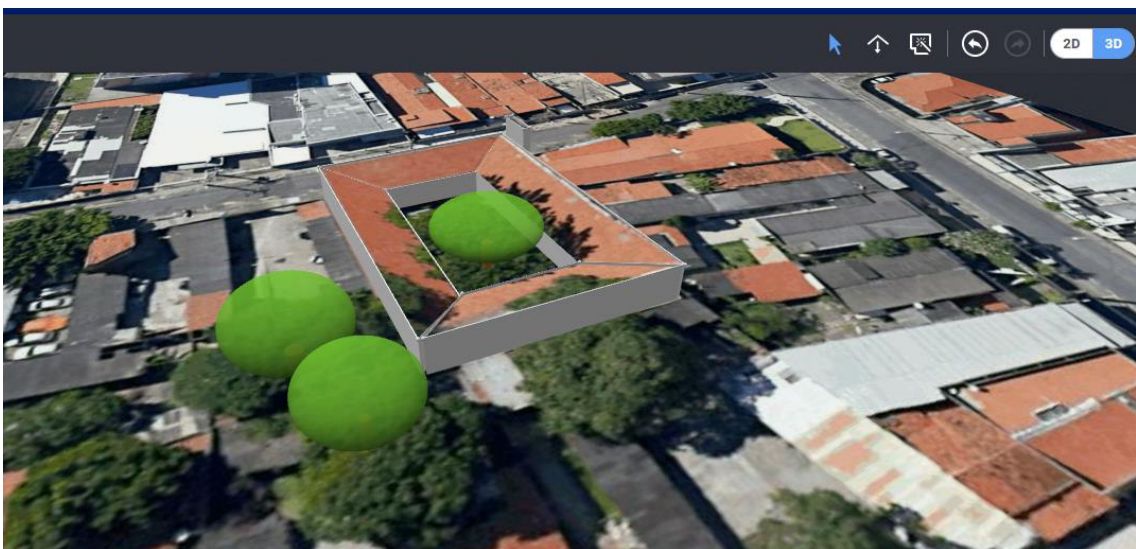


Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

3.3 Simulação no Designer

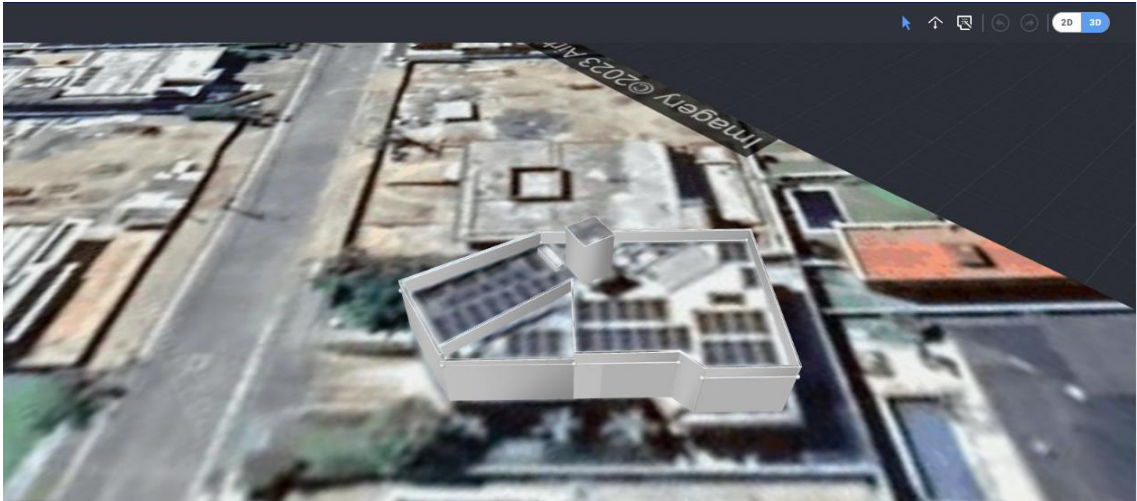
Para iniciar a simulação do sistema, começou-se com o desenho 3D do local, ressaltando os locais onde se encontravam os módulos e os obstáculos causadores de sombreamento. O *Designer*, software utilizado, contém uma ferramenta para a realização desses desenhos, que também permite a geolocalização da instalação. Com essa funcionalidade, foi possível adicionar o desenho no local exato no mapa e coletar automaticamente os dados de irradiação do local. Para isso, inseriram-se os dados provenientes do *Meteonorm 7.1*. Os desenhos dos três sistemas simulados estão representados respectivamente nas Figuras 23, 24 e 25.

Figura 23 - Desenho do sistema 1



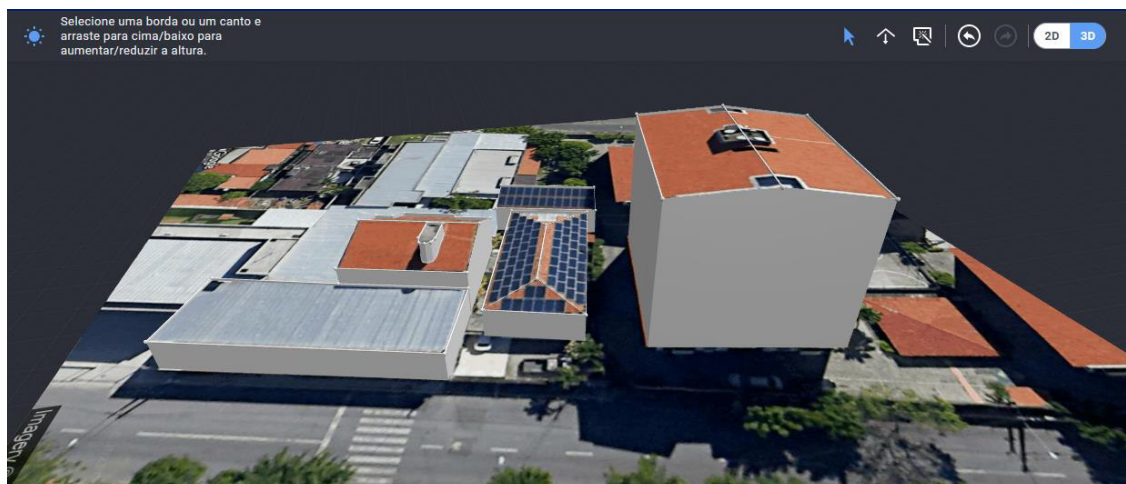
Fonte: Designer Solaredge (2023).

