



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VITOR MANOEL SILVA ARAÚJO

**ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS DE INVERSOR CENTRALIZADO E
MICROINVERSOR EM DOIS SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA EM SOBRAL**

SOBRAL

2022

VITOR MANOEL SILVA ARAÚJO

ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS DE INVERSOR CENTRALIZADO E
MICROINVERSOR EM DOIS SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA EM SOBRAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
do Campus Sobral da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Adson Bezerra
Moreira.

SOBRAL

2022

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)

- A692a Araújo, Vitor Manoel Silva Araújo.
Análise comparativa das topologias de inversor centralizado e microinversor em dois sistemas de microgeração de energia fotovoltaica em Sobral / Vitor Manoel Silva Araújo Araújo. – 2022.
84 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2022.
Orientação: Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira.
1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Fontes Alternativas de Energia. 3. Geração Distribuída. 4. Sistemas Fotovoltaicos. I. Título.

CDD 621.3

VITOR MANOEL SILVA ARAÚJO

ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS DE INVERSOR CENTRALIZADO E
MICROINVERSOR EM DOIS SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA EM SOBRAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
do Campus Sobral da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Eletricista Lucas Taylan Ponte Medeiros
Minsait

Me. Ângelo Marcílio Marques dos Santos
J A Engenharia

Dedico a minha família, que me apoiaram em todos os momentos da faculdade, aos meus amigos que estão sempre comigo. Dedico a Deus por sempre me abençoar.

AGRADECIMENTOS

Agradecer em primeiro lugar a Deus, por todas as dificuldades e oportunidades tens me proporcionado, todos os desafios são necessários para moldar o ser.

Queria agradecer em especial aos meus pais, Rosângela Silva Araújo e Edilson Barbosa Araújo, pois são umas das principais razões da minha luta diária, e no meio de todas as dificuldades sempre estiveram ao meu lado. A minha Irmã Larissa Albertina Silva Araújo por todo o companheirismo e conselhos ao longo de todo esse processo. A minha madrinha, minha segunda mãe, Reijane Cristina por sempre acreditar na minha capacidade e que mesmo distante sempre esteve torcendo pelo meu sucesso.

Agradecer a todos os meus amigos que estiveram comigo ao longo desses 5 anos de faculdade, em especial ao Daniel por toda a parceria nesses 8 anos de amizade. A Bruna Letícia, um dos presentes mais preciosos que a UFC me trouxe, ao Alexandre Holanda por toda a amizade e sua forma sincera de ser. Ao Matheus Renan, Michel Bernardo, Paulo Ricardo, Gilmar Farias e a todos os meus amigos da UFC.

Ao Professor Orientador Adson Bezerra Moreira pela orientação e ensinamentos durante as diversas etapas deste trabalho

Ao Marcelo Estevão por toda a ajuda, amizade e colaboração em diversos momentos deste trabalho.

Agradecer a toda a EQUIPE ULTRA ENERGIA e ULTRA PROJETOS, todos vocês somaram de uma forma incalculável na minha evolução pessoal e profissional. E mais ainda em especial a Joana Laila e ao Caio César por todas as oportunidades, lições, e principalmente por todos os puxões de orelha. Todos esses momentos contribuíram de uma forma indescritível para a construção do meu eu pessoal e profissional. Agradecer também ao Gustavo Melo, por toda a amizade e conselhos. É um privilégio trabalhar com todos vocês.

Por fim, dedico todo o meu esforço a duas pessoas incríveis que não se encontram mais comigo de forma física, mas estão sempre nas minhas melhores lembranças diárias. Minha avó Maria que estaria transbordando de alegria com a formatura do seu “netinho lindo” e ao meu grande amigo Matheus de Souza Garcia, que me chamava carinhosamente de “Vitu Sã”, deixando-me e meus amigos com a responsabilidade de nos tornamos os melhores Engenheiros Eletricistas.

“Não creio que haja uma emoção mais intensa para um inventor do que ver suas criações funcionando. Essas emoções fazem você esquecer de comer, de dormir, de tudo.”

(Nikola Tesla)

RESUMO

As fontes ditas alternativas ganham grande destaque na matriz energética mundial devido à crescente demanda energética e diversificação das fontes de energia. O principal catalisador desta transição é o efeito estufa, que é agravado pelas principais fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis e não-renováveis, devido a emissão de Dióxido de Carbono (CO₂). Uma das principais fontes alternativas é a solar fotovoltaica, que possui vantagem de ser totalmente livre de poluentes e com crescente participação na matriz elétrica brasileira, com destaque aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs). Porém, a grande variedade de topologias dos SFCRs tornam a otimização de tais sistemas uma tarefa desafiadora, que resultam em *trade-offs* tanto para o proprietário quanto para o projetista do sistema. Portanto, o presente trabalho aborda uma análise comparativa de duas topologias de SFCRs, uma baseada no uso de inversor centralizado e outra baseada no uso de microinversor. Ambas as topologias possuem vantagens e desvantagens sobre diferentes contextos, desde o custo de aquisição até a manutenção e eficiência. Os sistemas analisados foram projetados conforme os critérios da concessionária Enel Distribuição Ceará e instalados na cidade de Sobral. As principais diferenças e aplicações são discutidas ao longo do trabalho e os resultados de geração de ambos os sistemas foram satisfatórios com os definidos em projeto, tendo o sistema com microinversor alcançado o melhor desempenho, com mais de 25% de eficiência em relação ao inversor na geração simulada e mais de 10% na geração real. Em termos de retorno financeiro, o sistema com microinversor também foi superior o inversor, com *payback* de um ano de antecedência. As simulações de sombreamento e projeto foram realizadas usando os *softwares* PVSol, SketchUp e SolarEdge.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Fontes Alternativas de Energia. Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos

ABSTRACT

The so-called alternative sources gain great prominence in the global energy matrix due to the growing energy demand and diversification of energy sources. The main catalyst for this transition is the greenhouse effect, which is aggravated by the main energy sources based on fossil and non-renewable fuels, due to the emission of CO₂. One of the main alternative sources is photovoltaic solar, which has the advantage of being completely free of pollutants and with a growing participation in the Brazilian electricity matrix, with emphasis on Grid Connected Photovoltaic Systems (GCPSs). However, the wide variety of topologies of GCPSs makes the optimization of such systems a challenging task, which results in trade-offs for both the owner and the system designer. Therefore, this work approaches a comparative analysis of two topologies of GCPSs, one based on the use of a centralized inverter and the other based on the use of a microinverter. Both topologies have advantages and disadvantages over different contexts, from acquisition cost to maintenance and efficiency. The analyzed systems were designed according to the criteria of the power distribution company Enel Distribuição Ceará and installed in the city of Sobral. The main differences and applications are discussed throughout the work and the generation results of both systems were satisfactory with those defined in the project, with the microinverter system achieving the best performance, with more than 25% efficiency in relation to the inverter in the simulated generation and more than 10% in the real generation. In terms of financial return, the microinverter system was also superior to the inverter, with payback one year in advance. Shading and design simulations were performed using software PVSol, SketchUp and SolarEdge.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Alternative Energy Sources. Distributed Generation. Photovoltaic Systems

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira (Δ 2021/2020).	18
Figura 2 – Crescimento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) (Δ 2021/2020).	18
Figura 3 – Potencial proporcional de disponibilidade.	21
Figura 4 – Capacidade solar fotovoltaica por país e território (MW).	23
Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia solar no Brasil (MW).	24
Figura 6 – Evolução da potência instalada (MW) em Microgeração e Minigeração Distribuída por tipo de fonte.	25
Figura 7 – Geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo.	25
Figura 8 – Sistema Fotovoltaico Isolado.	26
Figura 9 – Sistema <i>Off-Grid</i>	27
Figura 10 – Consumo em Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede (SFVCR).	28
Figura 11 – Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede.	28
Figura 12 – Sistema <i>On-Grid</i>	29
Figura 13 – Módulos Fotovoltaicos.	29
Figura 14 – Curva IxV para diferentes irradiações.	31
Figura 15 – Curva IxV para diferentes temperaturas.	31
Figura 16 – Inversor.	32
Figura 17 – Inversor Trifásico de Ponte Completa.	33
Figura 18 – Situações possíveis de MPP.	33
Figura 19 – Fluxograma do algoritmo de <i>Maximum Power Point Tracking</i> (MPPT) com a técnica P&O.	34
Figura 20 – Comparação entre MPPTs.	34
Figura 21 – Microinversor.	35
Figura 22 – Microinversor de estágio único com conversor <i>flyback</i>	36
Figura 23 – Microinversor em diferentes orientações.	36
Figura 24 – Microinversor instalado.	37
Figura 25 – Proteção CC e CA.	38
Figura 26 – Inversor com proteção integrada.	38
Figura 27 – Consumo da Residência Sobral e Meruoca (Inversor).	40
Figura 28 – Consumo da Residência Sobral (Microinversor).	41
Figura 29 – Condicionadores de Ar.	41

Figura 30 – Localização geográfica.	43
Figura 31 – Altura Solar x Azimute.	44
Figura 32 – Média anual de potencial de energia fotovoltaica.	44
Figura 33 – Irradiação normal direta.	44
Figura 34 – Vista aérea (Inversor).	54
Figura 35 – Solstício de verão (Inversor).	54
Figura 36 – Solstício de inverno (Inversor).	54
Figura 37 – Porcentagem de sombreamento (Inversor).	55
Figura 38 – Porcentagem de sombreamento (Inversor).	55
Figura 39 – Layout do sistema (Inversor).	56
Figura 40 – Vista aérea (Microinversor).	56
Figura 41 – Solstício de verão (Microinversor).	57
Figura 42 – Solstício de inverno (Microinversor).	57
Figura 43 – Porcentagem de sombreamento (Microinversor).	58
Figura 44 – Sistema simulado (Microinversor).	58
Figura 45 – Documentos para Homologação (Enel).	60
Figura 46 – Prazo de conexão (Enel).	60
Figura 47 – Posição dos painéis via SolarEdge (Inversor).	61
Figura 48 – Posição dos painéis via SolarEdge (Inversor).	61
Figura 49 – Posição dos painéis via SolarEdge (Microinversor).	62
Figura 50 – Posição dos painéis via SolarEdge (Microinversor).	62
Figura 51 – Geração do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) com Inversor Centralizado.	63
Figura 52 – Geração do SFCR com Microinversor.	64
Figura 53 – Comparação entre geração real-simulada-estimada.	65
Figura 54 – Payback do Sistema com Inversor.	68
Figura 55 – Payback do Sistema com Microinversor.	69
Figura 56 – Comparativo de geração (agosto).	70
Figura 57 – Comparativo de geração (setembro).	70
Figura 58 – Relação de geração entre o microinversor e o inversor centralizado.	71
Figura 59 – Comparativo de geração (Nublado).	72
Figura 60 – Sistema com Inversor.	72

Figura 61 – Sistema com inversor à esquerda instalado e sistema simulado à direita. . . .	73
Figura 62 – Sistema com microinversor à esquerda instalado e sistema simulado à direita.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Característica dos Módulos Cristalinos	30
Tabela 2 – Consumo mensal médio (Inversor)	39
Tabela 3 – Consumo mensal médio (Microinversor)	40
Tabela 4 – Dados solarimétricos (por dia)	43
Tabela 5 – Kit (Inversor)	46
Tabela 6 – Kit (Microinversor)	46
Tabela 7 – Parâmetros do painel Sunova	48
Tabela 8 – Parâmetros do painel Jinko	48
Tabela 9 – Dimensionamento das <i>strings</i>	49
Tabela 10 – Característica dos condutores	50
Tabela 11 – Dimensionamento dos condutores pelo método da capacidade de condução.	52
Tabela 12 – Dimensionamento dos condutores pelo método da queda de tensão.	52
Tabela 13 – Dimensionamento dos disjuntores.	52
Tabela 14 – Parâmetros de fatura sem geração solar	66
Tabela 15 – Parâmetros de fatura com geração solar (Geradora)	66
Tabela 16 – Parâmetros da fatura com geração solar (Rateio)	67
Tabela 17 – Outros parâmetros	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CO ₂	Dióxido de Carbono
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MEN	Matriz Energética Nacional
ESF	Energia Solar Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFV	Sistema Fotovoltaico
SEP	Sistema Elétrico de Potência
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
SIN	Sistema Interligado Nacional
AM	Espectro Solar para Massa de Ar
PMW	<i>Pulse-Width Modulation</i>
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor</i>
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
HSP	Horas de Sol Pleno
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
CIP	Contribuição de Iluminação Pública

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}C$	Grau Celsius
A	Ampere
CO_2	Dióxido de Carbono
Cu	Cobre
GW	Gigawatt
Gr	Ganho de recepção
J	Joule
I	Corrente Elétrica
P	Potência
R	Resistência
t	Tempo
V	Tensão
Wp	Potência de Pico em Watt
Z	Impedância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Justificativa	19
1.2	Objetivos	19
1.2.1	Objetivos Específicos	19
1.2.2	Estrutura	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	Fontes Alternativas de Energia	21
2.1.1	Panorama Mundial	22
2.1.1.1	Panorama Brasileiro	23
2.1.2	Geração Distribuída	24
2.2	Energia Solar Fotovoltaica	25
2.2.1	Principais Topologias	26
2.2.1.1	Sistemas Isolados	26
2.2.1.2	Sistemas Conectados a Rede	27
2.2.2	Componentes	29
2.2.2.1	Módulos Fotovoltaicos	29
2.2.2.2	Inversor	31
2.2.2.3	Microinversor	35
2.2.2.4	Proteção	37
3	METODOLOGIA	39
3.1	Perfil de Consumo	39
3.2	Dados Solarimétricos	42
3.3	Dimensionamento	45
3.3.1	Sistema com Inversor	45
3.3.2	Sistema com Microinversor	46
3.3.3	Strings, Proteção e Cabeamento	47
3.3.3.1	Strings	47
3.3.3.2	Proteções e Cabeamento	49
3.3.3.2.1	Parte Corrente Contínua (CC)	49
3.3.3.2.2	Parte Corrente Alternada (CA) – Inversor e Microinversor	50

3.3.3.2.3	<i>Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS)</i>	51
3.3.3.3	<i>Dimensionamento Resultante</i>	52
3.4	Simulação de Sombreamento	52
3.4.1	<i>Sistema com Inversor</i>	53
3.4.2	<i>Sistema com Microinversor</i>	56
3.5	Projeto de Homologação	59
3.6	Projeto Executivo	60
4	RESULTADOS	63
4.1	Geração	63
4.2	Payback	65
4.3	Comparação entre os sistemas	69
4.4	Instalação	72
5	CONCLUSÕES	74
	REFERÊNCIAS	75
	ANEXOS	77
	ANEXO A–DATASHEET: SUNOVA SS-505-66MTF - 505W	78
	ANEXO B–DATASHEET: JINKO JKM470M-7RL3-V	80
	ANEXO C–DATASHEET: INVERSOR SOLIS	82
	ANEXO D–DATASHEET: MICROINVERSOR DEYE	83

1 INTRODUÇÃO

A alta demanda por diversificação da Matriz Energética Nacional (MEN) impulsionou diversas fontes renováveis de energia, com importante protagonismo da energia solar fotovoltaica, devido a sua progressiva redução nos custos de instalação e incentivos fiscais por parte dos governos. As fontes renováveis de energia têm ganhado destaque em todo o mundo devido ao seu apelo ambiental, pois estas fontes são classificadas como inesgotáveis, devido ao seu constante ciclo de renovação natural (SILVA *et al.*, 2019).

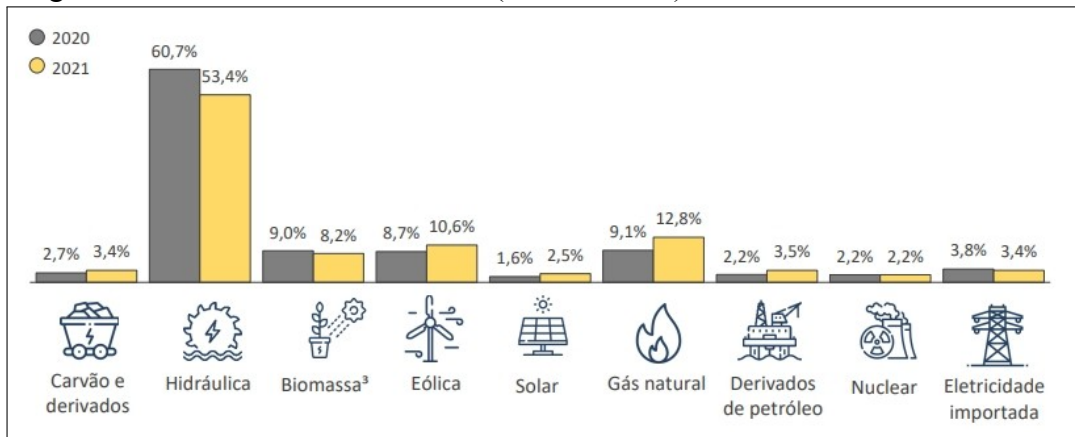
A tendência global para o uso das renováveis se insere no contexto do efeito estufa, que é agravado pela emissão de CO₂, em grande parte provenientes das fontes fósseis de energia, que ainda são as fontes mais usadas no mundo.

O crescimento da Energia Solar Fotovoltaica (ESF) acontece justamente na conjuntura de Geração Distribuída (GD), que é característica dominante nos principais sistemas de geração deste tipo no Brasil. Entende-se por GD como a geração de energia situada geograficamente adjacente ao consumidor final, de modo que a instalação possua a finalidade principal do seu atendimento, podendo gerar excedente ou não (BEZERRA, 2021).

Em termos de regulamentação da GD no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece através das Resoluções Normativas N° 1000/2021 (ANEEL, 2021c), N° 482/2012 (ANEEL, 2012) e do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2021a) as regras de micro e minigeração de energia, que possuam o objetivo de facilitar a inserção da GD de pequeno porte (EPE, 2014). Desta forma, fica estabelecido a microgeração, em função da potência instalada, até a potência de 75 kW, e de 75 kW até 5 MW para a minigeração (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2021a).

A importância da energia fonte solar fotovoltaica é manifestada em números através da sua participação na matriz elétrica brasileira, que vêm sofrendo mudanças por causa da dinâmica de chuvas no país. No ano de 2021, a escassez das chuvas produziu uma redução do volume dos reservatórios das usinas hidrelétricas mais relevantes do país, e com isso, ocasionou uma limitação da oferta de energia elétrica. Esta limitação foi compensada pelo incremento de outras fontes, como por exemplo o carvão vapor com aumento de 47,2%, o gás natural com aumento de 46,2%, a eólica com aumento de 26,7% e, de forma mais expressiva, a solar fotovoltaica com aumento significativo de 55,9% (EPE, 2022). A participação da solar fotovoltaica na matriz elétrica corresponde a 2,5%, que corresponde a um aumento de mais de 50% em relação ao ano anterior, como mostra a Figura 1.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira (Δ 2021/2020).

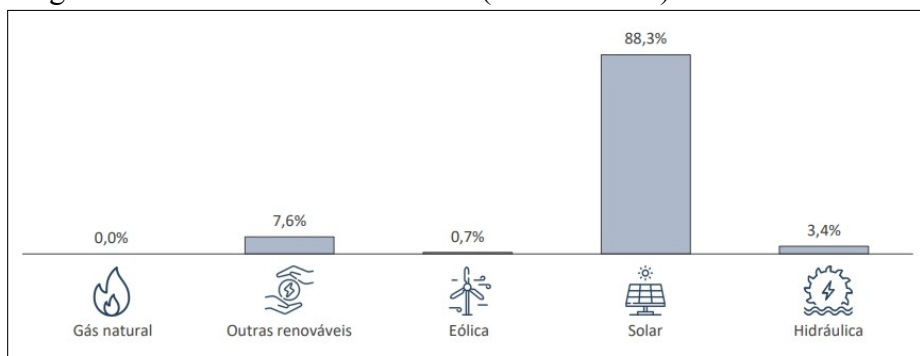


Fonte: EPE (2022).

Em termos de geração, a solar fotovoltaica alcançou a marca de 9.019 GWh e 8.771 MW de potência instalada (EPE, 2022), com destaque para os estados brasileiros de Minas Gerais, São Paulo e Rio Grande do Sul (ABSOLAR, 2022) Com o estado do Ceará em 11ª posição, com potência instalada de 416,6 MW e participação de 3,5% na GD (ABSOLAR, 2022).

Além disso, analisando apenas o cenário da MMGD, a geração solar fotovoltaica possui o maior protagonismo, que se expressa em seu crescimento acelerado: superior a 88% em 2021 em relação a 2020, sendo a principal fonte responsável pelo avanço da MMGD em 2021 (Figura 2) (EPE, 2022).

Figura 2 – Crescimento da MMGD (Δ 2021/2020).



Fonte: EPE (2022).

A expressividade da fonte solar fotovoltaica, através do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede SFCR, se justifica devido a sua facilidade de instalação, grande potencial de expansão, alta confiabilidade, baixa manutenção, pouca emissão sonora de operação e mínima emissão de CO₂ (BELISKI, 2017).

Os componentes fundamentais do SFCR são o gerador fotovoltaico e o inversor, que pode ser substituído por micro inversor. O gerador, também chamado de módulo fotovoltaico,

é o responsável pela transformação da energia solar em elétrica através do efeito fotovoltaico (BELISKI, 2017). O inversor, assim como o micro inversor, é um componente eletrônico que tem a função de transformar a energia gerada nos módulos fotovoltaicos em CC para CA (BELISKI, 2017).

Portanto, existem diversas topologias de SFCR e cada uma dessas topologias tem vantagens e desvantagens, que devem ser analisadas de acordo com a necessidade do cliente do Sistema Fotovoltaico (SFV).

1.1 Justificativa

A inserção de SFCR se justifica na crescente demanda por uma matriz energética diversificada. Desse modo, a geração próxima ao consumidor com os sistemas (SFVs) no contexto da GD é uma alternativa para a diminuição de perdas em linhas de transmissão e distribuição no Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro, que é extenso e integrado. Por outro lado, o Brasil, e principalmente a região Nordeste, possui privilegiados níveis de radiação solar incidente, com valores entre 1.500 e 2500 kWh/m², que são valores muito superiores a outros países (TORRES, 2012).

1.2 Objetivos

Avaliar qual topologia, entre inversor e microinversor, é mais indicada para diferentes situações de sombreamento em diferentes consumidores residenciais na cidade de Sobral.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Analisar o perfil de consumo de dois clientes residenciais para definição do melhor SFV.
- Analisar a eficiência de geração de duas topologias de SFCR baseadas no emprego de inversor e microinversor.
- Comparar as vantagens e desvantagens de utilizar cada um dos dois sistemas.
- Verificar qual sistema apresenta melhor retorno financeiro.

1.2.2 Estrutura

No capítulo 1 foi apresentada a introdução do trabalho, incluindo a justificativa e objetivos. No capítulo 2 será abordada a fundamentação teórica, incluindo o contexto da energia

solar no Brasil e no mundo, o funcionamento, principais topologias e componentes. O capítulo 3 tratará do dimensionamento, do projeto de homologação, da instalação e do monitoramento. No capítulo 4 serão exibidos os resultados e no capítulo 5 as conclusões.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Fontes Alternativas de Energia

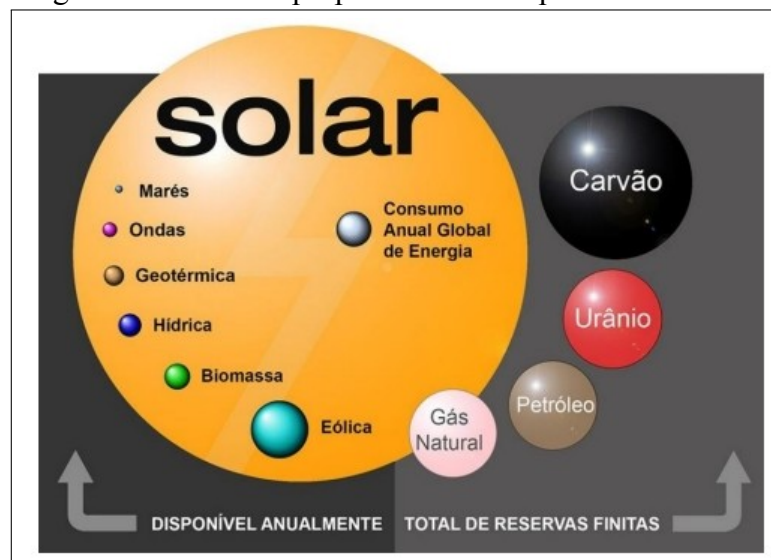
As fontes ditas alternativas são opções energéticas que, diferente das energias convencionais, não usam derivados de petróleo ou combustíveis fósseis. O Brasil é pioneiro na geração de energia elétrica baseada em fontes alternativas, tendo sua matriz energética composta por mais de 4/5 de fontes alternativas (PORTAL SOLAR, 2022a).

As principais fontes são (PORTAL SOLAR, 2022a):

- Energia da Biomassa;
- Energia Eólica;
- Energia Geotérmica;
- Energia Hidrelétrica: Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Central Geradora Hidrelétrica (CGH);
- Energia Marémotriz;
- Energia Nuclear;
- Energia Ondomotriz;
- Energia Solar.

Analisando a Figura 3, percebe-se que a energia solar fotovoltaica apresenta o maior potencial proporcional entre todas fontes, considerando o critério de disponibilidade (SILVA *et al.*, 2019).

Figura 3 – Potencial proporcional de disponibilidade.



Fonte: Silva *et al.* (2019).

Por outro lado, a ESF é também conhecida como uma energia não despachável, que ao contrário das despacháveis, não permitem a regulação do momento da geração, em virtude da viabilidade de armazenamento e da natureza variável da incidência solar (OLACEFS; TCU, 2019).

A adição de fontes renováveis no SEP exige a adequação do sistema, sendo a principal delas em relação a elevada variação na geração diária. A inserção dessas fontes intermitentes faz com que uma parcela da capacidade instalada seja incontrolável e indisponível, comprometendo a liquidez do SEP (CUNHA *et al.*, 2016). Esta realidade promove um grande desafio à confiabilidade do sistema, que perde capacidade de reação em fornecer energia nos casos em que há pico de demanda. Neste caso, o incremento da ESF pode provocar aumento no uso das fontes despacháveis, como é o caso de usinas térmicas a combustíveis fósseis, ou seja, o incremento de energias limpas intermitentes pode ocasionar maior emissão de CO₂ pela necessidade de mais fontes despacháveis (CUNHA *et al.*, 2016).

Por causa do paradigma supracitado, é importante a procura por alternativas limpas e renováveis que não acarretem aumento de fontes despacháveis a base de combustíveis fósseis. Para isso, tem-se o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia, aumento do uso da biomassa com térmicas a base de biocombustíveis, construção de sistemas híbridos e interligação de redes elétricas entre regiões que compensem a intermitência uma da outra (BARONI, 2022). Portanto, os SFVCRs constituem um eficaz complemento ao SEP, que reduzem os custos de geração centralizada e as perdas nas transmissão e distribuição, e retardam a necessidade de investimentos em novas usinas de geração e nas linhas de transmissão e distribuição (BARONI, 2022).

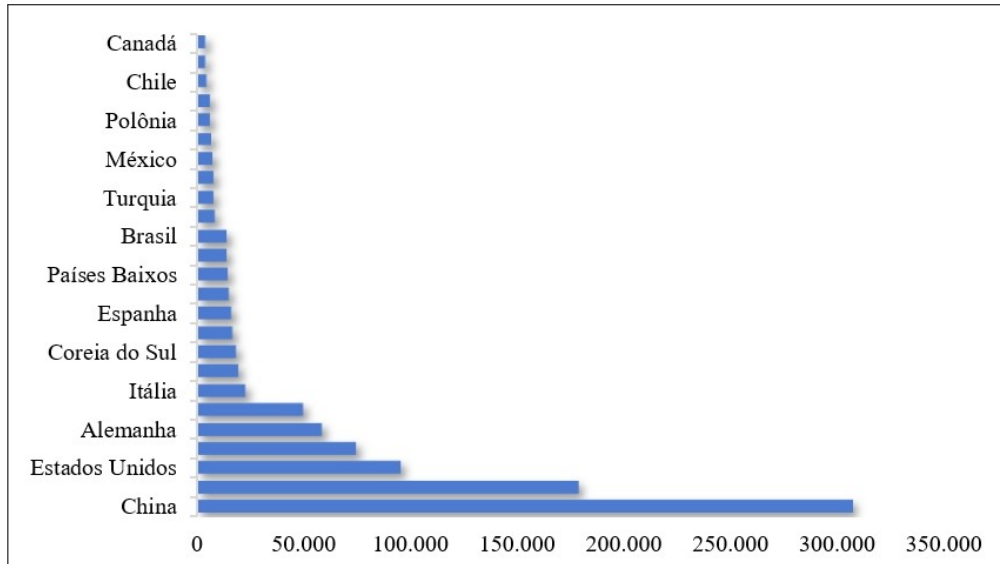
2.1.1 Panorama Mundial

Considerando o cenário mundial, no ano de 2013 a energia solar era responsável por menos de 1% de toda a produção de eletricidade (BP, 2014). Este é um cenário que vem mudando de maneira acelerada nos últimos anos e com expectativa de crescimento, desta forma, a projeção é que a geração solar supra a demanda de mais de 15% da demanda mundial em 2015 (IEA, 2014).

A tendência mundial é que cada vez mais os países invistam nesta modalidade de energia. Em 2022, o destaque é da China, que possui uma capacidade solar fotovoltaica superior a 300 MW, com o Brasil ocupando a 8ª posição no ranking (IEA, 2022; IRENA, 2022), como

mostra a Figura 4, que contém os 13 países mais relevantes em termos de capacidade solar fotovoltaica.

Figura 4 – Capacidade solar fotovoltaica por país e território (MW).



Fonte: IEA (2022); IRENA (2022).

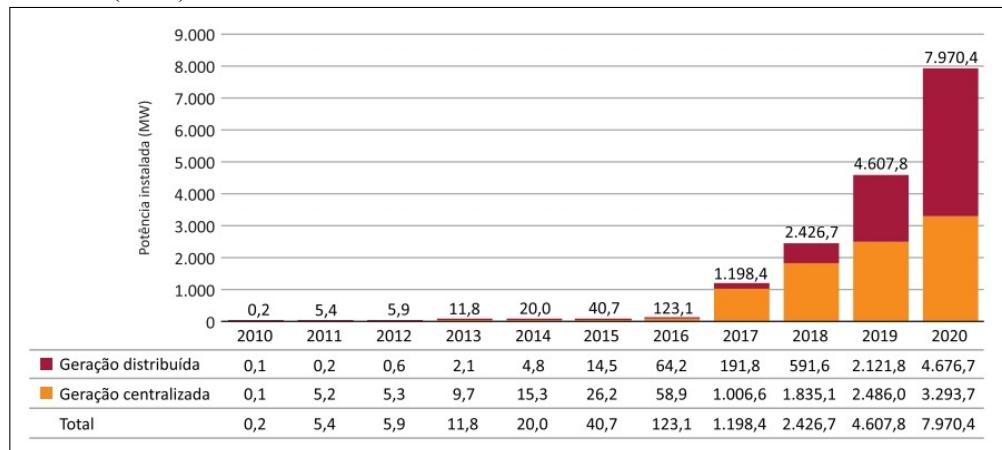
2.1.1.1 Panorama Brasileiro

O Brasil é um dos países com maior potencial de geração de energia solar fotovoltaica, e esta vantagem natural é refletida em números através da sua capacidade instalada em ascensão. O país conta com quase 9 GW de capacidade instalada, sendo 37% associados à geração centralizada e 63% à geração distribuída (BEZERRA, 2021).

A energia solar fotovoltaica beneficia o Brasil em diversas áreas, sendo as mais relevantes a socioeconômica, ambiental e estratégica. Na área socioeconômica, tem-se a diminuição da fatura de energia pelas residências e empresas, a geração de empregos regionais e o desenvolvimento de uma cadeia produtiva local. Na área ambiental, a contribuição se dá pela geração de energia limpa, renovável e sustentável. Na área estratégica, a vantagem está na diversificação da matriz elétrica brasileira, no aumento do uso das renováveis e na redução de perdas nos setores de transmissão e distribuição (ABSOLAR, 2019).

A Figura 5 mostra a evolução da capacidade instalada de geração solar no Brasil em MW tanto para a geração concentrada como para a geração distribuída, onde se percebe um aumento significativo para ambas as gerações a partir de 2017, que em 2020 acumularam quase 8 MW.

Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia solar no Brasil (MW).



Fonte: Bezerra (2021).

2.1.2 Geração Distribuída

O PRODIST - Módulo 1 (ANEEL, 2021a) define a GD como centrais geradoras de energia elétrica, independente da potência, com instalações conectadas de forma direta ao sistema de distribuição ou, ainda, através de instalações de consumidores, podendo ter sua operação tanto de forma paralela quanto de forma isolada, despachadas ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (EPE, 2014).

A GD tem crescido em ritmo acelerado nos últimos anos, e a perspectiva é que este cenário permaneça durante os anos subsequentes. Em termos comparativos, a Figura 6 mostra a evolução da potência instalada em MW de 2012 a 2019 abrangendo a micro e a minigeração distribuída, divididas por fonte, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR).

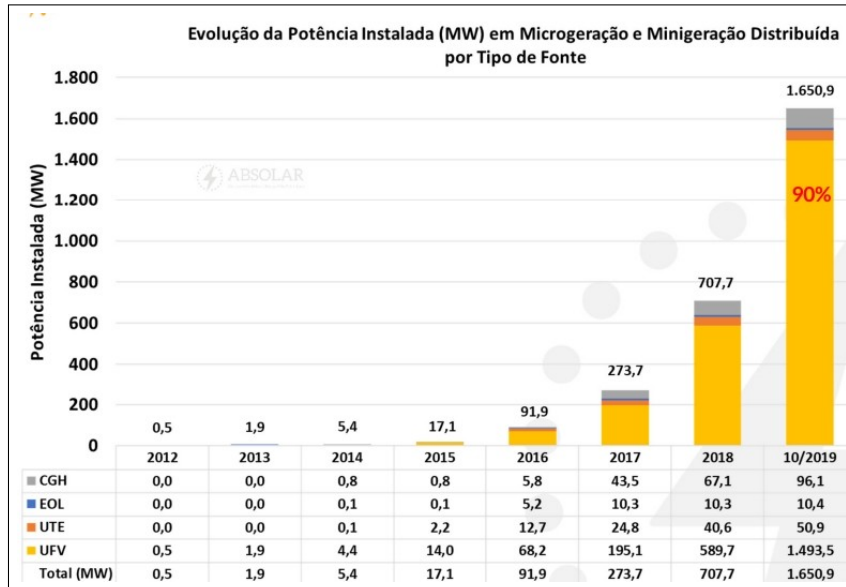
Da Figura 6, nota-se o crescimento significativo da energia solar fotovoltaica a partir do ano de 2015, que em 2019 representava 90% da potência instalada da GD.

Além de representar a maior parcela de potência instalada da GD, a energia solar fotovoltaica se destaca especialmente no contexto dos SFCR residenciais e comerciais. É o que representa a Figura 7, onde a quantidade de sistemas fotovoltaicos tem presença de 73,1% nas residências do país seguida do setor comercial e de serviços. Em termos de potência instalada, os setores residencial e comercial são equiparáveis, com aproximadamente 39% tanto para o residencial como comercial (ABSOLAR, 2019).

A popularidade da energia solar nos setores residencial e comercial exibido na Figura 7 é justificado principalmente pelo retorno econômico que esses sistemas de geração agregam ao

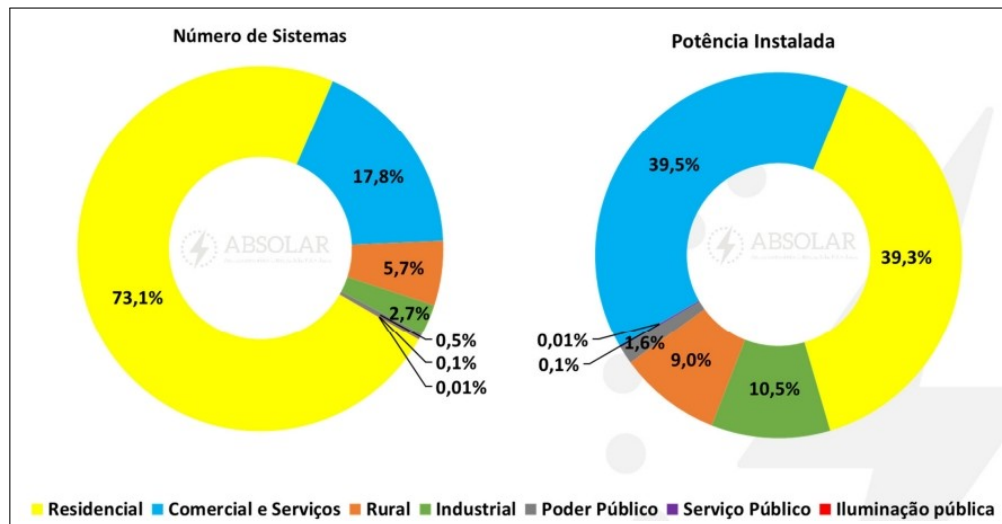
proprietário do sistema, que além de promover a geração renovável também representa alívio na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e do sistema de distribuição local.

Figura 6 – Evolução da potência instalada (MW) em Microgeração e Minigeração Distribuída por tipo de fonte.



Fonte: ABSOLAR (2019).

Figura 7 – Geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo.



Fonte: ABSOLAR (2019).