Figura 24 - Desenho do sistema 2



Fonte: Designer Solaredge (2023).

Figura 25 - Desenho do sistema 3



Fonte: Designer Solaredge (2023).

O próximo passo na simulação envolveu a definição dos módulos, inversores e otimizadores de potência. Nesta etapa, os módulos utilizados foram os

mesmos da simulação anterior. No entanto, os inversores foram substituídos por modelos compatíveis com os otimizadores de potência usados na simulação, pois os otimizadores da solaredge são compatíveis apenas com seus inversores. Após a escolha dos equipamentos adequados, procedeu-se com a adição dos módulos no desenho 3D.

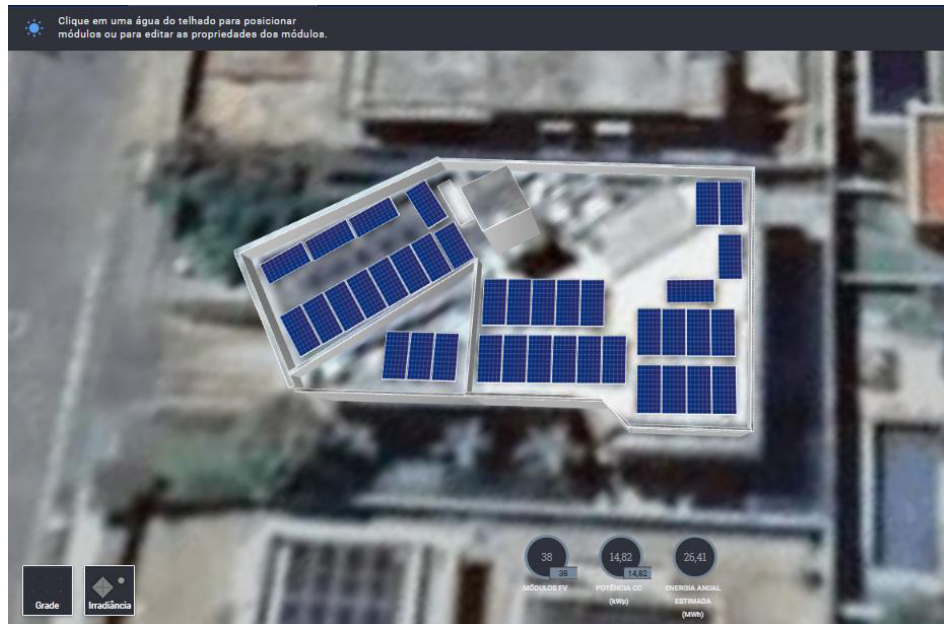
Após a adição dos módulos no desenho 3D, o próximo passo foi posicionar os otimizadores de potência nos módulos. Isso envolveu a seleção da sequência específica de módulos nos quais os otimizadores seriam instalados. Este processo foi detalhado e ilustrado nas figuras mencionadas, demonstrando a disposição e a configuração dos otimizadores de potência em cada um dos sistemas, processo este ilustrado na Figura 26,27 e 28.

Figura 26 - Disposição dos módulos do sistema 1



Fonte: Designer Solaredge (2023).

Figura 27 - Disposição dos módulos do sistema 2



Fonte: Designer Solaredge (2023).

Figura 28 - Disposição dos módulos do sistema 2



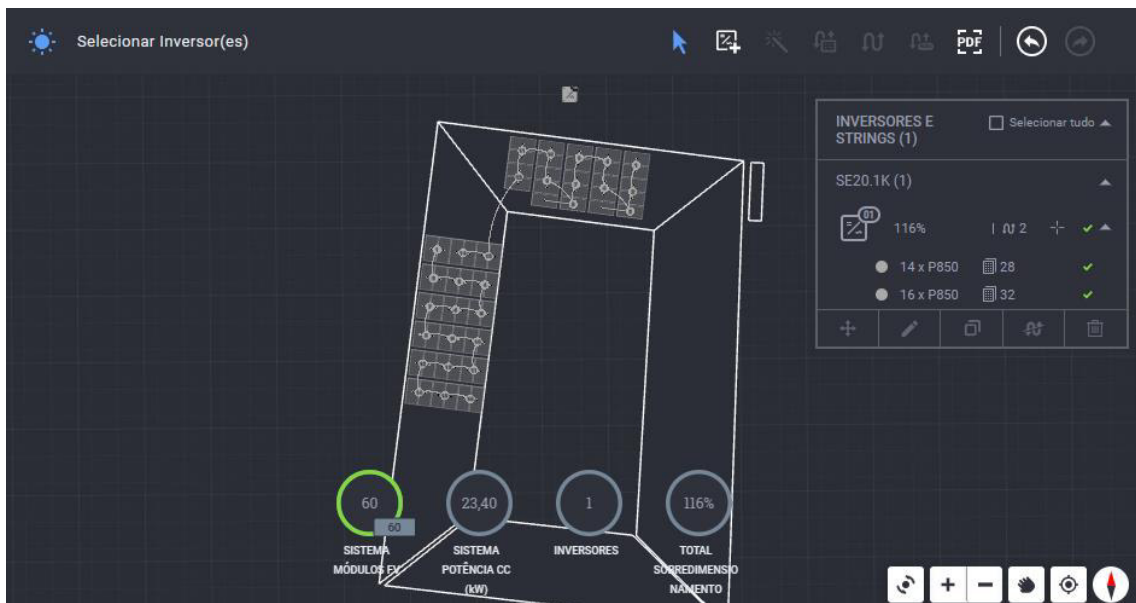
Fonte: Designer Solaredge (2023).

3.4 Definição dos inversores e otimizadores dos sistemas

Na simulação, os módulos utilizados foram os mesmos dos sistemas reais. No entanto, foi necessário substituir os tipos de inversores para adaptá-los à ferramenta utilizada nas simulações. Optou-se por inversores da *SolarEdge®*, escolhendo modelos com potência próxima à dos equipamentos originais.

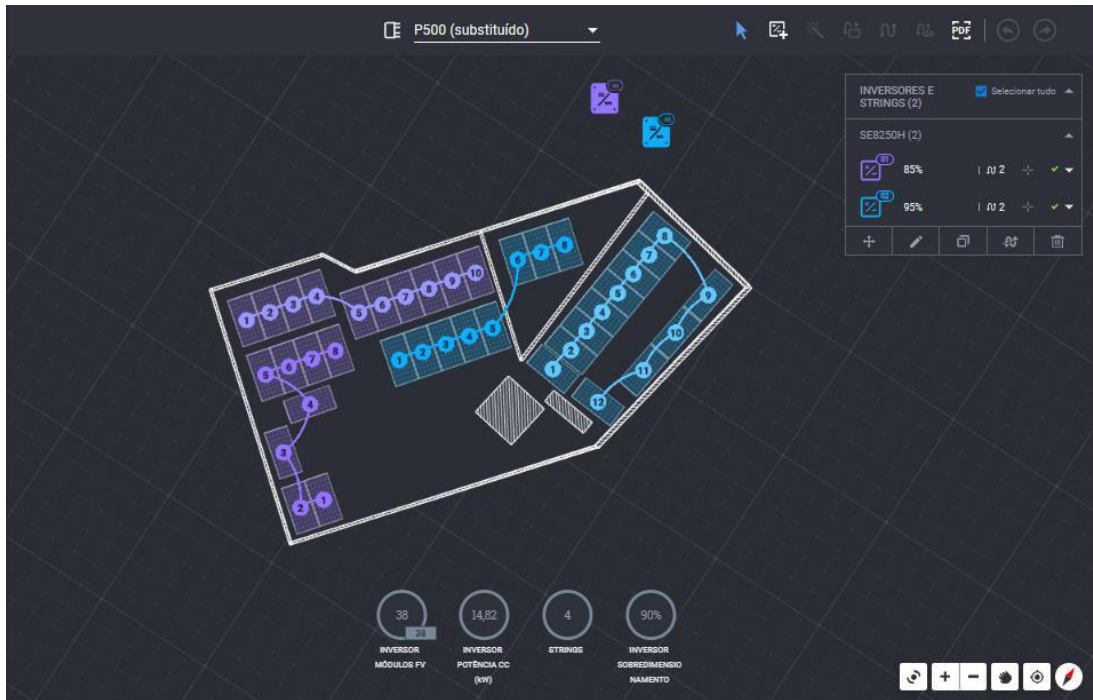
- Sistema 1: Este sistema contava com 60 módulos de 390 Watts, totalizando 23,4 kW, distribuídos em duas orientações diferentes de telhado. Originalmente, o sistema tinha um inversor interativo de 22 kW, mas para a simulação, foi substituído por um inversor de 20,1 kW de potência nominal, sendo essa a opção mais próxima disponível (Figura 29);
- Sistema 2: Este sistema possuía 38 módulos de 390 Watts, somando 12,92 kW, instalados em estruturas de laje em duas orientações distintas. O inversor original de 12 kW foi substituído por dois inversores que totalizam 14,82 kW para a simulação (Figura 30);
- Sistema 3: O terceiro sistema tinha 50 módulos de 340 Watts, totalizando 17,0 kW, instalados em dois telhados diferentes. O inversor de 15 kW foi substituído por um de 20,1 kW para a simulação, devido à limitada disponibilidade de inversores na faixa de potência necessária (Figura 31).