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico consiste nos componentes básicos para realizar a conversão da energia solar em energia elétrica. Estes componentes podem variar, a depender da aplicação e

da topologia de sistema adotada, que no geral, são:

- Painéis fotovoltaicos;
- Inversores ou microinversores;
- Dispositivos de controle;
- Dispositivos de proteção;
- Estruturas de suporte;
- Fiação;
- Dispositivos de armazenamento (baterias), para os sistemas isolados.

As principais topologias de SFV são os sistemas isolados, também chamados de *Off-Grid*, e os sistemas conectados à rede, também chamados de *On-Grid* (TORRES, 2012).

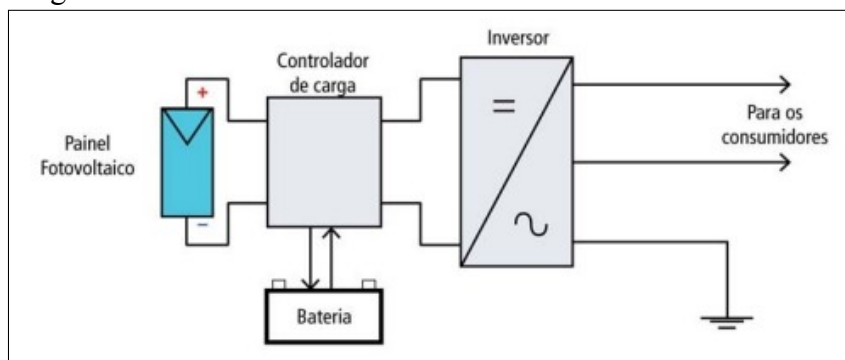
2.2.1 Principais Topologias

2.2.1.1 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados, são caracterizados por não estarem conectados à rede de distribuição de energia da concessionária do local de instalação. Estes sistemas podem ser ainda classificados de acordo com suas cargas como domésticos ou não domésticos. No caso dos sistemas isolados domésticos, o sistema fornece energia elétrica para cargas de iluminação, refrigeração e cargas diversas de potência reduzida, empregada principalmente em residências e aldeias que estão situadas em locais isolados. Já os sistemas isolados não domésticos são caracterizados por alimentarem cargas comerciais, como refrigeração, telecomunicações, bombeamento de água, estações meteorológicas (TORRES, 2012).

A Figura 8 apresenta o esquema básico para um sistema isolado e seus componentes.

Figura 8 – Sistema Fotovoltaico Isolado.



Fonte: Lamberts *et al.* (2010).

De forma ilustrativa, a Figura 9 apresenta a conexão dos elementos em uma residência. Este sistema possui vantagens e desvantagens, que são ponderadas em cada caso. Uma vantagem é a não dependência da rede da concessionária para o fornecimento de energia nos horários em que não há insolação, porém, como desvantagens, destaca-se o alto custo das baterias e manutenção associada a elas, que encarecem a operação e manutenção do sistema.

Figura 9 – Sistema *Off-Grid*.



Fonte: NeoSolar (2022).

2.2.1.2 Sistemas Conectados a Rede

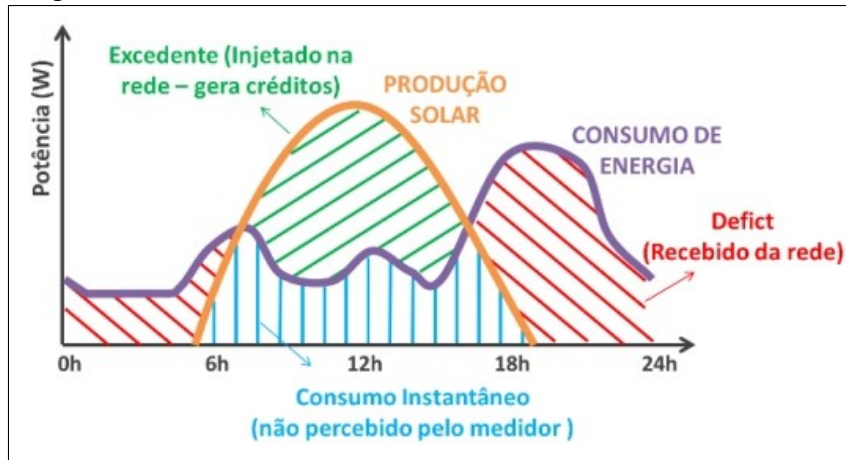
Nos sistemas conectados a rede, existem duas classificações aplicáveis, que são os sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede e os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede (TORRES, 2012).

Os sistemas centralizados funcionam como estações centralizadas de energia elétrica, desta forma, proveem energia de forma exclusiva à rede, ao molde de uma usina geradora convencional. Este tipo de sistema é caracterizado também por estar geograficamente afastado dos locais de consumo e, neste caso, exige o uso de linhas de transmissão (LAMBERTS *et al.*, 2010).

No caso dos sistemas distribuídos, a geração de energia ocorre de maneira descentralizada, próximo ao ponto de consumo. O consumidor/proprietário deste tipo de sistema consome energia tanto da concessionária quanto a energia gerada por seu sistema, sendo os dois sistemas complementares (TORRES, 2012). Desta forma, o consumidor disponibiliza sua energia excedente à concessionária e consome da concessionária nos períodos em que não há

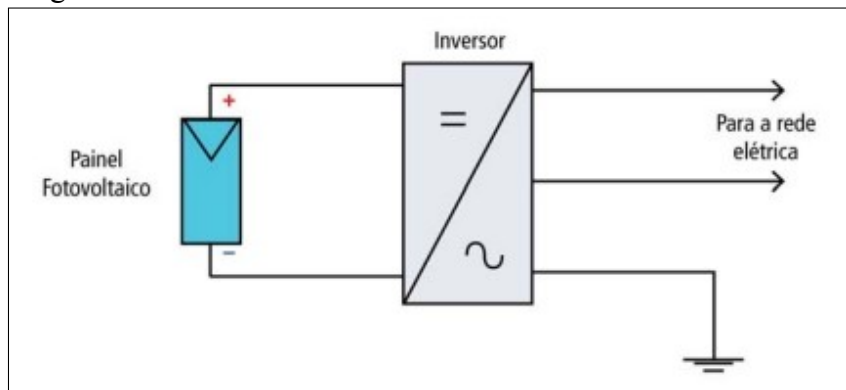
insolação (Figura 10).

Figura 10 – Consumo em SFVCR.



Fonte: NeoSolar (2016).

Figura 11 – Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede.



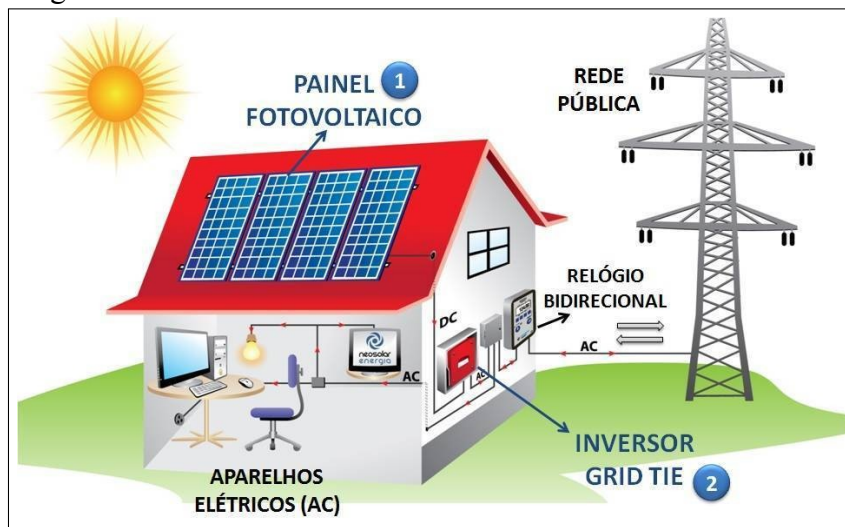
Fonte: Lamberts *et al.* (2010).

A Figura 11 apresenta o esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede, cujos componentes básicos são (LAMBERTS *et al.*, 2010):

- Painel Fotovoltaico: para a conversão da energia solar em elétrica (CC);
- Inversor/microinversor: para a conversão da energia elétrica CC em CA.

Este tipo de sistema também possui a característica de apresentar o relógio/medidor bidirecional, mostrado na Figura 12.

Nesta situação, o sistema possui a vantagem de não necessitar de banco de baterias, que barateia a aquisição do sistema, mas como desvantagens torna-se dependente do sistema de distribuição da concessionária e as taxas impostas por ela.

Figura 12 – Sistema *On-Grid*.

Fonte: NeoSolar (2022).

2.2.2 Componentes

2.2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são construídos a partir de múltiplas células solares em cadeia, que por sua vez, possuem a característica de ter baixa potência. Em geral, a conexão das células é feita em série, podendo apresentar outros tipos de conexões a depender da aplicação e da necessidade da instalação.

Figura 13 – Módulos Fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Define-se como *strings* o grupo de módulos conectados em série, cuja potência instalada em CC é especificada pela soma da potência de cada módulo conectado.

O princípio de funcionamento dos módulos é o seguinte: havendo incidência de radiação solar na superfície do módulo, haverá surgimento de tensão CC entre os seus terminais. O elemento construtivo dos módulos é baseado no silício cristalino, que geralmente apresentam

eficiência superior a 11% e inferior a 16% para a conversão de energia solar em elétrica; e os construídos de filme fino (tanto rígidos quanto flexíveis) apresentam eficiência entre 6% e 11% (TORRES, 2012).

Os parâmetros dos módulos fotovoltaicos (Tabela 1) são ensaiados pelo fabricante, seguindo normas de padronização específicas (IEC, 2021), que definem 1000 W/m² de irradiância, 25 °C de temperatura e Espectro Solar para Massa de Ar (AM) de 1,5.

Tabela 1 – Característica dos Módulos Cristalinos

Sigla	Descrição
W_p	Potência de Pico
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
I_{sc}	Corrente de Curto Circuito
P_m	Potência Máxima
V_{mp}	Tensão de Potência Máxima
I_{mp}	Corrente de Potência Máxima

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além destes parâmetros, é útil ao projeto e desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos conhecer a características das curvas IxV dos painéis solares para diferentes valores de irradiação solar. De maneira geral, esta curva pode ser definida de acordo com a Equação (2.1) (LINDHOLM *et al.*, 1979).

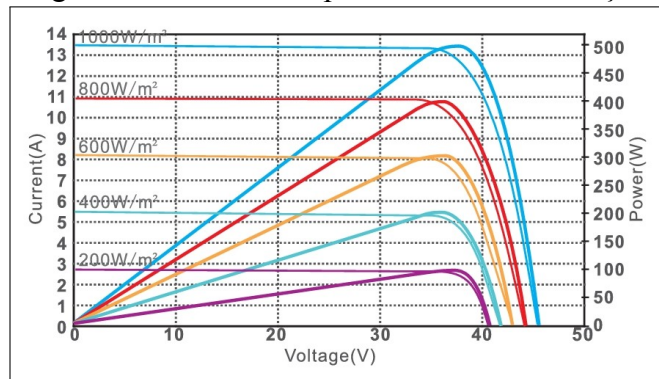
$$V = \frac{nkT}{q} \ln \frac{I_L - I}{I_0} \quad (2.1)$$

Onde:

- V : tensão;
- I : corrente.
- n : fator de idealidade;
- k : constante de Boltzman;
- T : temperatura absoluta (K);
- q : carga elétrica elementar;
- I_L : corrente gerada de luz;
- I_0 : corrente de saturação escura.

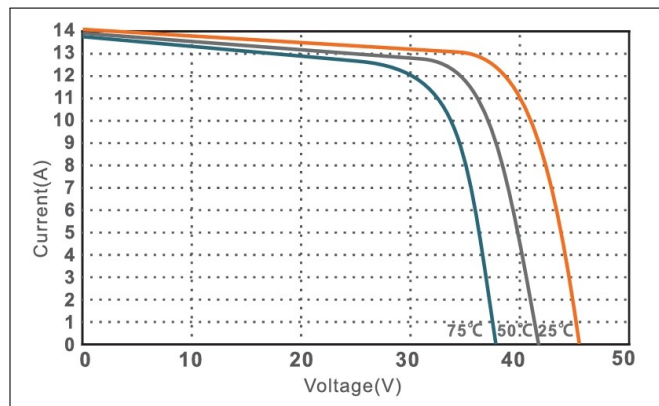
Por se tratar de uma geração depende de condições climáticas variáveis, o fabricante define as características de potência, tensão e corrente para diferentes valores de irradiação (Figura 14) e de temperatura (Figura 15).

Figura 14 – Curva IxV para diferentes irradiações.



Fonte: ULICA (2020).

Figura 15 – Curva IxV para diferentes temperaturas.



Fonte: ULICA (2020).

2.2.2.2 Inversor

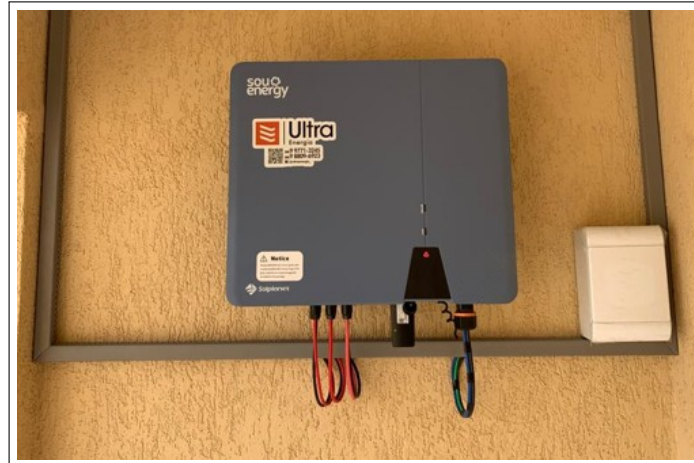
O inversor (Figura 16) é o equipamento responsável pela conversão da corrente CC, gerada pelos módulos, em corrente CA que será consumida pela instalação. Por causa da variação da irradiação solar, os inversores possuem uma função chamada de *Maximum Power Point Tracker* MPPT, que significa rastreamento do ponto de máxima potência, que objetiva maximizar a potência gerada via controle de tensão e corrente (LIMA, 2019).

Para se obter a potência em CA (P_{CA}) na saída do inversor, em função da potência em corrente contínua obtida nos módulos (P_{CC}) e da eficiência de conversão (EC), temos (TORRES, 2012):

$$P_{CA} = P_{CC} \times EC \quad (2.2)$$

E o rendimento do inversor (TORRES, 2012):

Figura 16 – Inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{saida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{CA}}{V_{max} \times I_{max}} \quad (2.3)$$

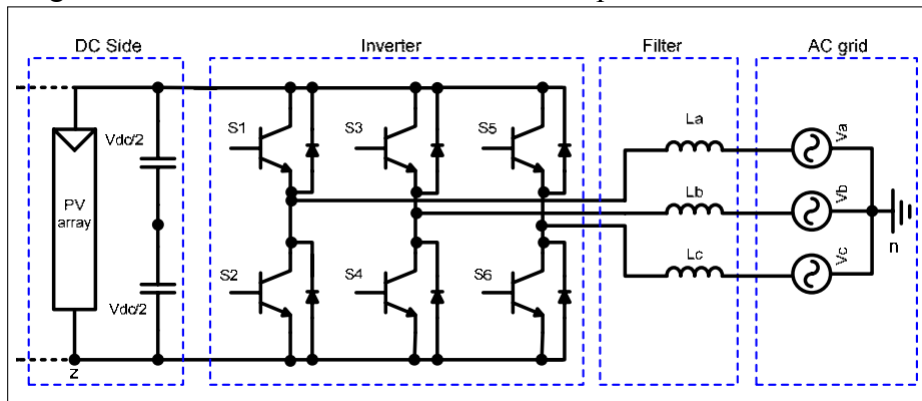
Onde:

- η_{inv} é o rendimento do inversor;
- P_{CA} a potência entregue à rede;
- V_{max} a tensão máxima em CC;
- I_{max} a corrente máxima em CC.

O inversor é normalmente acionado via *Pulse-Width Modulation* (PMW), que significa Modulação por Largura de Pulso. Esta técnica permite ao inversor operar com sinais totalmente digitais, reduzindo efeitos indesejáveis de ruído. No contexto dos controladores de carga, existem os controladores PMW e MPPT. Se por um lado o primeiro é menos eficiente que o segundo, por outro é mais barato e sua maior utilização se dá em virtude do fator econômico.

Para sistemas monofásicos, a saída consiste em um sinal CA pulsante e a entrada é um sinal CC suave. Sistemas deste tipo podem alcançar potências da ordem de 5 kWp. Estes sistemas necessitam de capacitores relativamente grandes, que comprometem a vida útil do sistema. Já nos sistemas trifásicos a saída é um sinal CA constante, que dispensa o uso dos capacitores supracitados. Por isso, os sistemas trifásicos podem assumir potências maiores, da ordem de 15 kWp (VAZQUEZ *et al.*, 2010), entretanto, os inversores mais atuais da (DEYE, 2020) apresentam potências superiores a 50kW. A configuração mais empregada e simples em sistemas trifásicos é o inversor de ponte completa, que é composto por três pernas, cada uma com um par de transistores do tipo *Insulated-Gate Bipolar Transistor* (IGBT). A estrutura comumente empregada está mostrada na Figura 17.

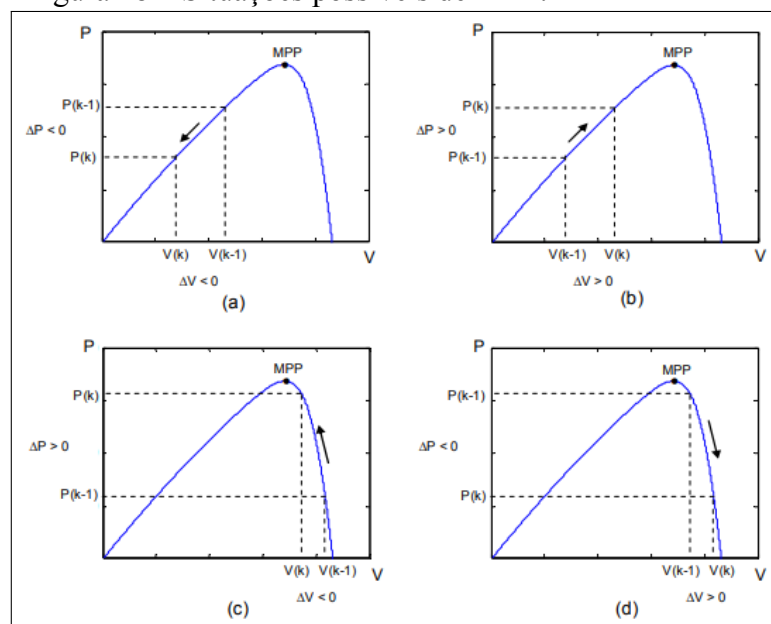
Figura 17 – Inversor Trifásico de Ponte Completa.



Fonte: Adaptado de Vazquez *et al.* (2010).