Figura 29 - Escolha do inversor e strings do sistema 1



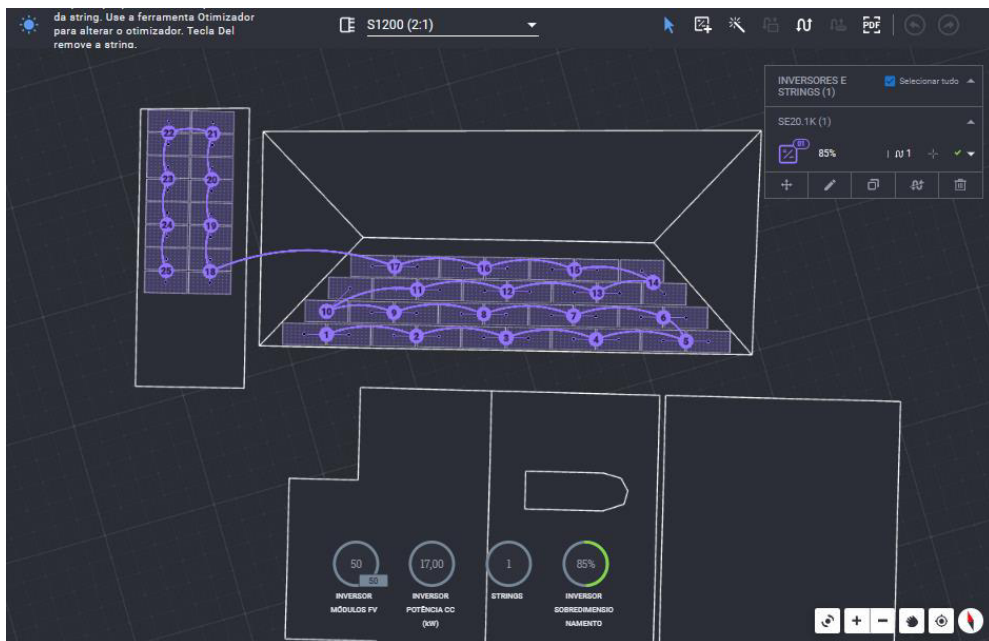
Fonte: Designer Solaredge (2023).

Figura 30 - Escolha dos inversores e strings do sistema 2



Fonte: Designer Solaredge (2023).

Figura 31 - Escolha dos inversores e strings do sistema 3



Fonte: Designer Solaredge (2023).

Essas alterações foram fundamentais para alinhar os sistemas às capacidades da ferramenta de simulação e garantir a precisão dos resultados.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na seção em questão, apresentou-se os resultados das simulações (Tabela 3, 4 e 5) e Gráficos 1, 2 e 3. Realizou-se a comparação destes com os valores efetivamente obtidos pelo sistema real, os quais foram monitorados em termos de geração de energia. Este processo de comparação foi essencial para avaliar a acurácia das simulações, fornecendo uma visão detalhada sobre a efetividade das metodologias de simulação empregadas no estudo.

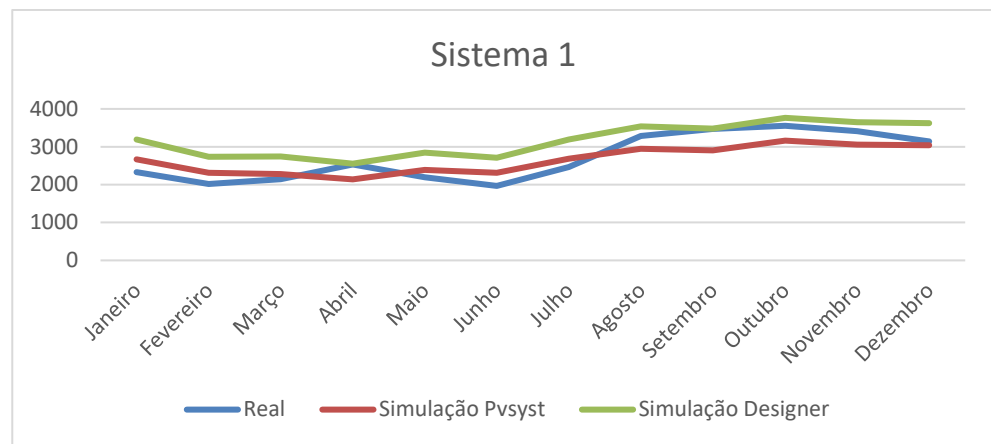
Tabela 3 - Geração do sistema 1 e as duas simulações referentes a esse sistema

Sistema 1	Real	Simulação Pvsyst	Simulação Designer
Janeiro	2327,27	2669	3196
Fevereiro	2020,96	2309	2739
Março	2144,21	2279	2747
Abril	2531,77	2139	2554

Maio	2192,84	2392	2842
Junho	1966,54	2311	2714
Julho	2461,49	2687	3189
Agosto	3285,00	2949	3535
Setembro	3468,03	2906	3478
Outubro	3553,96	3162	3764
Novembro	3415,05	3059	3650
Dezembro	3137,00	3039	3627
Média	2708,67	2658,41	3169,58

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Gráfico 1 - Comparativo de dados de geração do sistema 1



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na tabela 3 foram mostrados os dados referentes ao sistema 1, sendo que na primeira coluna está representado os meses do ano e a média anual que receberam os dados de geração do sistema real e dos valores simulados, na segunda coluna temos os valores de geração real da usina 1, obtidas através do monitoramento do sistema, já na terceira coluna está exibido os dados de geração obtidos pela simulação do PVSyst, e na quarta coluna está descrita os valores simulados para o designer. O valor obtido na média anual do sistema real foi de 2708,67 kWh, enquanto que a média anual do sistema simulado pelo PVSyst foi de 2658,41 kWh, enquanto que o sistema simulado pelo Designer em média foi de 3169,58 kWh.