De modo a se obter a aproveitamento ótimo do arranjo fotovoltaico, deve se realizar o chamado rastreamento do ponto de máxima potência, do inglês MPPT. Este ponto (MPP) é variável e depende de condições naturais ao longo do dia, dos quais se destacam a temperatura e irradiação. Dentre as várias técnicas de MPPT, destacam-se a Técnica de Tensão Constante (CV), a Técnica de Perturbação e Observação (P&O) e a Técnica de Condutância Incremental (InCond). O método P&O é o mais utilizado e consiste na perturbação da tensão do módulo fotovoltaico em uma direção e observação do comportamento da saída, em caso de potência positiva a perturbação continua na mesma direção, em caso negativo a perturbação tem sua direção modificada na direção oposta (CONFESSOR, 2014). A Figura 18 mostra os casos possíveis de MPP onde $V(k)$ e $P(k)$ são tensão e potência instantâneas.

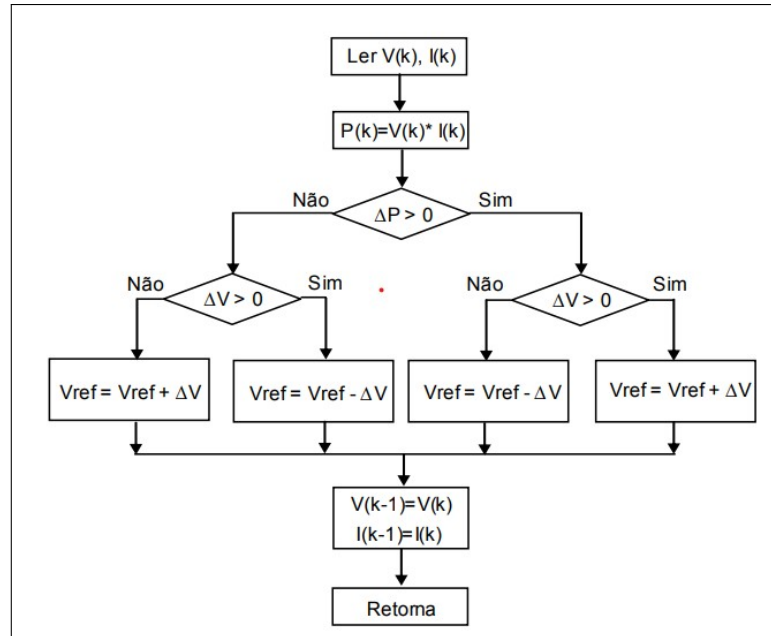
Figura 18 – Situações possíveis de MPP.



Fonte: Seguel (2009).

O algoritmo que representa o MPPT a partir da técnica de P&O está mostrado na Figura 19, onde $V(k)$, I_k e $P(k)$ são a tensão, corrente e potência instantânea, respectivamente.

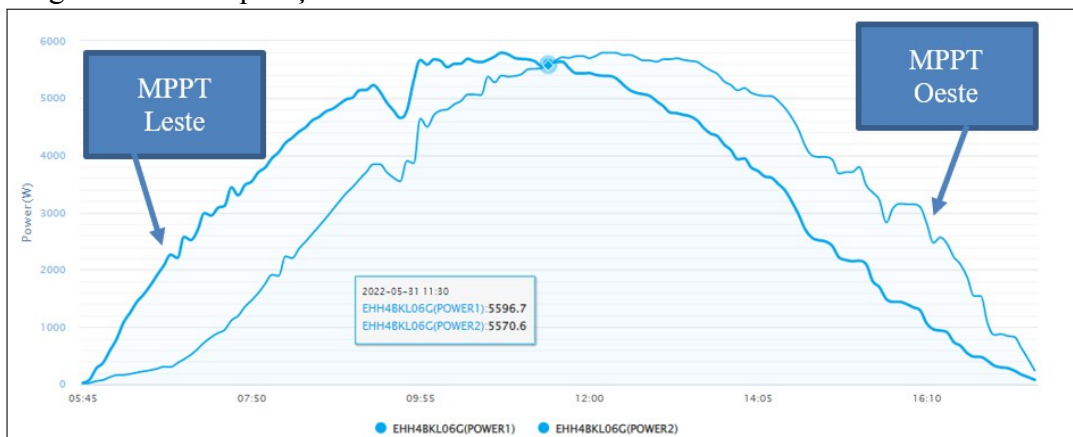
Figura 19 – Fluxograma do algoritmo de MPPT com a técnica P&O.



Fonte: Seguel (2009).

Na Figura 20, vê-se a importância da MPPT e a sua influência em arranjos fotovoltaicos de diferentes orientações para inversores. No exemplo tem-se duas MPPTs, uma orientada para o Leste e a outra para o Oeste. Percebe-se que a primeira apresenta valores distintos de geração em relação a segunda, logo, os pontos de máxima potência trabalham em tempos diferentes, obrigando os arranjos serem conectados em diferentes MPPTs.

Figura 20 – Comparação entre MPPTs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A faixa média da frequência de chaveamento dos inversores é de 12 a 25 kHz, e tem

sua justificativa na tentativa de reduzir o tamanho dos componentes passivos. Além disso, para os sistemas fotovoltaicos residenciais, é comum encontrar frequências acima de 18 kHz para evitar ruído acústico (CHOI; LEE, 2020).

2.2.2.3 Microinversor

O microinversor (Figura 21) realiza as mesmas tarefas que o inversor tradicional, que é de converter a corrente CC em CA, além de sincronizar o sistema de geração com a rede da concessionária.

Figura 21 – Microinversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

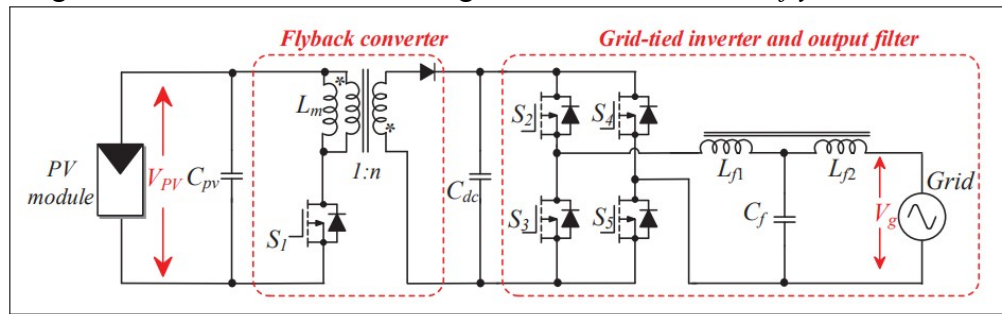
Nas instalações com emprego de microinversor é necessário instalar um em cada painel. Esta configuração permite uma geração individual dos painéis, solucionando o problema de sombreamento que prejudica toda a geração da *string* (PORTAL SOLAR, 2022b).

Os microinversores são equipamentos aplicáveis aos sistemas que sofrem de considerável sombreamento, já que os inversores de *string* não podem rastrear de forma efetiva o MPP da *string* devido sua característica em série. Neste caso, cada microinversor faz com que cada módulo fotovoltaico opere com um MPP e, assim, a eficiência global do sistema possa ser otimizada (YUAN *et al.*, 2019).

Existem duas principais categorias de microinversores, os de estágio único e os de dois estágios. A topologia de estágio único é a mais utilizada por seu controle simples e baixo custo. No microinversor de estágio único, a operação conta com funções de *boosting*, MPPT e controle de corrente de rede. Devido a necessidade de elevar a tensão baixa do módulo fotovoltaico, um conversor *flyback* é normalmente empregado. A Figura 22 mostra a topologia básica de um microinversor de estágio único com conversor *flyback*.

Como desvantagens do microinversor de estágio único destacam-se as ondulações de frequência da tensão que exigem capacitores eletrolíticos no lado dos módulos, que são

Figura 22 – Microinversor de estágio único com conversor *flyback*.

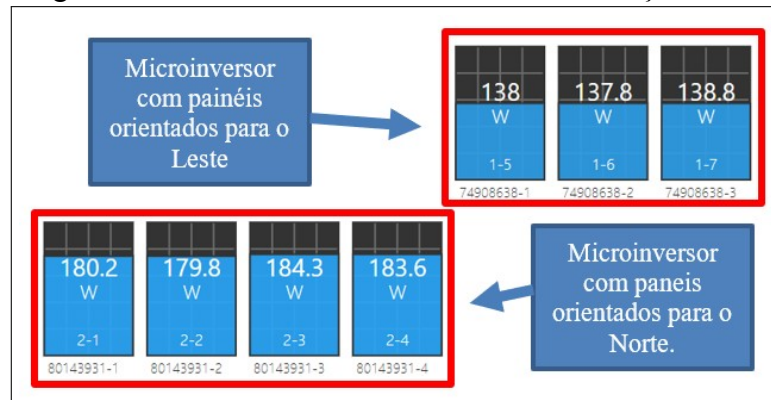


Fonte: Yuan *et al.* (2019).

propensos a falhas em altas temperaturas, por exemplo.

O microinversor possui ainda a vantagem de permitir o emprego de vários painéis de fabricantes diferentes, pois a independência de geração soluciona o problema de incompatibilidade que eventualmente possa haver. E além disso, as diferentes orientações dos painéis em série é outra vantagem do uso dos microinversores, que acrescenta maior liberdade de orientação no posicionamento dos módulos. A Figura 23 apresenta uma situação real de diferentes picos de geração, quando painéis fotovoltaicos são dispostos em diferentes orientações. No exemplo tem-se 7 painéis da Sunova de 505W (Anexo A), 3 orientados para o leste e 4 para o norte. Percebe-se que os painéis orientados ao norte possuem uma maior geração.

Figura 23 – Microinversor em diferentes orientações.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Porém, por estarem instalados sob os módulos, estes equipamentos estão mais expostos às intempéries, e a sua manutenção também é mais trabalhosa por causa do difícil acesso, pois os microinversores são fixados no mesmo trilho de sustentação dos painéis, logo, ficam abaixo dos painéis fotovoltaicos, como apresentado na Figura 24.

Outra característica a ser analisada é a sua eficiência, que ainda se mantém abaixo em comparação com os inversores. Enquanto o inversor alcança picos de 97,7% o microinversor

obtem 96,5% (Anexos C e D).

Figura 24 – Microinversor instalado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.2.2.4 Proteção

Os dispositivos de proteção CC em sistemas com inversores estão normalmente incluídos na *stringbox*, que reúne os componentes de proteção do lado da geração que é em CC.

Em geral, as *stringboxes* possuem os seguintes elementos:

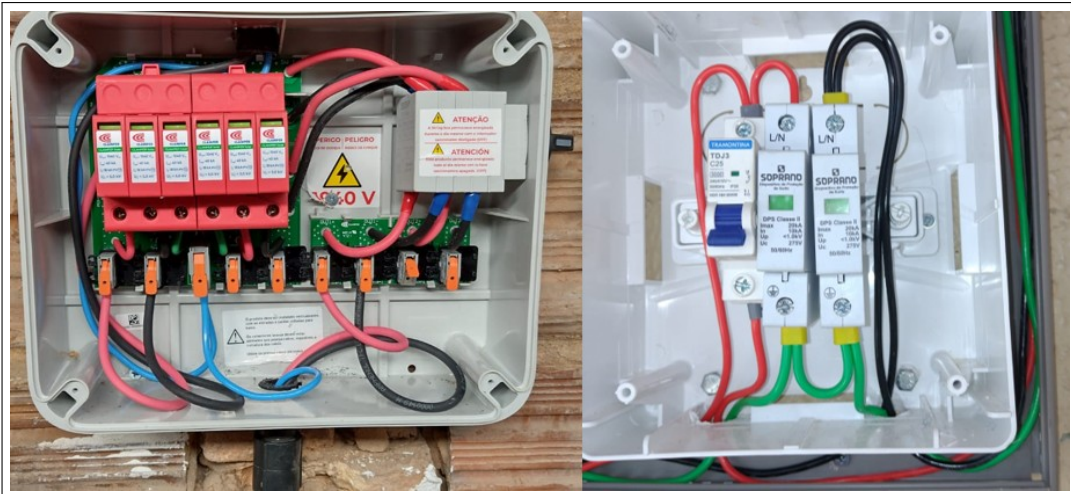
- Invólucro: componente que irá abrigar os elementos de proteção e suas respectivas conexões elétricas.
- Elemento de seccionamento: pode ser efetuado a partir de chave seccionadora ou disjuntor.
- Dispositivo de proteção contra sobretensão: empregando-se o elemento de Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS).
- Dispositivo de proteção contra sobrecorrente: empregando-se o disjuntor ou fusível.
- Cabos CC.

A Figura 25 mostra uma *stringbox* típica para a proteção do lado CC e o conjunto disjuntor-DPS para a proteção do lado CA.

Para o caso de sistemas com microinversores, o emprego de *stringbox* não é realizado, ficando apenas a proteção do lado CA com o elementos disjuntor termomagnético (DTM) e DPS.

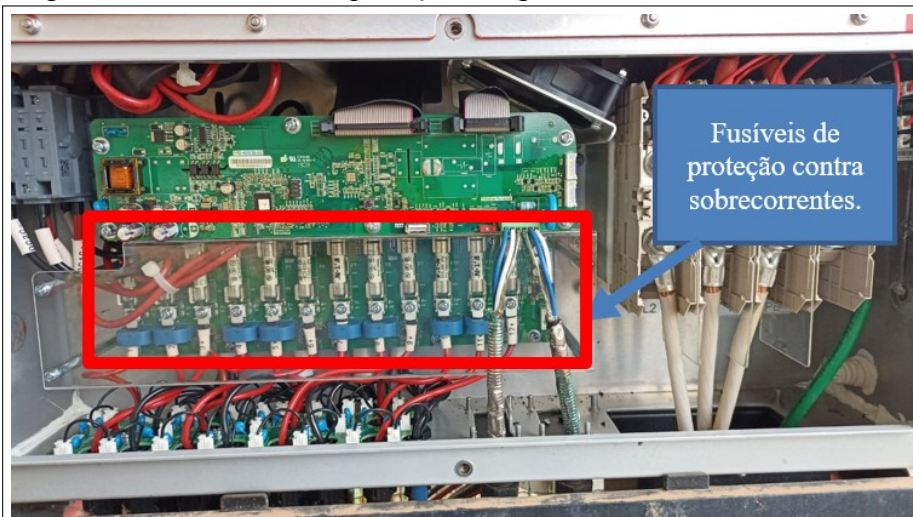
Os inversores mais recentes, que possuem a maioria dessas proteções internas em seus circuitos internos, necessitam apenas de DPSs e de chaves seccionadoras, como apresentado na Figura 26, que mostra um inversor GoodWe de 60kW.

Figura 25 – Proteção CC e CA



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 – Inversor com proteção integrada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada é composta dos seguintes tópicos:

- Levantamento do perfil de consumo de cada consumidor.
- Simulação de sombreamento e configuração das *strings* utilizando os softwares PVSol, SolarEdge e Sketchup.
- Simulação do geração anual de cada sistema.
- Dimensionamento dos módulos, inversor e microinversor.
- Projeção do *payback* de cada sistema.
- Acompanhamento remoto de geração.

3.1 Perfil de Consumo

Os clientes atendidos com os sistemas baseados em Inversor e Microinversores possuem características particulares de consumo. O cliente com Inversor possui duas residências, uma com o sistema de geração fotovoltaico instalado na cidade de Sobral, e outra residência para rateio na cidade de Meruoca. Por outro lado, o cliente com Microinversor possui apenas uma residência em Sobral para instalação e nenhuma para rateio.

Em linhas gerais, a análise do perfil de consumo de um cliente para a instalação de um sistema de geração fotovoltaico se baseia em duas principais características: o consumo mensal (em kWh) e a natureza das cargas instaladas e planejadas (futuras).

Para o Cliente 1, localizado no bairro Alto do Cristo, proprietário do sistema de geração com Inversor, têm-se os seguintes valores médios de consumo mostrada na Tabela 2.

Tabela 2 – Consumo mensal médio (Inversor)

Cliente	Consumo (kWh)
Cliente 1 (Sobral)	377
Cliente 1 (Meruoca)	122
Total	499

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a primeira residência em Sobral e a segunda para a residência na Meruoca (residência de rateio), os valores de consumo foram obtidos analisando as faturas de energia, apresentadas respectivamente nas Figuras 27, tomando como base a média anual de consumo dos dois locais.

Figura 27 – Consumo da Residência Sobral e Meruoca (Inversor).

CONSUMO / kWh				CONSUMO / kWh			
MÊS/ANO	CONSUMO FATURADO (kWh)	DIAS	TIPOS DE FATURAMENTO	MÊS/ANO	CONSUMO FATURADO (kWh)	DIAS	TIPOS DE FATURAMENTO
MAR22	356.00	30	LID	JUL22	162.00	31	LID
FEV22	380.00	28	LID	JUN22	0.00	19	MED
JAN22	340.00	31	LID	MAI22	51.00	10	LID
DEZ21	504.00	32	LID	ABR22	148.00	31	MED
NOV21	419.00	29	LID	MAR22	149.00	30	LID
OUT21	328.00	30	LID	FEV22	140.00	28	MED
SET21	418.00	32	LID	JAN22	163.00	32	LID
AGO21	323.00	30	LID	DEZ21	133.00	30	MED
JUL21	351.00	32	LID	NOV21	145.00	31	LID
JUN21	344.00	29	LID	OUT21	125.00	30	MED
MAI21	356.00	31	LID	SET21	124.00	30	LID
ABR21	406.00	33	LID	AGO21	120.00	32	MED
MAR21	379.00	28	LID	JUL21	170.00	30	LID

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a residência de Sobral obteve-se um valor médio de consumo segundo a Equação (3.1).

$$C_{Sobral_1} = \frac{356 + 380 + 340 + 504 + 419 + 328 + 418 + 323 + 351 + 344 + 356 + 406}{12} \quad (3.1)$$

$$C_{Sobral_1} = 377 \text{ kW h} \quad (3.2)$$

E, para a residência de Meruoca obteve-se um valor médio de consumo segundo a Equação (3.3).

$$C_{Meruoca_1} = \frac{162 + 0 + 51 + 148 + 149 + 140 + 163 + 133 + 145 + 125 + 124 + 120}{12} \quad (3.3)$$

$$C_{Meruoca_1} = 122 \text{ kW h} \quad (3.4)$$

De modo semelhante, para o Cliente 2, localizado no bairro Renato Parente proprietário do sistema de geração com microinversor, têm-se os seguintes valores médios de consumo na Tabela 3.

Tabela 3 – Consumo mensal médio (Microinversor)

Cliente	Consumo (kWh)
Cliente 2 (Sobral)	650
Total	650

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores de consumo de base foram retirados da sua fatura na Figura 28.

Figura 28 – Consumo da Residência Sobral (Microinversor).