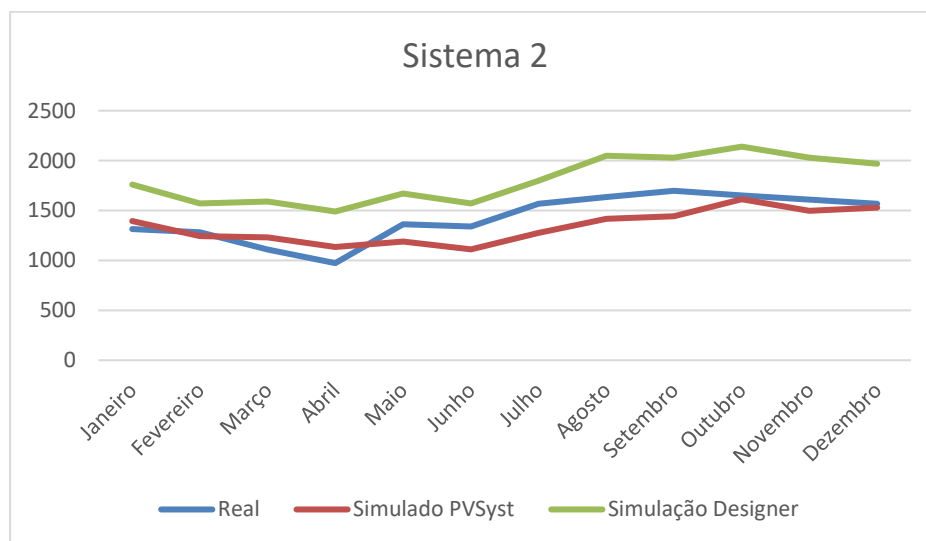
No gráfico 1 temos a representação dos dados da tabela 3, no decorrer dos meses, mostrando a geração dos três modelos, o real e os dois simulados, mostrando que em todos os meses a simulação no Designer foi a maior entre as três, porém os favores não foram muito distantes, principalmente no mês de abril, onde a simulação do sistema real chegou mais próxima da última simulação.

Tabela 4 - Geração do sistema 2 e as duas simulações referentes a esse sistema

Sistema 2	Real	Simulado PVSyst	Simulação Designer
Janeiro	1315,51	1393	1760
Fevereiro	1283,34	1245	1570
Março	1110,44	1230	1590
Abril	973,04	1135	1490
Maio	1362,02	1188	1670
Junho	1339,65	1111	1570
Julho	1566,17	1276	1800
Agosto	1636,14	1417	2050
Setembro	1697,88	1444	2030
Outubro	1652,37	1613	2140
Novembro	1608,44	1496	2030
Dezembro	1568,77	1528	1970
Média	1426,14	1339,66	1805,83

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Gráfico 2 - Comparativo de dados de geração do sistema 2



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

De Forma semelhante a tabela 3 e ao gráfico 1 que estão relacionados ao sistema 1, a tabela 4 e o gráfico 2 está relacionada com os dados obtidos do sistema 2, onde na tabela 4 a média anual de geração do sistema real foi de 1426,14 kWh, o sistema simulado no PVSyst obteve uma geração média de 1339,66 kWh, já na última simulação do sistema 2, os dados de geração obtidos na simulação foi de 1805,83 kWh.

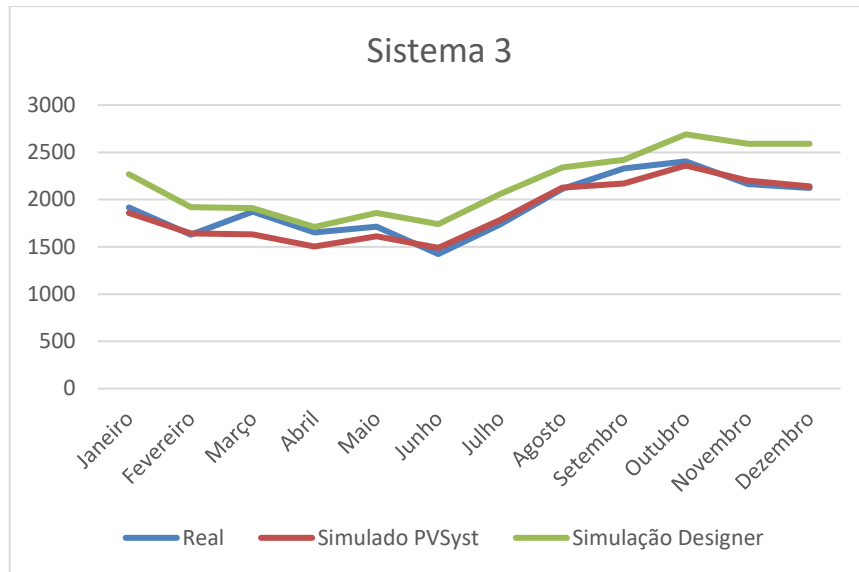
No gráfico foi mostrado que a simulação do Designer foi a maior durante todo ano, porém mostrou que a simulação do PVSyst teve uma geração um pouco abaixo da gerada no sistema real.

Tabela 5 - Geração do sistema 3 e as duas simulações referentes a esse sistema

Sistema 3	Real	Simulado PVSyst	Simulação Designer
Janeiro	1915,83	1860	2270
Fevereiro	1629,28	1643	1920
Março	1872,42	1633	1910
Abril	1652,85	1504	1710
Mai	1713,78	1613	1860
Junho	1423,83	1489	1740
Julho	1736,76	1786	2060
Agosto	2112,66	2125	2340
Setembro	2328,55	2170	2420
Outubro	2404,53	2360	2690
Novembro	2164,29	2202	2590
Dezembro	2122,26	2141	2590
Média	1923,08	1877,16	2175

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Gráfico 3 - Comparativo de dados de geração do sistema 3



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na tabela 5 de forma semelhante as tabelas 3 e 4, mostraram a geração do sistema real, da simulada no PVSyst e no Designer, onde as gerações médias anuais foram de 1923,08 kWh para o sistema real, 1877,16 kWh para a simulação do PVSyst e 2175 kWh para a simulação do Designer.

O gráfico 3 representou os dados de geração do sistema 1, no sistema real, e nas duas simulações, mostrando que a segunda simulação, que é referente ao Designer, obteve a menor diferença em relação a geração real, entre os três sistemas.

As tabelas e gráficos apresentados anteriormente exibiram os dados de geração. Em seguida, esses dados foram analisados sob outra perspectiva, focando na diferença entre a simulação do PVSyst e o sistema real. Essa análise objetivou verificar quão próxima a simulação estava do desempenho esperado, referindo-se à energia gerada pelo sistema existente. Assim, avaliou-se a precisão da simulação do PVSyst, comparando a diferença percentual entre os dados simulados e os dados reais, conforme demonstrado nas Tabelas 6, 7 e 8.

De maneira equivalente, analisou-se a diferença percentual da simulação que utilizou a tecnologia de otimizadores de potência em comparação com o sistema real. Neste caso, uma porcentagem maior indicaria um acréscimo na geração, sugerindo um resultado mais favorável da simulação. Esses dados foram igualmente apresentados nas Tabelas 6, 7 e 8.

Tabela 6 - Diferenças percentuais entre as simulações e os dados do sistema 1

Sistema 1	Real (geração)	PVSyst (diferença (%))	Designer (acrécimo (%))
Janeiro	2327,27	14,68%	37,33%
Fevereiro	2020,96	14,25%	35,53%
Março	2144,21	6,29%	28,11%
Abril	2531,77	-15,51%	0,88%
Maiο	2192,84	9,08%	29,60%
Junho	1966,54	17,52%	38,01%
Julho	2461,49	9,16%	29,56%
Agosto	3285	-10,23%	7,61%
Setembro	3468,03	-16,21%	0,29%
Outubro	3553,96	-11,03%	5,91%
Novembro	3415,05	-10,43%	6,88%
Dezembro	3137	-3,12%	15,62%
Média	2708,68	-1,86%	19,61%

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Tabela 7 - Diferenças percentuais entre as simulações e os dados do sistema 2

Sistema 2	Real (geração)	PVSyst (diferença (%))	Designer (acrécimo (%))
Janeiro	1315,51	5,89%	33,79%
Fevereiro	1283,34	-2,99%	22,34%
Março	1110,44	10,77%	43,19%
Abril	973,04	16,64%	53,13%
Maiο	1362,02	-12,78%	22,61%
Junho	1339,65	-17,07%	17,19%
Julho	1566,17	-18,53%	14,93%
Agosto	1636,14	-13,39%	25,29%
Setembro	1697,88	-14,95%	19,56%
Outubro	1652,37	-2,38%	29,51%
Novembro	1608,44	-6,99%	26,21%
Dezembro	1568,77	-2,60%	25,58%
Média	1426,15	-6,06%	26,62%

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Tabela 8 - Diferenças percentuais entre as simulações e os dados do sistema 3

Sistema 3	Real (geração)	PVSyst (diferença (%))	Designer (acrécimo (%))
Janeiro	1915,83	-2,91%	18,49%
Fevereiro	1629,28	0,84%	17,84%
Março	1872,42	-12,79%	2,01%
Abril	1652,85	-9,01%	3,46%
Maio	1713,78	-5,88%	8,53%
Junho	1423,83	4,58%	22,21%
Julho	1736,76	2,84%	18,61%
Agosto	2112,66	0,58%	10,76%
Setembro	2328,55	-6,81%	3,93%
Outubro	2404,53	-1,85%	11,87%
Novembro	2164,29	1,74%	19,67%
Dezembro	2122,26	0,88%	22,04%
Média	1923,08	-2,39%	13,10%

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

No Sistema 1, observou-se que as variações mensais em relação à primeira simulação foram relativamente altas, com as maiores variações sendo de -16,21% em setembro e 17,52% em junho. Contudo, a variação média anual foi baixa, apenas -1,86%, de diferença em relação ao sistema existente. Na segunda simulação do mesmo sistema, houve um acréscimo significativo de geração nos primeiros meses do ano, que corresponde ao período chuvoso. No entanto, na segunda metade do ano, período de maior irradiação, o acréscimo foi menor. A média anual mostrou um aumento de 19,61% em comparação com os dados de geração coletados.

No Sistema 2, as maiores variações mensais na primeira simulação foram de -18,53% em julho e 16,64% em abril. A variação média anual foi de -6,06%, a maior entre as simulações. Isso pode ser atribuído à dificuldade de representar no *PVSyst* alguns objetos causadores de sombreamento. Na simulação seguinte, notou-se um aumento na média anual de 26,62%, indicando um crescimento maior que nos outros sistemas, possivelmente devido à maior quantidade de sombreamento.

No Sistema 3, a primeira simulação apresentou variações máximas mensais menores que as dos outros sistemas, com -12,79% em março e 4,58% em

junho. A variação média anual foi de -2,39%. Na segunda simulação, houve um acréscimo de 13,10% na média anual, o menor entre os três sistemas. Uma possível explicação para este comportamento é a escolha do inversor de 20,1 kW, recomendado pelo *Designer* para o sistema com otimizadores de potência, o que pode ter resultado em perdas por causa que o sistema ficou subdimensionado, com uma potência menor de módulos do que a de inversor.