CONSUMO / kWh			
MÊS/ANO	CONSUMO FATURADO (kWh)	DIAS	TIPOS DE FATURAMENTO
JUN22	357.00	29	LID
MAI22	445.00	32	LID
ABR22	390.00	30	LID
MAR22	458.00	31	LID
FEV22	372.00	28	LID
JAN22	426.00	31	LID
DEZ21	474.00	32	LID
NOV21	472.00	29	LID
OUT21	499.00	30	LID
SET21	459.00	30	LID
AGO21	361.00	32	LID
JUL21	349.00	30	LID
JUN21	437.00	31	LID

Fonte: Elaborado pelo autor.

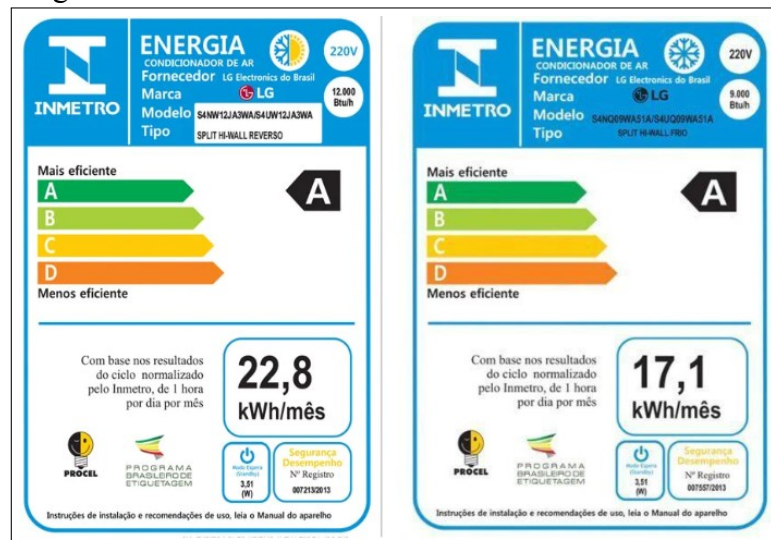
Desta forma, obteve-se o consumo médio de segundo a Equação (3.5).

$$C_{Sobral_2} = \frac{357 + 445 + 390 + 458 + 372 + 426 + 474 + 472 + 499 + 459 + 361 + 349}{12} \quad (3.5)$$

$$C_{Sobral_2} = 422 \text{ kWh} \quad (3.6)$$

O cliente em questão informou que tinha pretensão de instalar 2 condicionadores de ar após a implantação do sistema fotovoltaico. Um primeiro de 12000 Btus, com utilização média de 4h diárias e outro de 9000 Btus, com utilização média de 8h diárias. Para a previsão de consumo desses aparelhos utilizou-se as tabelas dos fabricantes, como mostra a Figura 29.

Figura 29 – Condicionadores de Ar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) estipula que os equipamentos especificados tem um consumo médio de 22,8 kWh/mês e 17,1 kWh/mês, com uma utilização normalizada em 1h/mês. Desse modo pode-se estimar o consumo, de acordo com as Equações (3.7) a (3.10).

$$Ar_{12.000} = H_{util} \times consumo = 4 \times 22,8 = 91,2 \text{ kW h} \quad (3.7)$$

$$Ar_{9.000} = H_{util} \times consumo = 8 \times 17,1 = 136,8 \text{ kW h} \quad (3.8)$$

$$Soma = 91,2 + 136,8 = 228 \text{ kW h mes} \quad (3.9)$$

Portanto, o consumo projetado é:

$$Consumo_{projetado} = 228 + 422 = 650 \text{ kW h} \quad (3.10)$$

Além disso, para cada consumidor, considera-se um acréscimo na carga instalada atual, para atender as necessidades futuras de cada cliente.

3.2 Dados Solarimétricos

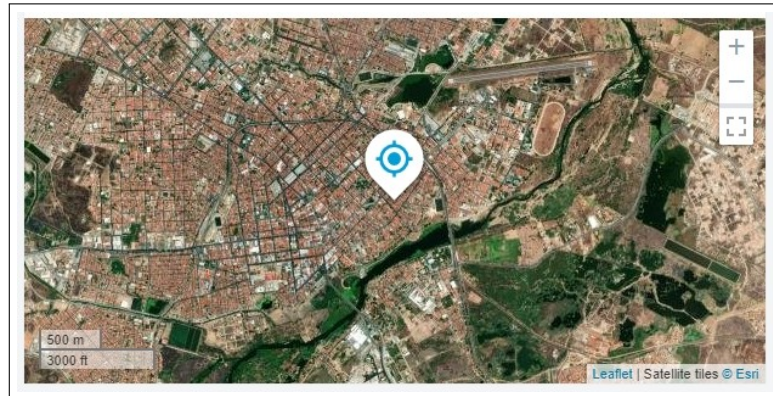
O dimensionamento ideal de sistemas de geração fotovoltaicos está intrinsecamente associado à qualidade dos dados de irradiação solar considerado e também da qualidade da simulação realizada. Desta forma, o correto dimensionamento evita o sobredimensionamento, reduzindo os custos da instalação (MOSCARDINI JUNIOR, 2020).

Para a coleta dos dados de irradiação solar na cidade de Sobral utilizou-se a plataforma online *Global Solar Atlas* (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2022), que apresenta um relatório abrangente sobre a irradiação da região considerada.

O local considerado está situado nas coordenadas UTM -03.687914°, -040.345637° Zona 24 M, como mostra a Figura 30.

Os dados solarimétricos resultantes são dados pela Tabela 4, onde se considera uma residência com sistema de geração montado em telhado inclinado. Considera-se o azimute

Figura 30 – Localização geográfica.



Fonte: Global Solar Atlas (2022).

e a inclinação dos módulos fotovoltaicos como sendo iguais e os módulos não sombreiam mutuamente. Os módulos são montados em trilhos e fixados a um teto inclinado, permitindo ventilação na parte traseira. Os dados da Tabela 4 são, em sua maioria, valores de irradiação em kWh/m^2 , nas direções de interesse ao projeto e operação dos sistemas de geração fotovoltaicos. Dentre esses dados, destacam-se a energia fotovoltaica específica e a irradiação normal direta, que são úteis ao dimensionamento dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 4 – Dados solarimétricos (por dia)

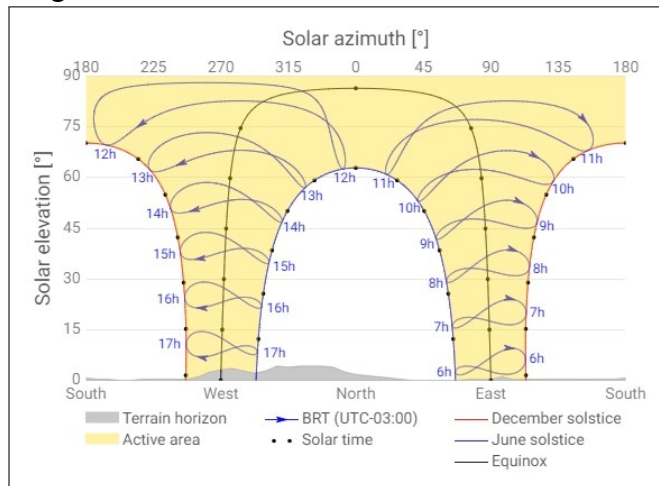
Descrição	Sigla	Valor
Energia fotovoltaica específica	PVOUT	4,308 kWh/kWp
Irradiação normal direta	DNI	4,304 kWh/m ²
Irradiação horizontal global	GHI	5,505 kWh/m ²
Irradiação horizontal difusa	DIF	2,399 kWh/m ²
Irradiação global inclinada no ângulo ideal	GTI	5,528 kWh/m ²
Inclinação ideal dos módulos fotovoltaicos	OPTA	7/0 °
Temperatura do ar	TEMP	27,8 °C
Elevação do terreno	ELE	61 m

Fonte: Global Solar Atlas (2022).

Outra informação relevante ao projeto do sistema de geração fotovoltaico são a altura e o azimute solar. Estas informações são importantes para a análise de sombreamento em uma determinada hora do dia. É representada de forma gráfica através de diagramas e sua função é ilustrar objeções que impedem a visão da abóbada celeste por um observador fixo em um dado ponto. O Azimute é o ângulo formado entre a projeção do sol com a direção norte geográfico. Já a Altura Solar é o ângulo formado entre o sol e o plano horizontal (LAMBERTS, 2020).

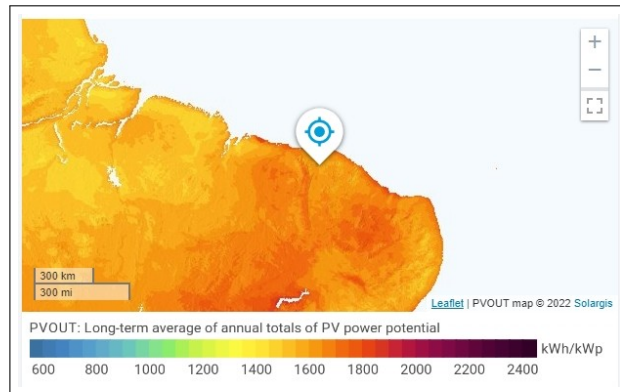
A Figura 31 mostra o diagrama de Altura Solar x Azimute para o local considerado. E na Figura 32 observa-se a energia fotovoltaica específica entregue por um sistema e normalizado para 1 kWp de capacidade instalada.

Figura 31 – Altura Solar x Azimute.



Fonte: Global Solar Atlas (2022).

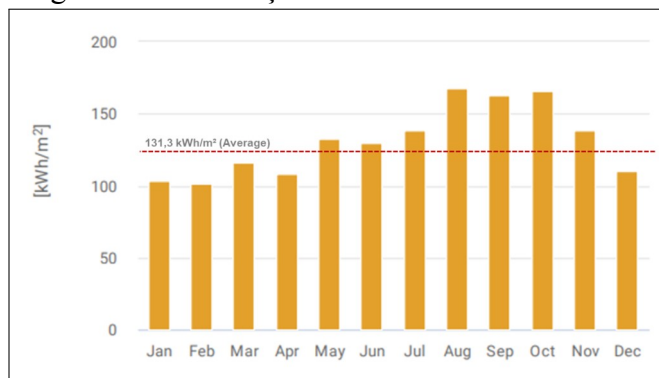
Figura 32 – Média anual de potencial de energia fotovoltaica.



Fonte: Global Solar Atlas (2022).

A Figura 33 mostra a distribuição da irradiação solar direta ao longo dos 12 meses do ano, em kWh/m². Nota-se que a irradiação é maior durante o segundo semestre do ano, que coincide com o período mais seco da região com pouco precipitação.

Figura 33 – Irradiação normal direta.



Fonte: Global Solar Atlas (2022).

3.3 Dimensionamento

O dimensionamento dos painéis, inversor/microinversor, condutores e elementos de proteção foram elaborados de acordo com as normas NBR 5410:2004 - Instalações elétricas de baixa tensão (ABNT, 2004), NBR 16690:2019 Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos – Requisitos de Projeto (ABNT, 2019) e a CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás/ Enel Distribuição Rio de Janeiro (ENEL, 2022).

3.3.1 Sistema com Inversor

Com base na Tabela 4, utiliza-se o valor de 4,304 kWh/m² de irradiação normal direta e calcula-se o valor de Horas de Sol Pleno (HSP), que representa a quantidade de horas no qual a irradiação solar seria constante em 1000 W/m², ela é calculada a partir da razão da irradiação do local em kWh/m² por 1000 W/m² de acordo com a Equação (3.11).

$$HSP = \frac{4,304 (kW h m^2)}{1000 (W/m^2)} = 4,304 h \quad (3.11)$$

Em seguida, calcula-se a Potência Fotovoltaica Mínima ($P_{FV_{min}}$), considerando o valor de consumo da Tabela 2, 30,5 dias por mês e 9% de perdas ($Perdas(\%)$):

$$P_{FV_{min}} = \frac{\frac{Consumo_{medio}(kW h)}{dias_{mes}}}{HSP \times (1 - Perdas(\%))} = \frac{\frac{499}{30,5}}{4,304 \times (1 - 0,09)} = 4,1772 kW \quad (3.12)$$

Escolhendo painéis comerciais com Potência Nominal ($P_{paineis_{nom}}$) de 505 W, a quantidade de painéis ($Q_{paineis}$) será, portanto:

$$Q_{paineis} = \frac{P_{FV_{min}} \times 1000}{P_{paineis_{nom}}} = \frac{4,1772 \times 1000}{505} = 8,271 \approx 9 \quad (3.13)$$

E a potência fotovoltaica (P_{FV}) considerando todos os painéis:

$$P_{FV} = \frac{Q_{paineis} \times P_{paineis_{nom}}}{1000} = \frac{9 \times 505}{1000} = 4,545 kW \quad (3.14)$$

Avaliando-se a disponibilidade comercial dos componentes, o sistema baseado em inversor terá as características segundo a Tabela 5.

Tabela 5 – Kit (Inversor)

Quantidade	Descrição	Fabricante	Modelo
1	Inversor Solar Monofásico	Ginlong Solis	S6-GR1P5K
9	Painel Solar Fotovoltaico	Sunova Solar Technology	SS-505-66MTF - 505W

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.2 Sistema com Microinversor

De modo semelhante ao sistema com inversor, a partir da Tabela 4 e utilizando-se o valor de 4,304 kWh/m² para a irradiação normal direta, tem-se o valor de HSP para o sistema de microinversor:

$$HSP = \frac{4,304 (kW h m^2)}{1000 (W / m^2)} = 4,304 h \quad (3.15)$$

A Potência Fotovoltaica Mínima ($P_{FV_{min}}$), considerando 7% de perdas ($Perdas(\%)$):

$$P_{FV_{min}} = \frac{\frac{Consumo_{medio} (kW h)}{dias_{mes}}}{HSP \times (1 - Perdas(\%))} = \frac{\frac{650}{30,5}}{4,304 \times (1 - 0,07)} = 5,4413 kW \quad (3.16)$$

Escolhendo um painéis comerciais com Potência Nominal ($P_{paineis_{nom}}$) de 470 W, a quantidade de painéis ($Q_{paineis}$) será, portanto:

$$Q_{paineis} = \frac{P_{FV_{min}} \times 1000}{P_{paineis_{nom}}} = \frac{5,4413 \times 1000}{470} = 11,577 \approx 12 \quad (3.17)$$

E a potência fotovoltaica (P_{FV}) considerando todos os painéis:

$$P_{FV} = \frac{Q_{paineis} \times HSP}{1000} = \frac{12 \times 470}{1000} = 5,64 kW \quad (3.18)$$

Avaliando-se a disponibilidade comercial dos componentes, o sistema baseado em microinversor terá as características segundo a Tabela 6.

Tabela 6 – Kit (Microinversor)

Quantidade	Descrição	Fabricante	Modelo
3	Microinversor Solar On Grid	NingBo Deye Inverter Technology	SUN2000G3-US-220
12	Painel Solar Fotovoltaico	JinkoSolar	JKM470M-7RL3-V

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.3 Strings, Proteção e Cabeamento

Com o dimensionamento dos painéis e do inversor/microinversor nas seções anteriores, esta seção irá apresentar as principais características do dimensionamento das strings, cabeamento e proteções do sistema fotovoltaico.

3.3.3.1 Strings

O dimensionamento das strings de ambos os sistemas foi realizada considerando as especificações elétricas dos painéis e do inversor, de acordo com os respectivos *datasheets* nos Anexos A-D.

O primeiro aspecto que deve ser observado para o dimensionamento de uma *string* fotovoltaica é a temperatura de operação do sistema. Um sistema fotovoltaico é sensível a variações de temperatura, que causam interferência nos aspectos físicos (tensão e corrente) do painel. O *datasheet* do painel traz como informação as características de funcionamento em condições de teste padrão, do inglês *Standard Test Conditions* (STC). Essas condições incluem condições de temperatura e irradiações padronizadas, por exemplo. O aspecto principal da análise é a temperatura, que no local de estudo em questão corresponde a temperatura média de 35°C.

Assim, a tensão e corrente do painel variam de acordo com as Equações (3.19) e (3.20), respectivamente:

$$V_{painel'} = V_{painel} \times \left[1 + \frac{\beta}{100} \times (T_{operacao} - T_{STC}) \right] \quad (3.19)$$

$$I_{painel'} = I_{painel} \times \left[1 + \frac{\beta}{100} \times (T_{operacao} - T_{STC}) \right] \quad (3.20)$$

Onde:

- $V_{painel'}$ são as tensões V_{OC} e V_{MP} em condições reais;
- V_{painel} são as tensões V_{OC} e V_{MP} em condições STC;
- $I_{painel'}$ são as correntes I_{SC} e I_{MP} em condições reais;
- I_{painel} são as correntes I_{SC} e I_{MP} em condições STC;
- β é o coeficiente de tensão/corrente;
- $T_{STC} = 25$ °C;

– $T_{operacao} = 35 \text{ }^\circ\text{C}$.

Para o inversor, com painel Sunova de 505W, tem-se o coeficiente de tensão $\beta_V = -0,28\%/^\circ\text{C}$ e corrente $\beta_A = +0,045\%/^\circ\text{C}$, e os outros parâmetros segundo a Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros do painel Sunova

Parâmetros	STC	Condições Reais
V_{MP}	37,48 V	36,43 V
V_{OC}	45,52 V	44,25 V
I_{MP}	13,48 A	13,54 A
I_{SC}	13,92 A	13,98 A

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o microinversor, com painel Jinko de 470W, tem-se o coeficiente de tensão $\beta_V = -0,25\%/^\circ\text{C}$ e corrente $\beta_A = +0,046\%/^\circ\text{C}$, e os outros parâmetros segundo a Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros do painel Jinko

Parâmetro	STC	Condições Reais
V_{MP}	35,05 V	34,07 V
V_{OC}	42,38 V	41,19 V
I_{MP}	13,41 A	13,47 A
I_{SC}	14,15 A	14,21 A

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os novos parâmetros corrigidos pode-se calcular a quantidade máxima de painéis por *string* da MPPT. Com estas informações pode-se validar o primeiro levantamento das *strings* feito na seção de análise de sombreamento. Onde, para o inversor tínhamos 5 painéis na primeira *strings* e 4 painéis na segunda *string*, respectivamente. Para levantar esses limites utilizou-se a Inequações (3.21) a (3.23).

$$N_{paineisMax} < \frac{V_{MaxCC}}{V_{OC}} \quad (3.21)$$

$$N_{paineisMin} > \frac{V_{partidaCC}}{V_{MP}} \quad (3.22)$$

$$N_{stringMax} < \frac{I_{SCinversor}}{I_{SCpainel}} \quad (3.23)$$

Onde:

- $N_{paineisMax}$: quantidade máxima de painéis.
- $N_{paineisMin}$: quantidade mínima de painéis.
- $N_{stringMax}$: quantidade máxima de *strings*.
- V_{MaxCC} : tensão máxima CC.
- V_{OC} : tensão de circuito aberto.
- $V_{partidaCC}$: tensão de partida CC.
- V_{MP} : tensão de potência máxima.
- $I_{SCinversor}$: corrente de curto circuito do inversor.
- $I_{SCpainel}$: corrente de curto circuito do painel.