Ao comparar os resultados das usinas reais com as simuladas no *PVSyst*, percebeu-se que a geração real foi consistentemente um pouco acima da geração simulada. Isso pode ser explicado pelos fatores de perda escolhidos para a simulação, especialmente o fator de sujidade, para o qual o programa recomenda 3% de perda na ausência de dados confiáveis. Além disso, a base de dados utilizada nas simulações, todas provenientes do CRESESB, pode ter contribuído para as discrepâncias nos dados de irradiação.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs como objetivo principal a realização de um estudo comparativo entre a geração de sistemas de energia solar fotovoltaicos instalados e simulações de duas tecnologias diferentes: uma com um inversor de *string* convencional e outra com sistema de otimizadores de potência. Observou-se que os sistemas simulados, similares aos sistemas existentes (as primeiras simulações de cada sistema), apresentaram valores próximos aos obtidos nas usinas existentes. Essa diferença pode ser atribuída a fatores como as perdas por sujidade, para as quais foram utilizados valores recomendados pelo *software*, dada a ausência de dados específicos para os três sistemas reais. Outro parâmetro que pode ter influenciado essa diferença são as bases de dados de irradiação utilizadas.

Apesar dessas diferenças, os resultados das simulações foram considerados satisfatórios, com variações de -1,86%, -6,06% e -2,39% para cada sistema, respectivamente. Nas simulações com a utilização de otimizadores de potência, houve um aumento significativo na geração, apesar das alterações necessárias, como a

mudança de inversores. As simulações mostraram um crescimento na geração de 19,61%, 26,62% e 13,10% para cada sistema, respectivamente.

No sistema com maior perda por sombreamento, observou-se o maior crescimento de geração. Com inversores de *string*, um módulo sombreado pode afetar toda a *string*, parcial ou totalmente. Já nos sistemas com otimizadores de potência, esse efeito é mitigado. Conforme indicado pela Solar Edge (2023), os otimizadores de potência operam com rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT) a nível de módulo, funcionando como se cada otimizador tivesse sua própria MPPT, reduzindo o impacto sobre os outros módulos conectados aos demais otimizadores.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Apesar de este trabalho ter demonstrado um significativo aumento na geração com a mudança do tipo de tecnologia utilizada, tornou-se necessário avaliar a questão financeira dessa mudança. Sistemas que utilizam otimizadores de potência geralmente apresentam custos mais elevados do que aqueles que empregam apenas o inversor de *string*. Portanto, é essencial testar a viabilidade financeira dessa alteração tecnológica.

Adicionalmente, sugeriu-se a realização de outro estudo que simulasse essas duas tecnologias no mesmo local e sob circunstâncias idênticas. Esse estudo permitiria verificar um possível aumento real na geração. Apesar de as simulações terem sido satisfatórias do ponto de vista da proximidade com os dados reais de geração, é importante ressaltar que tais simulações podem conter erros, o que acarreta uma menor precisão nos dados obtidos.

REFERÊNCIAS

ALÍPIO, Ademir de Souza; MAZZUCO, Igor Martins. **Análise da viabilidade de overload de inversores na geração de energia fotovoltaica na região Sul de Santa Catarina**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2021.

ALVES, Marliana de Oliveira Lage. **Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, MG, 2019.

AMARAL, Marcelo Batista do; FERREIRA, Evaldo Antônio. **Sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica e sua integração ao projeto de edificações civis**. Projeto do Programa PROBIC 2019/1, CAIC/PRODIS/UNIPAC, Barbacena, Área de conhecimento: Engenharia Civil, Vigência: abril/2019 - março/2020.

ARAÚJO JÚNIOR, Pascoal do Sacramento. Análise comparativa do balanço energético da energia solar (fotovoltaica e termossolar). **Bahia Análise & Dados**, v. 27, n. 1, p. 6-26, 2017.

ARAÚJO, Ana Júlia Nunes de; ABRANTES, Ana Carolina Tedeschi Gomes. A busca pela eficiência dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede: uma análise sobre os principais fatores de perda, soluções e inovações. **Revista Técnico-Científica**, n. 22, 2019.

ÁVILA, Marcela Maluf; SCHRAM, Welinton. **Condicionamento eletrônico da energia solar fotovoltaica para acionamento de motor de indução monofásico**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2021.

BOSO, Ana Cláudia Marassá Roza; GABRIEL, Camila Pires Cremasco; GABRIEL FILHO, Luís Roberto Almeida. Análise de custos dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid no Brasil. **Revista Científica ANAP Brasil**, v. 8, n. 12, 2015.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br>. Acesso em: 29 nov. 2023.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL Nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <https://www.lexml.gov.br>. Acesso em: 29 nov. 2023.

BÜHLER, Alexandre José. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

CAMPELO, Djamilton Foicinha. **Sequência de ensino investigativa para o estudo do efeito fotovoltaico em uma abordagem experimental na perspectiva da teoria de campos conceituais de Vergnaud**. 2019. 165 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Rede - Ensino de Física em Rede Nacional/CCET) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

CUPERTINO, Allan Fagner et al. Inversores multifuncionais para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2014.

DAL BEM, Julio César Trevisan et al. Solução para bombeamento de água em propriedades rurais utilizando energia solar fotovoltaica. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2016. p. 1-8.

EIVA, Umme Riazul Jannat et al. Design, performance, and techno-economic analysis of a rooftop grid-tied PV system for a remotely located building. **IET Renewable Power Generation**, 2023.

FINKLER, Alessandro et al. Análise da Capitalização das Perdas de Energia em Transformadores de Distribuição. In: **11th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2018)**. Brasil, 2023.

FONSECA, José Eduardo Ferreira da. **Avaliação da degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino em sistemas conectados à rede elétrica**. 2020. Tese (Doutorado em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/206065>. Acesso em: 12 de out. 2023.