Portanto, o inversor da marca Solis utilizado possui 2 MPPTs, atendendo as necessidades dos telhados escolhidos e as *strings* (4 e 5 painéis) estão dentro do intervalo da Tabela 9.

Tabela 9 – Dimensionamento das *strings*

Parâmetro	Inversor Solis	Microinversor Deye		<i>Strings</i> Inversor	<i>Strings</i> Microinversor
				(calculado → usado)	(calculado → usado)
V_{MaxCC}	600	60	$N_{paineisMax}$	13,560 → 13	1,456 → 1
$V_{partidaCC}$	120	20	$N_{paineisMin}$	3,293 → 4	0,587 → 1
$I_{SCpainel}$	22	16	$N_{stringMax}$	1,573 → 1	1,125 → 1

Fonte: Elaborado pelo autor.

O mesmo vale para o micro inversor, este possui 4 MPPTs, logo pela análise dos intervalos apresentados justifica-se 1 painel por MPPT.

3.3.3.2 Proteções e Cabeamento

3.3.3.2.1 Parte CC

O dimensionamento das proteções e cabeamento da parte CC foram feitos diretamente com a distribuidora, onde a mesma já fornece o dimensionamento da parte de corrente continua do Kit Fotovoltaico. Para o inversor foram utilizados:

- String Box Clamper Solar SB 1040V 32A 2E/2S sem Chave Seccionadora.
- Cabo Solar CC Vermelho e Preto de bitola de 4mm e comprimento de 30m. (comprimento).

A *string box* é composta exclusivamente de DPS CC e uma chave seccionadora. O DPS tem a função de proteger o sistema contra surtos de tensão advindo do sistema de painéis. As demais proteções são garantidas por sistemas internos do inversor, tais como proteção contra

inversão de polaridade, curto-circuito, sobretensão e sobrecorrente. Estas e outras informações são apresentadas no *datasheet* nos Anexos A-D.

3.3.3.2.2 Parte CA – Inversor e Microinversor

As proteções do sistema CA, como na parte CC, têm por objetivo proteger o sistema fotovoltaico contra surtos, sobrecorrente e curto-circuito advindo de fontes internas e externas. Para ambos foram utilizados as recomendações da NBR 5410:2004 (ABNT, 2004).

O dimensionamento dos cabos considera alguns fatores: a corrente máxima do circuito, o tipo de isolamento e isolamento, o método de instalação dos condutores e os fatores de correção de agrupamento e temperatura. Na Tabela 10 são apresentadas algumas características importantes para o dimensionamento.

Tabela 10 – Característica dos condutores

Item	Inversor	Microinversor
Isolamento	750V	750V
Isolação	PVC, 70°C	PVC, 70°C
Material do condutor	Cobre (Cu)	Cobre (Cu)
Corrente máxima do circuito (A)	25A	27,3A
Quantidade de condutores carregados	2	2
Método de Instalação dos Condutores	B1	B1
Fator de Correção de temperatura	0,94	0,94
Fator de Correção de Agrupamento	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

As informações da Tabela 10 foram baseadas nas Tabelas 33, 40, 42 e 46 da NBR 5410:2004 (ABNT, 2004). A temperatura de operação na cidade de Sobral ser de 35°C e a instalação dos condutores será feita em circuitos e eletrodutos aparentes individualizados.

Para o dimensionamento dos condutores utilizou-se dois métodos: o de queda de tensão e capacidade de condução do condutor. O primeiro utiliza a queda de tensão máxima admissível para o circuito, que pelos itens 6.2.7.1 e 6.2.7.2 da NBR 5410:2004 (ABNT, 2004) indicam que para o circuito em questão é 3% de acordo com a Equação (3.24) (MAMEDE FILHO, 2017).

$$S_c = \frac{200 \times \rho \sum (l \times I_p)}{\Delta v \times V_{f-n}} \quad (3.24)$$

Onde:

– S_c é a seção do condutor em mm^2 .

- ρ é a resistividade do material do condutor.
- l é o comprimento do circuito em m .
- I_p é a corrente de projeto em A .
- Δv queda de tensão máxima admissível em %.
- V_{f-n} é a tensão entre fase e neutro em V .

O segundo método utiliza a capacidade de condução do condutor, apresentado no Anexo D.2 da NBR 5410:2004 (ABNT, 2004), regido pela Inequação (3.25).

$$I_{circuito} \leq I_z \times FCA \times FCT \quad (3.25)$$

Onde:

- $I_{circuito}$ é a corrente máxima do circuito.
- I_z é a capacidade de condução do condutor.
- FCA é o Fator de Correção de Agrupamento.
- FCT é o Fator de Correção de Temperatura.

Dado o condutor selecionado, deve-se dimensionar o Disjuntor Termomagnético, responsável pela proteção contra curto circuitos e sobrecarga. Ainda no Anexo D.2 da 5410:2004 (ABNT, 2004) tem-se a Inequação (3.26).

$$I_{circuito} \leq I_D \leq I'_z \quad (3.26)$$

Onde:

- I_D é a corrente do disjuntor.
- I'_z é a corrente corrigida suportada pelo cabo.
- $I'_z = I_z \times FCA \times FCT$

3.3.3.2.3 Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS)

Os DPSs são dispositivos de proteção contra surtos de tensão na rede. Para ambos os sistemas utilizou-se 1 DPS para fase e 1 para neutro, já que ambos os sistemas são a dois condutores carregados.

Os DPSs empregados são de fabricação SOPRANO, Classe II, $I_{max} = 20 \text{ kA}$, $I_n = 10 \text{ A}$, $U_p < 1 \text{ kV}$, $U_c = 275 \text{ V}$ e Frequência 50/60 Hz.

3.3.3.3 Dimensionamento Resultante

Dada a fundamentação das seções anteriores, nas Tabelas 11-13 são apresentados os resultados para o dimensionamento dos condutores e dos disjuntores para ambos os sistemas.

Tabela 11 – Dimensionamento dos condutores pelo método da capacidade de condução.

	Inversor	Microinversor
Corrente do Circuito(A)	25	27,3
Condutor escolhido(mm^2)	6	6
Capacidade de condução(A)	41	41
Capacidade de Condução Corrigida(A)	38,54	38,54
Inequação	$25 \leq 38,54$	$27,3 \leq 38,54$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Dimensionamento dos condutores pelo método da queda de tensão.

	Inversor	Microinversor
Tensão da Rede(Fase-Neutro) (V)	220	220
Resistividade Elétrica do Cobre ($\omega mm^2/m$)	0,0179	0,0179
Comprimento do Circuito (m)	20	20
Corrente do Circuito (A)	25	27,3
Queda de tensão admissível (Condutor Mínimo calculado (mm^2))	4	4
Condutor selecionado entre os dois metodos	6	6

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13 – Dimensionamento dos disjuntores.

	Inversor	Microinversor
Corrente do Circuito (A)	25	27,3
Capacidade de condução Corrigido (A)	30,08	38,54
Disjuntor Adequado (A)	32	32
Inequação (A)	$25 \leq 32 \leq 38,54$	$27,3 \leq 32 \leq 38,54$

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Simulação de Sombreamento

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico envolve não apenas o cálculo numérico de potência e energia, mas também deve avaliar os possíveis obstáculos que podem causar sombreamento nos módulos, que é um dos principais fatores que oneram a geração de energia pelos painéis. Para o estudo dos dois casos, optou-se por utilizar dois softwares: o Sketchup (SKETCHUP, 2019) e o PVSol (PVSOL, 2022).

O Sketchup é um software da empresa Trimble e é muito utilizado nas áreas de arquitetura e paisagismos. Para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, utilizou-se este software a fim de empregar a função “Sombra” para avaliar os obstáculos do telhado. Já o PVSol é um software da empresa Valentin, amplamente utilizado no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Para o estudo realizou-se uma visita técnica em cada um dos locais de instalação dos sistemas. Com um auxílio de um drone, foram coletadas as imagens aéreas utilizadas na elaboração das simulações de sombreamento.

Para a simulação de sombreamento deve-se considerar os conceitos de solstício e equinócio, que são fenômenos naturais astronômicos que influenciam as estações do ano, e conseqüentemente, na duração dos dias e das noites em diferentes regiões do globo. Estes fenômenos marcam a posição do Sol em relação ao planeta Terra, que provoca uma irradiação desigual entre os hemisférios Norte e Sul. No solstício de inverno o Sol alcança a maior distância angular em relação ao plano que passa pela linha do equador, no hemisfério sul este fenômeno costuma ocorrer na segunda quinzena de junho. E quando ocorre o solstício de verão a duração do dia é a mais longa do ano, portanto, quando ocorre no inverno, significa que a duração da noite é a mais longa do ano.

É padrão a representação da posição do Sol pelos ângulos de Azimute/Horizontal (distância do Sol ao eixo Norte-Sul) e de Elevação/Vertical (ângulo entre o Sol e o plano da Terra do observador). Para otimização da geração deve-se determinar a inclinação e orientação ótima do sistema, cujos painéis devem estar apontando diretamente para o Sol. Neste caso, para sistemas conectados à rede, aconselha-se uma inclinação igual à latitude do local a ser instalado e orientação para o Norte no caso de sistemas instalados no hemisfério Sul.

3.4.1 Sistema com Inversor

O principal objetivo das imagens aéreas do telhado é observar quais os principais obstáculos que podem causar sombreamento nos painéis fotovoltaicos, a fim de buscar o melhor posicionamento dos painéis do sistema. Na Figura 34 apresenta-se, em primeira análise, os principais pontos (em verde) que podem afetar a geração.

A análise de sombreamento teve foco nos horários e meses do ano em que o sol está mais “baixo” e mais “alto” na abóbada celeste, que são respectivamente os horários do início e fim do dia e os solstícios de inverno e verão.

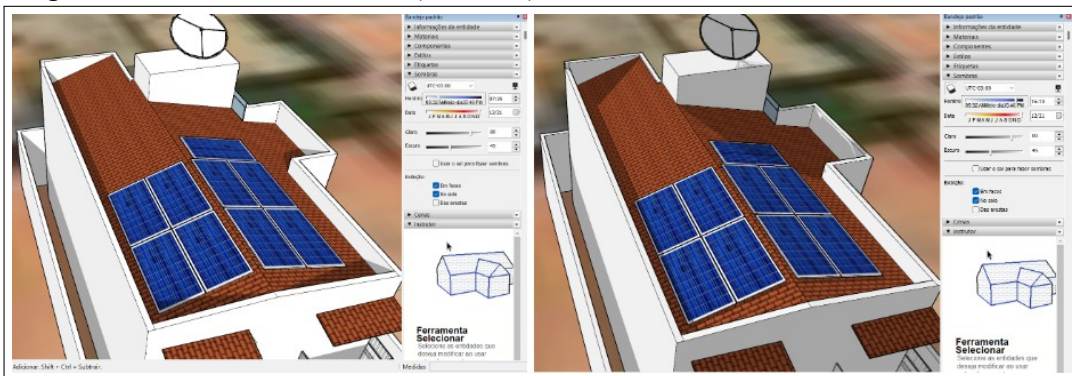
Figura 34 – Vista aérea (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

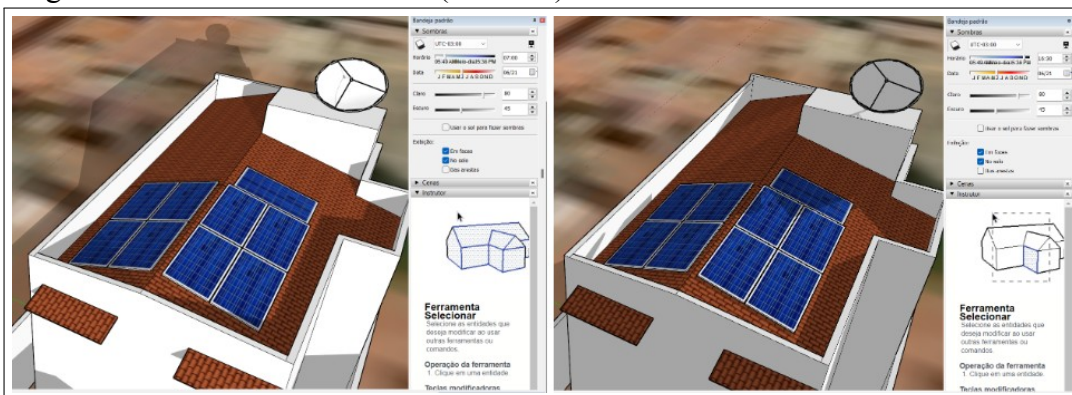
A Figura 35 representa o sistema durante o solstício de verão e a Figura 36 representa o sistema no solstício de inverno.

Figura 35 – Solstício de verão (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36 – Solstício de inverno (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se que a sombra projetada pelas platibandas mapeia justamente as áreas da primeira análise, fazendo um contorno e delimitando uma área para os módulos. Entretanto, a

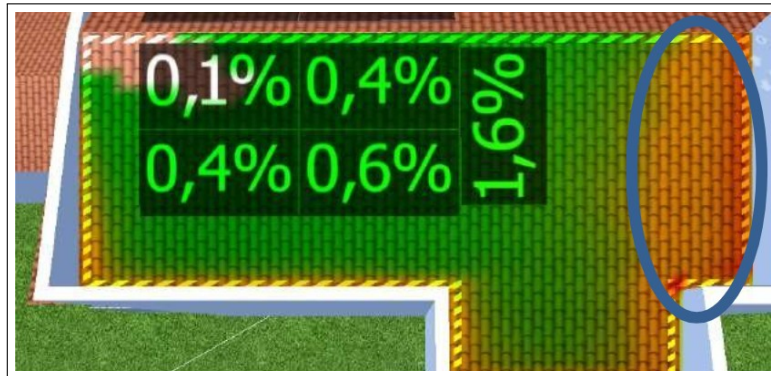
sombra nos horários analisados não afetará de forma considerável a geração, já que a análise foi feita as 07h00min e 16h30min no solstício de inverno (onde o sol apresenta a maior sombra) e as 7h10min e 16h10min do solstício de verão, onde o sol está mais alto e projeta a sombra de forma mais linear, ou seja, os horários de sombreamento são de baixa irradiação e, desta forma, não afeta significativamente a geração.

Outro fator que contribuiu para que o avanço da sombra não fosse tão significativo foi a orientação de ambos os telhados. O que contem cinco painéis está para o norte e outro para o sul. Essa configuração fará a geração ser contínua ao longo do dia.

A segunda análise foi feita utilizando o PVSol. Por meio de cálculos numéricos, o software estima a porcentagem de sombreamento na área em estudo. Comprovou-se que a área delimitada inicialmente no Sketchup é válida para a implantação do sistema.

Nas Figuras 37 e 38 estão representadas a porcentagem de sombreamento que os painéis irão sofrer ao longo do ano. Observa-se que as partes mais “alaranjadas” detém o maior índice de sombreamento. Este é um resultado esperado, já que estas regiões ficam próximas das platibandas e da caixa d’agua.

Figura 37 – Porcentagem de sombreamento (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

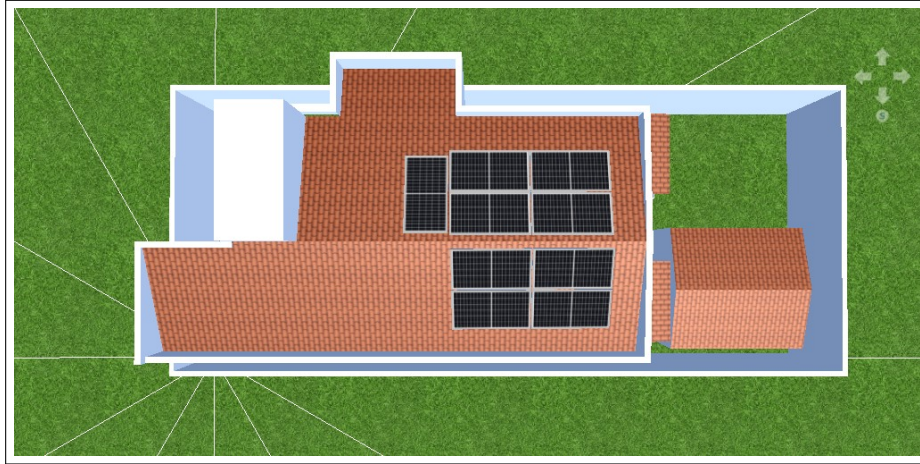
Figura 38 – Porcentagem de sombreamento (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

O *layout* final adotado é apresentado na Figura 39, que considera o melhor posicionamento dos painéis em termos práticos de instalação e para mitigar os efeitos de sombreamento.

Figura 39 – Layout do sistema (Inversor).

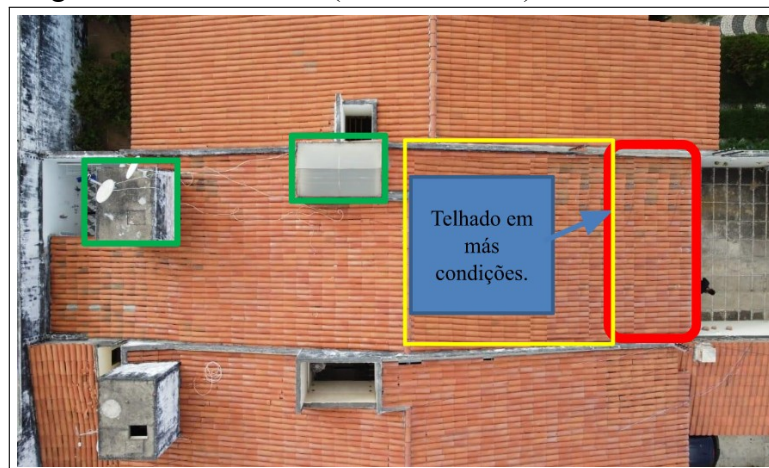


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4.2 Sistema com Microinversor

A análise de sombreamento também foi realizada no telhado do sistema de microinversores. Na visita técnica o cliente pontuou que o telhado da parte da frente (destacado em vermelho) da Figura 40 não deveria receber os painéis por conta que o telhado apresentava más condições. Neste sentido, utilizou-se preferencialmente a parte de cima, indicada na cor amarela.

Figura 40 – Vista aérea (Microinversor).



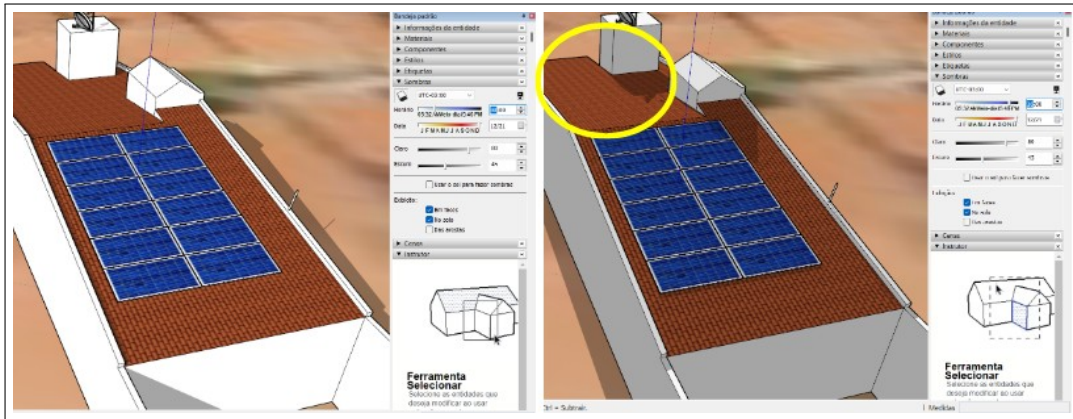
Fonte: Elaborado pelo autor.

Primeiramente, ao analisar os obstáculos do telhado em verde, na Figura 40, observou-se que a melhor opção seria o telhado em amarelo por conta da ausência de possíveis focos de

sombra. Com isso, iniciou-se a análise dos 12 painéis nas áreas selecionadas.

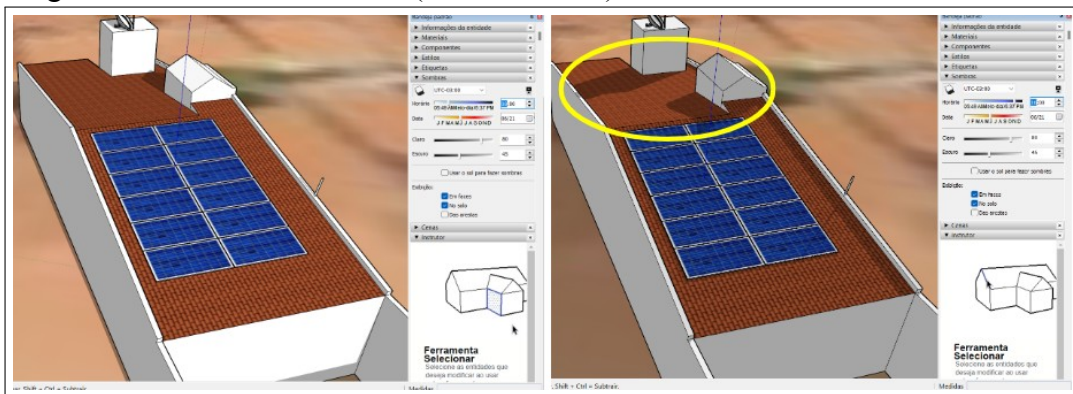
A Figura 41 representa o sistema durante o solstício de verão e a Figura 42 representa o sistema no solstício de inverno, analisado no Sketchup.

Figura 41 – Solstício de verão (Microinversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Solstício de inverno (Microinversor).



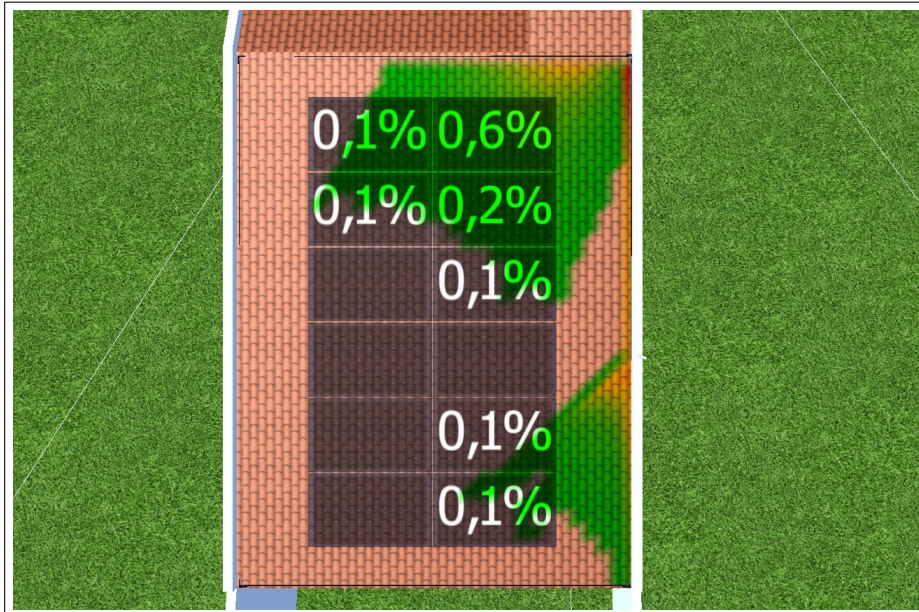
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se, pela análise, que a área escolhida para os painéis na Figura 41 é a melhor disponível, já que a sombra da caixa d'água e da saída de ar projetam sombras que ocupam grande proporção no telhado (em amarelo).

A geração nos solstícios depende do período chuvosos, definidos como solstício de inverno que ocorre em junho e o solstício de verão que ocorre em dezembro. Neste caso, a inclinação e a orientação do telhado são fatores de influência direta na geração do sistema. No solstício de inverno, os raios solares são mais perpendiculares às placas e, portanto, haverá um melhor aproveitamento da irradiação e maior geração. Por outro lado, no solstício de verão os raios solares são mais inclinados em relação aos painéis e, portanto, a geração poderá ser reduzida. Em linhas gerais, esta é influência dos solstícios de inverno e verão na geração.

A segunda análise foi realizada no PVSol, para observar as porcentagens de sombreamento ao longo do ano nos painéis. Notou-se que a maior projeção (0,6%) da Figura 43 são causadas pela saída de ar no telhado, sempre no período final da tarde.

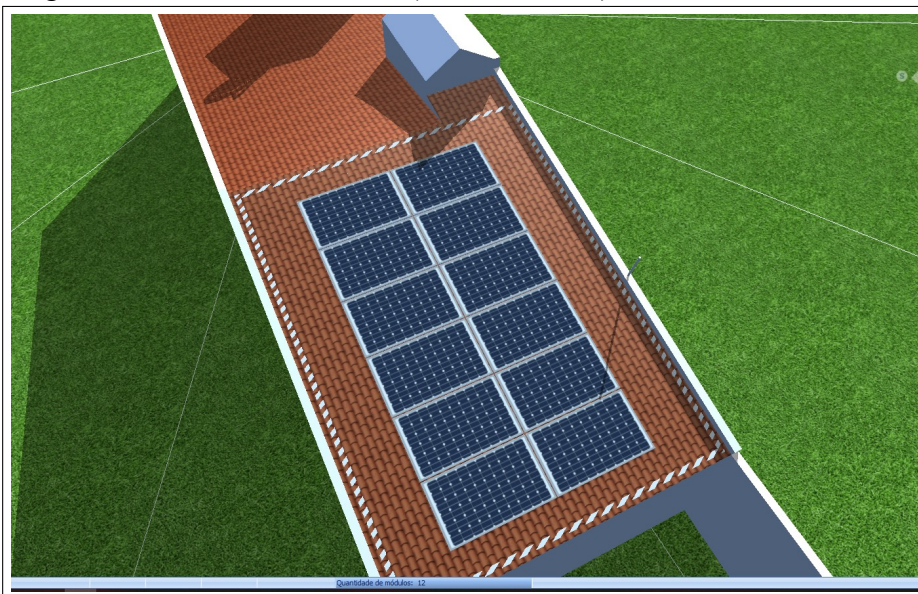
Figura 43 – Porcentagem de sombreamento (Microinversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

O *layout* final adotado é apresentado na Figura 44, que considera o melhor posicionamento dos painéis em termos práticos de instalação e para mitigar os efeitos de sombreamento.

Figura 44 – Sistema simulado (Microinversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5 Projeto de Homologação

A homologação do sistema de geração fotovoltaico se refere a um conjunto de procedimentos padronizados pela concessionária de energia a fim de garantir que o sistema de geração atenda as condições mínimas estabelecidas em normas da própria concessionária e as instituídas por órgãos competentes, tais como ANEEL e ABNT.

Este procedimento é indispensável para qualquer sistema de geração fotovoltaico conectado à rede e, sem ele, o sistema é considerado clandestino e irregular. Os critérios de homologação são definidos a nível nacional pela ANEEL e a nível regional pela concessionária do local a ser instalado o sistema, que no caso do presente trabalho é a concessionária Enel Distribuição Ceará.

De acordo com o Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2021b), que trata sobre a conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica, a documentação para a homologação do sistema deve conter:

- Formulários de solicitação de acesso preenchidos para a micro e a minigeração; distribuída, determinados em função da potência instalada da geração;
- Lista dos consumidores participantes do sistema de compensação;
- Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do INMETRO;
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do responsável técnico pelo projeto elétrico e pela instalação do sistema.

Na concessionária Enel Distribuição Ceará são necessários os seguintes documentos para iniciar a elaboração do projeto:

- Informações do padrão de entrada (Disjuntor e Ramal de Entrada);
- Documentos de identificação do titular da fatura de energia;
- Fatura de energia;
- Procuração do Titular para o responsável técnico;
- Informações do Kit Fotovoltaico.

Essas informações serão utilizadas para elaborar os documentos, listados no item 7.3.2.2 da norma CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR (ENEL, 2022) (Figura 45).

O envio do projeto para a análise da concessionária é feito em um portal específico. Neste portal são anexadas várias informações do projeto, da identificação da unidade que receberá os painéis, bem como do titular do sistema. Dado o envio do projeto, a concessionária tem até 15

Figura 45 – Documentos para Homologação (Enel).

7.3.2.2. Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Superior a 10 kW	
a)	Solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10kW (Anexo B);
b)	ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;
c)	Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo;
d)	Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção;
e)	Certificado de conformidade do (s) inversor (es) ou número de registro da concessão do Inmetro do (s) inversor (es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
f)	Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da Aneel: www.aneel.gov.br/scg
g)	Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;
h)	Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);
i)	Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).

Fonte: ENEL (2022).

dias para emitir o Parecer de Acesso. Na Tabela 5 da norma CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR (ENEL, 2022) são apresentados os prazos máximos para a efetivação da conexão do sistema de micro e mini geração (Figura 46).

Figura 46 – Prazo de conexão (Enel).

Etapas	Tipo de Geração			
	Microgeração sem obra (dias)	Minigeração sem obra (dias)	Microgeração com obra (dias)	Minigeração com obra (dias)
Emitir Parecer	15	30	30	60
Solicitar Vistoria	120			
Realizar Vistoria	7			
Entregar relatório de vistoria	5			
Aprovação ponto conexão	7			

Fonte: ENEL (2022).

3.6 Projeto Executivo

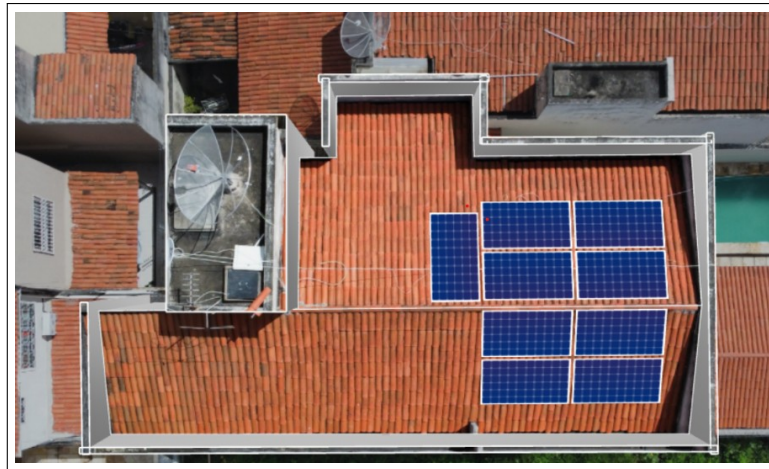
O projeto executivo tem o objetivo de apresentar um passo a passo para a equipe de que irá executar a instalação dos painéis. Para isso são levantados os dados de projeto e especificações de sombreamento que apresentam a melhor configuração dos painéis no telhado.

Para a elaboração do projeto foi utilizado o *software online* SolarEdge Designer (SOLAREEDGE, 2022) que pertence à empresa fabricante de inversores SolarEdge para simulação de sistemas fotovoltaicos, e foi utilizado neste trabalho para a definição do melhor posicionamento dos painéis.

As Figuras 47 e 48 mostram os resultados obtidos para o sistema com inversor.

Destaca-se na Figura 47 o posicionamento dos painéis solares pelo *software* sobre o telhado.

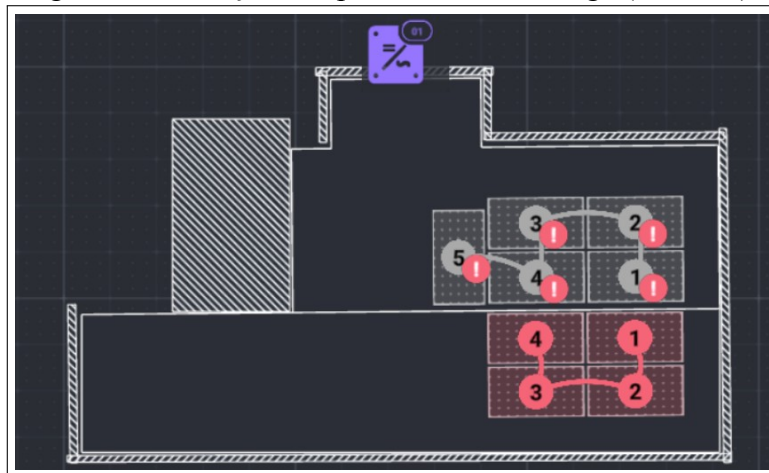
Figura 47 – Posição dos painéis via SolarEdge (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 48, destaca-se a conexão das *strings* do sistema e suas conexões, com o posicionamento do inversor a ser instalado na parede, indicado em azul.

Figura 48 – Posição dos painéis via SolarEdge (Inversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo semelhante, as Figuras 49 e 50 mostram os resultados obtidos para o sistema com microinversor. Destaca-se na Figura 49 o posicionamento dos painéis solares pelo *software* sobre o telhado.

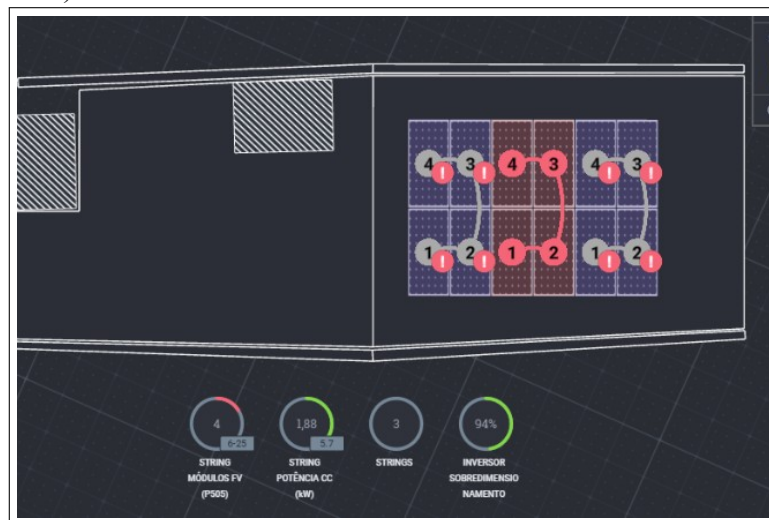
Na Figura 50, destaca-se a conexão de cada *strings* do sistema e suas conexões, com a diferenciação por cor das conexões das placas aos três microinversores.

Figura 49 – Posição dos painéis via SolarEdge (Microinversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Posição dos painéis via SolarEdge (Microinversor).



Fonte: Elaborado pelo autor.

4 RESULTADOS

Neste capítulo serão incluídos os principais resultados obtidos a partir da operação dos dois sistemas de geração fotovoltaicos. Para tal, foram obtidos diversos resultados, considerando diferentes plataformas de simulações, metodologias de estimação de geração, além da medição da geração real *in loco*.

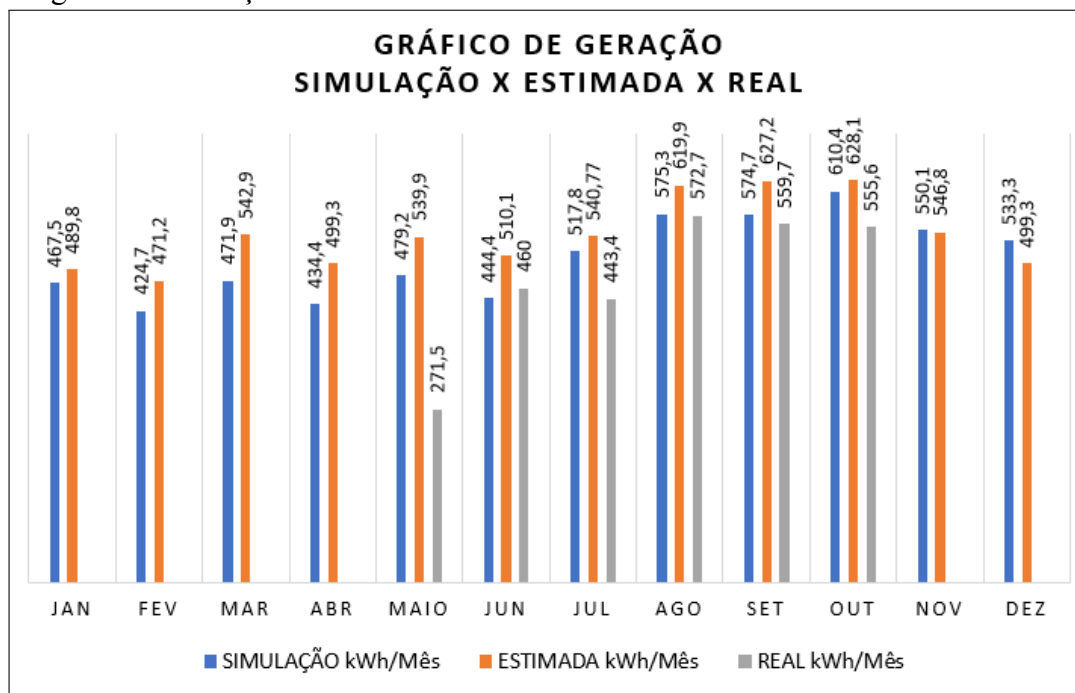
Além disso, outro importante fator é o retorno financeiro que os clientes poderão usufruir ao longo do tempo. Portanto, as análises de *payback* para ambos os clientes são apresentados, bem como os fatores econômicos relevantes à instalação de tais equipamentos.

4.1 Geração

Para ambos os sistemas, tanto com inversor quanto com microinversor, obteve-se três tipos de geração, sendo a simulada, a estimada e a real, respectivamente.