GALDINO, J. T.; PINHO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Revisada e Atualizada ed.). **CEPEL–CRESESB. Rio de Janeiro**, 2014.

IMAI, Hugo Eiji et al. Simulação computacional como ferramenta de otimização na geração de energia solar fotovoltaica. **urbe. Revista Brasileira de Gestão Urbana**, v. 12, 2020.

IRWAN, Y. M. et al. Stand-alone photovoltaic (SAPV) system assessment using PVSYST software. **Energy Procedia**, v. 79, p. 596-603, 2015.

KANDASAMY, C. P.; PRABU, P.; NIRUBA, K. Solar potential assessment using PVSYST software. In: **2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE)**. IEEE, 2013. p. 667-672.

MACHADO, Gilson Mario Vieira et al. Estudo de Caso de um Sistema Fotovoltaico Instalado no Campus da UNICAMP em Diferentes Softwares de Simulação. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2020.

OLIVEIRA, Othon Garcia; OLIVEIRA, Rafael Henrique; GOMES, Renato Oliveira. Energia solar: um passo para o crescimento. **REGRAD-Revista Eletrônica de Graduação do UNIVEM-ISSN 1984-7866**, v. 10, n. 01, p. 377-389, 2017.

OLIVEIRA, Thiago Ferro de et al. Desenvolvimento de uma interface de controle para simulação de uma rede elétrica no software OpenDSS. In: **CIES2020-XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar**. LNEG-Laboratório Nacional de Energia e Geologia, 2020. p. 121-127.

PARENTE, Alexandre Filgueiras. **Estudo comparativo sobre o desempenho entre usinas de geração de energia fotovoltaica com uso de inversores string e microinversores**. 2021. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energias Renováveis) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; de LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; de ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; de SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2ª Edição, 2017.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), v. 1, 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47-499, 2014

PORTAL SOLAR. **Brasil é 4º país do mundo com mais empregos em energia solar**. 28 set. 2023. Disponível em:

<https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/internacional/brasil-e-4o-pais-do-mundo-com-mais-empregos-em-energia-solar>. Acesso em: 14 dez. 2023.

PORTAL SOLAR. **Inversor Grid Tie: O que é e como funciona**. 2022. Disponível em: <https://portalsolar.com.br/inversor-grid-tie-o-que-e-e-como-funciona>. Acesso em: 27 out. 2023.

Portal solar, **Placa solar: como funciona, construção e modelos**. 2023. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-placa-solar>. Acesso em :17 de dez. 2023.

PVSYST. **Release Notes 6.4x**. 2016. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/release-notes-6-4x/>. Acesso em: 27 out. 2023.

REZENDE, Vinicius Gouveia Scartezini; ZILLES, Roberto. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2018.

ROCHA, Gabriel Sopran; RODRIGUES, Odiney Silva. **Estudo de Viabilidade de um Sistema de Geração de Energia Elétrica Através do Efeito Fotovoltaico**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil). Universidade Evangélica, Anápolis, 2019.

ROSA, Antonio Robson Oliveira da; GASPARIN, Fabiano Perin. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil. **Revista brasileira de energia solar**, v. 7, n. 2, p. 140-147, 2016.

SANTO TIRSO.TV. **E com a Primavera veio também o equinócio**. Sabe o que é? 2023. Disponível em: <https://santo-tirso.tv>. Acesso em: 27 out. 2023.

SANTOS, Leonardo Nery Carrijo dos; LIMA, Gerson Flávio Mendes de. Dimensionamento prático de um sistema fotovoltaico—estudo de caso utilizando o software PVsyst Sizing and simulation of a photovoltaic system using the software PVsyst. **Brazilian Journal of Development**, v. 8, n. 3, p. 20035-20047, 2022.

SAUER, Kenneth J.; ROESSLER, Thomas; HANSEN, Clifford W. Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in PVsyst. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 5, n. 1, p. 152-158, 2014.

SILVA PEREIRA, Donisete et al. Diversificação de fontes geradoras da matriz elétrica brasileira: uma revisão sistemática. **Meio Ambiente (Brasil)**, v. 3, n. 1, 2021.

SILVA, João Lucas de Souza. **Estudo e Desenvolvimento Experimental de Otimizadores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020.

SILVA, Lara Raquel de Jesus Rodrigues; SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Análise comparativa das fontes de energia solar

fotovoltaica, hidrelétrica e termelétrica, com levantamento de custos ambientais. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2018.

SILVA, Wenderson Rebouças da. **Análise de performance através do software PVsyst de gerações solares fotovoltaicas com potência de até 10 kWp conectados à rede na cidade de Fortaleza/Ceará no ano de 2021**. 2022. 108 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

SOLAR EDGE. **Otimizadores de Potência para Sistemas Residenciais**. 2023. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/products/power-optimizers/residential-power-optimizers>. Acesso em: 27 out. 2023.

Solfácil. **Conheça os elementos constitutivos do módulo fotovoltaico**. 2023. Disponível em: <https://blog.solfacil.com.br/energia-solar/elementos-construtivos-do-modulo-fotovoltaico/>. Acesso em: 27 de out. 2023.

SOUZA, Thiago Marques; CUPERTINO, Allan Fagner; PEREIRA, Heverton Augusto. Controle de um inversor trifásico utilizando técnica baseada em passividade para operação em sistemas fotovoltaicos. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2014.

VASHISHTHA, Vineet Kumar et al. An overview of software tools for the photovoltaic industry. **Materials Today: Proceedings**, v. 64, p. 1450-1454, 2022.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de textos, 2016.