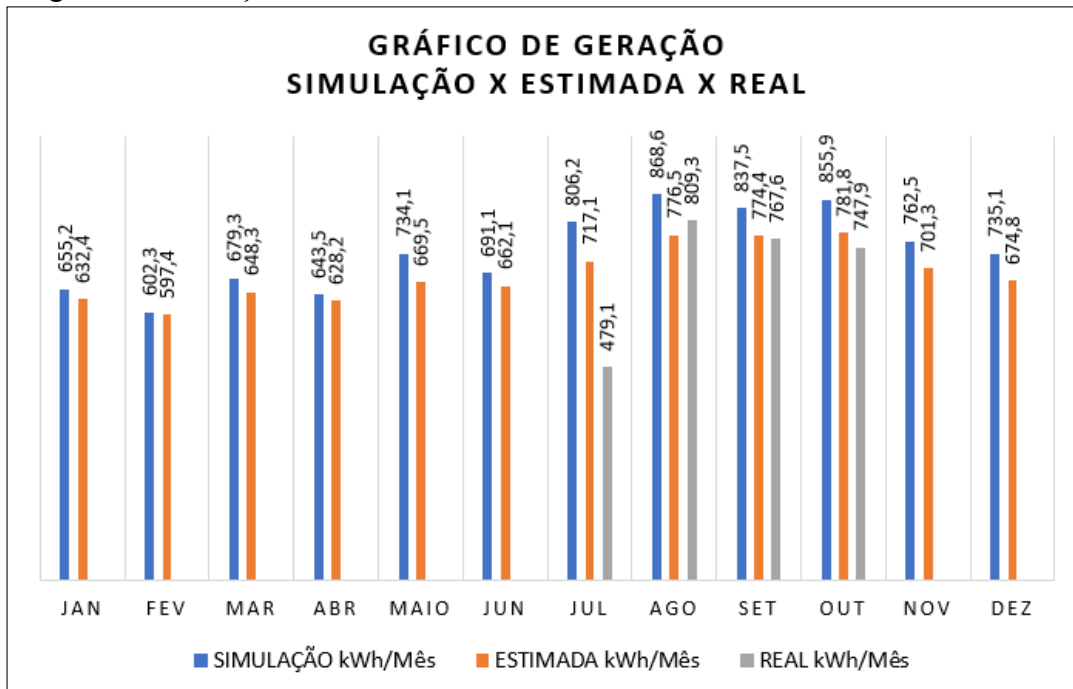
Os valores simulados foram obtidos a partir da plataforma PV*SOL (PVSOL, 2022), que apresenta um relatório de geração, considerando os níveis de insolação e sombreamento da região. As Figuras 51 e 52 mostram os valores de geração para os sistemas com inversor e microinversor.

Figura 51 – Geração do SFCR com Inversor Centralizado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 52 – Geração do SFCR com Microinversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Já os valores de geração estimados consideram os valores de irradiação solar coletados na plataforma online *Global Solar Atlas* (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2022) de onde são calculados os valores de Horas de Sol Pleno HSP para o horizonte de doze meses.

Os valores reais de geração foram obtidos pelo próprio inversor instalado, que envia ao usuário dados de geração em tempo real.

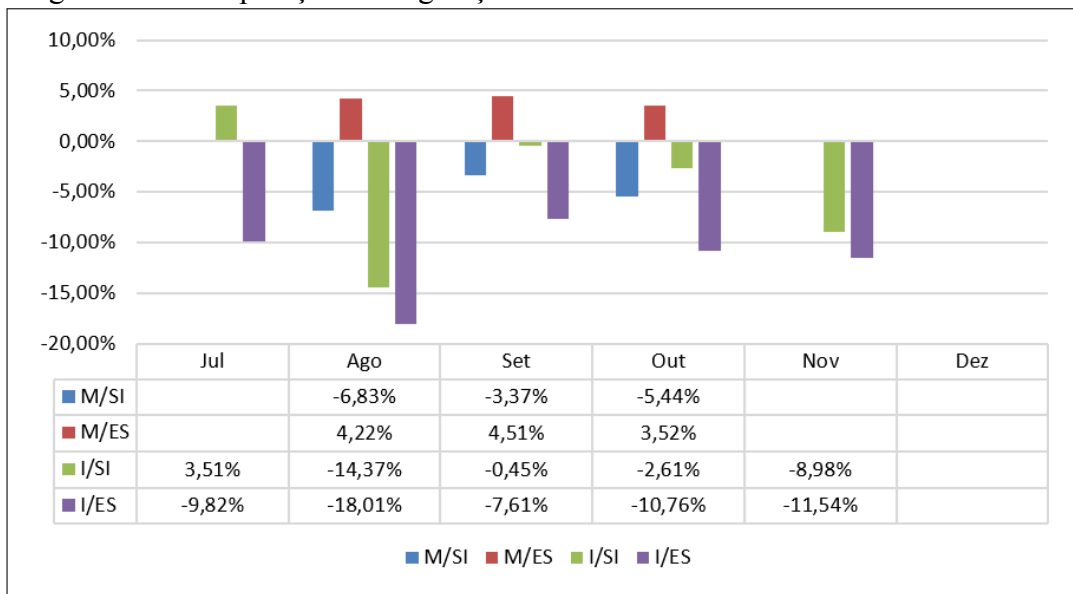
O sistema instalado com inversor teve o seu início da operação em 14 de maio de 2022, motivo pelo qual a Figura 51 exibe a geração real a partir deste mês. Este fato justifica a discrepância mais acentuada entre a geração real, a simulada e a estimada no mês de maio, pois a operação não contempla todos os dias do mês em questão, mas apenas uma parcela. De maneira semelhante, o sistema instalado com microinversor (Figura 52) teve o início da sua operação em 09 de julho de 2022, que também apresenta discrepância maior entre a geração real e dos outros tipos de geração na Figura 52, em virtude da geração real não contemplar todos os dias do mês.

Os meses que apresentam maior geração estão situados no segundo semestre do ano, sendo os três maiores agosto, setembro e outubro. Estes meses, por estarem na estação do verão, possuem a característica de apresentar dias mais longos em comparação com as outras estações, com clima seco e alta insolação na cidade Sobral, motivo pelo qual maximiza a geração do sistema. Além disso, motivado pelo clima seco e árido, o uso de aparelhos de ar-condicionado e climatizadores tem um aumento significativo, incrementando o consumo e demanda energética

do cliente.

Em resumo, a geração simulada apresentou característica superior à estimada em quase todos os meses do ano, e a geração real inferior as outras duas. A Figura 53 apresenta o erro entre da geração real, comparada com a simulada e a estimada. Nota-se que o sistema de microinversor apresentou-se mais eficiente do que os demais, sendo mais fiel à estimada, enquanto em apenas um dos meses analisados, a geração real do inversor foi maior do que a simulada e a estimada.

Figura 53 – Comparação entre geração real-simulada-estimada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Onde:

- M / SI : Microinversor em relação à Geração Simulada.
- M / ES : Microinversor em relação à Geração Estimada.
- I / SI : Inversor centralizado em relação à Geração Simulada.
- I / ES : Inversor centralizado em relação à Geração Estimada.

4.2 Payback

Um importante fator a ser considerado na instalação de sistemas de geração fotovoltaicos é o econômico. Os sistemas de geração distribuída (GD) fotovoltaicos conectados a rede retornam aos seus proprietários uma economia considerável na sua fatura de energia, além de ser renovável e sustentável.

Os parâmetros utilizados no cálculo de *payback*, que é um indicador financeiro de

retorno de investimento, consideram fatores econômicos e de tributação como Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), fatores de perfil de consumo do cliente como consumo médio mensal e fatores que consideram a degradação dos componentes ao longo do tempo, bem como a manutenção destes.

Na Tabela 14 estão os parâmetros considerados na fatura do cliente considerando o cenário anterior à instalação do sistema de geração fotovoltaico com inversor centralizado e microinversores. Nela estão a tarifa de energia vigente no mês de outubro de 2022, a taxa de aumento da tarifa por ano, o consumo médio, e por fim, o valor do Contribuição de Iluminação Pública (CIP).

Tabela 14 – Parâmetros de fatura sem geração solar

Item	Sistema com Inversor	Sistema com Microinversor
kWh (outubro de 2022)	R\$ 0,92	R\$ 0,92
Aumento do kWh (ano)	3%	3%
Consumo médio	499 kWh	650 kWh
CIP	R\$ 23,00	R\$ 23,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Já as Tabelas 15-17 apresentam os parâmetros da residência de geração e rateio e outros fatores considerados no *payback* como degradação dos painéis, geração esperada, substituição de componentes após o prazo de garantia do fabricante, valor inicial do investimento, valor de limpeza e valoração anual do sistema.

Ressalta-se que apenas o sistema instalado com inversor possui residência de rateio, sistema de compensação de créditos de energia onde a unidade geradora envia os créditos excedentes para outra unidade consumidora de mesma titularidade, motivo pelo qual a Tabela 16 não apresenta valores para o sistema instalado com microinversor.

Tabela 15 – Parâmetros de fatura com geração solar (Geradora)

Item	Sistema com Inversor	Sistema com Microinversor
kWh (outubro de 2022)	R\$ 0,92	R\$ 0,92
ICMS	R\$ 0,11	R\$0,11
Taxa mínima	30 kWh	R\$ 30 kWh
Consumo	399 kWh	687 kWh
Consumo noturno	199,5 kWh	343,5 kWh

Fonte: Elaborado pelo autor.

Foram utilizadas as Equações 4.1 e 4.2 para o cálculo de *payback*:

Tabela 16 – Parâmetros da fatura com geração solar (Rateio)

Item	Sistema com Inversor	Sistema com Microinversor
kWh (outubro de 2022)	R\$ 0,92	-
ICMS	R\$ 0,11	-
Taxa mínima	30 kWh	-
Consumo	154,94 kWh	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 17 – Outros parâmetros

Item	Sistema com Inversor	Sistema com Microinversor
Degradação do painel (por ano)	0,55%	0,4%
Geração média esperada	553,351 kWh	686,67 kWh
Substituição dos equipamentos (pós-garantia)	R\$ -3.262,57	R\$ -7.137,00
Investimento inicial	R\$ 20.700,00	R\$ 23.700,00
Valor médio de uma limpeza (por ano)	R\$ 250,00	R\$ 250,00
Valoração (por ano)	10%	10%

Fonte: Elaborado pelo autor.

$$GDP = GME \times (1 - \alpha)^N \quad (4.1)$$

Onde:

- GDP : Geração média dos painéis aplicando a depreciação(kWh).
- GME : Geração média estimada.
- α : Degradação média anual em %, dado pelo fabricante.
- N : Quantidade de anos.

$$Valor_{kWh_N} = Valor_{kWh} \times (1 + \rho)^N \quad (4.2)$$

Onde:

- $Valor_{kWh_N}$: Estimativa do valor do kWh ao longo dos anos.
- $Valor_{kWh}$: Valor do kWh no ano inicial.
- ρ : Valoração em % do valor do kWh por ano.
- N : Quantidade de anos.

Essa equação é a mesma utilizada para calcular a valoração da limpeza anual, CIP, e ICMS.

Considerou-se também que o consumo médio dos dois clientes permanecessem o mesmo ao longo de 20 anos. Desta forma, o valor da fatura sem energia solar ($V_{SemSolar}$) é obtido com a Equação (4.3):

$$V_{SemSolar} = (Cons_{med} \times Valor_{kW h_N}) + CIP \quad (4.3)$$

Para o valor da fatura pós-solar, considerá-se que o consumo fora do período de geração é de 50% da geração total do sistema. portanto:

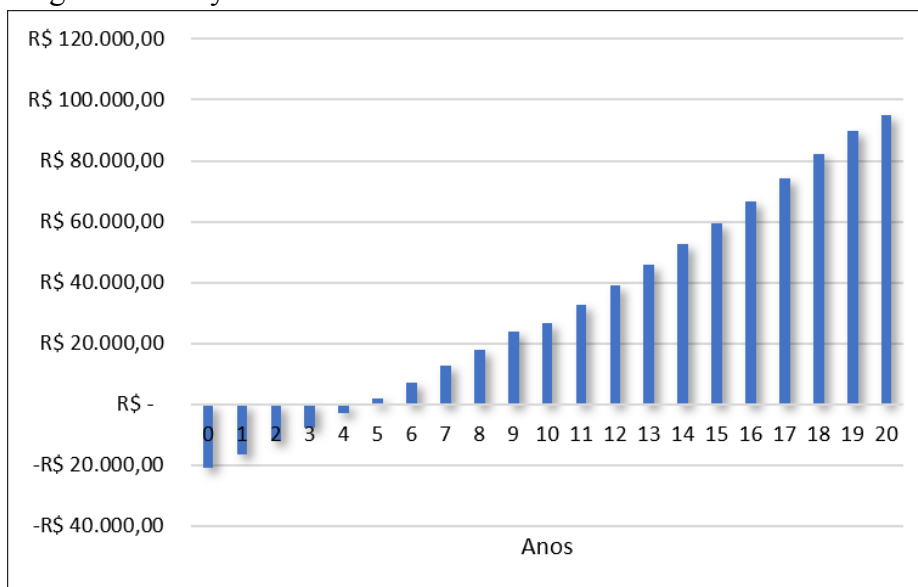
$$V_{ComSolar} = (0,5 \times GDP \times ICMS_N) + T_{min} \times Valor_{kW h_N} + (GME - GDP) \times Valor_{kW h_N} \quad (4.4)$$

Considerando também a substituição dos inversores e microinversores ocorrem a cada 10 anos, assim a Equação (4.5) determina a economia anual:

$$Economia_{anual} = (V_{SemSolar} - V_{ComSolar}) \times 12 - Valor_{LimpezaFuturo} - Valor_{equipamento(10 e 20)} \quad (4.5)$$

A Figura 54 mostra o *payback* do sistema com inversor, onde se percebe retorno do investimento a partir do quinto ano de operação do sistema.

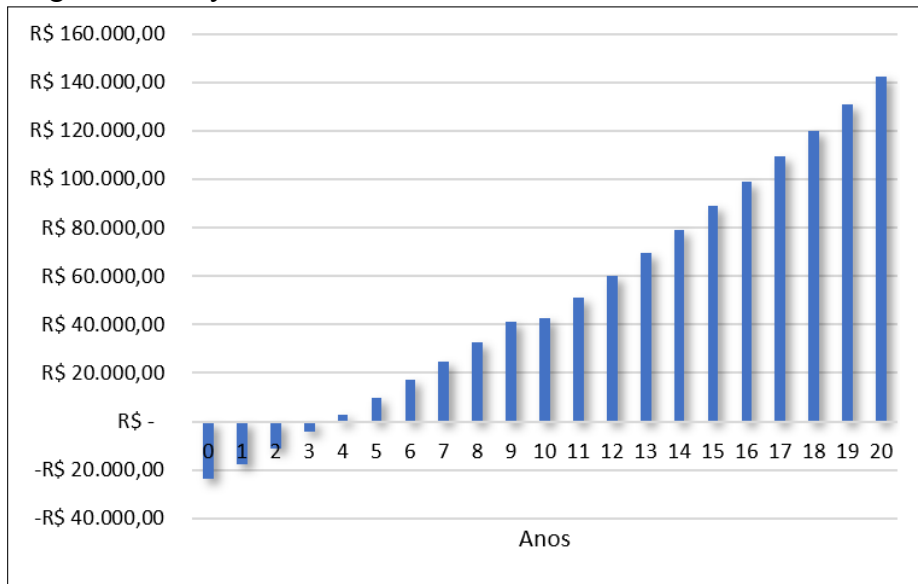
Figura 54 – Payback do Sistema com Inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analogamente, a Figura 55 mostra o *payback* do sistema com microinversor, onde se percebe retorno do investimento a partir do quarto ano de operação do sistema.

Figura 55 – Payback do Sistema com Microinversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, embora o sistema com microinversor possua o maior valor investido, é este o sistema que gera retorno ao proprietário de maneira mais rápida, sendo um ano a menos em relação ao sistema com inversor, como observado nas Figuras 54 e 55.

4.3 Comparação entre os sistemas

Analisando a geração real de ambos os sistemas, pode-se chegar a conclusões sobre a eficiência de um em relação ao outro. A fim de obter uma comparação equânime, os valores de geração foram normalizados pelos seus respectivos valores de potência-pico (kWp), 4,545kWp para o inversor e 5,64kWp para os microinversores, já que os sistemas possuem potências diferentes.

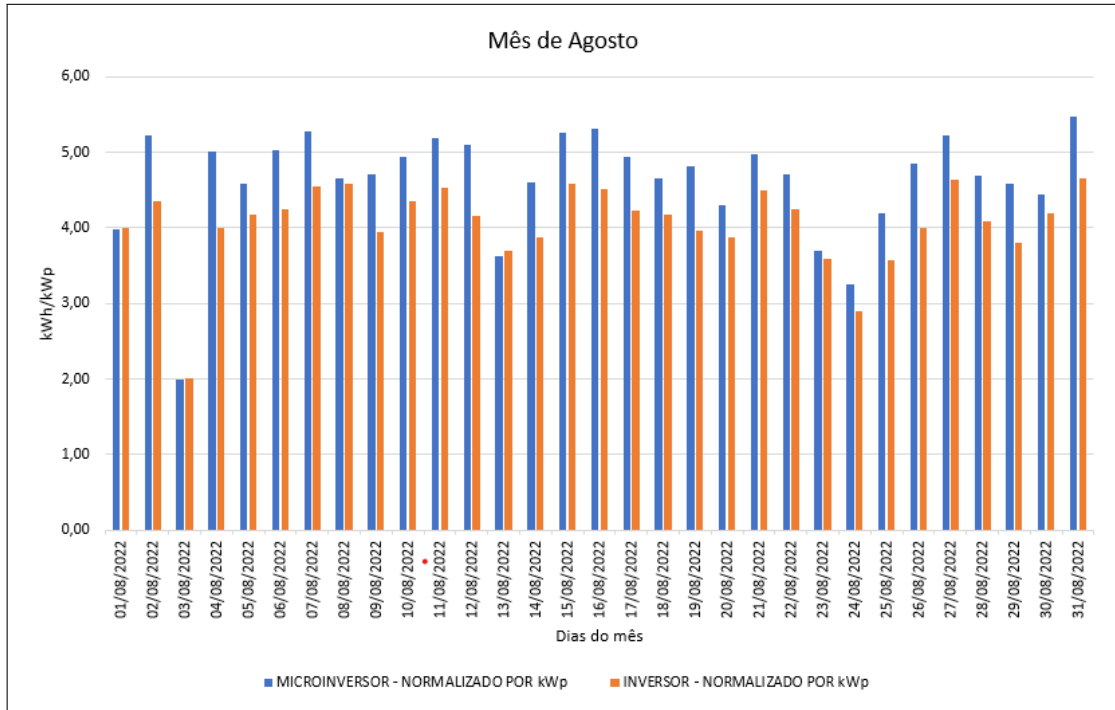
A Figura 56 mostra os valores de geração para todos os dias do mês de agosto, e de forma análoga, a Figura 57 mostra os valores referentes ao mês de setembro, ambos os meses de 2022.

Para os dois meses, observa-se uma vantagem considerável para o sistema com microinversor. Isto é justificado por diversos fatores. Um deles é o fato do microinversor possuir uma MPPT para cada *string* de painéis, que se traduz em um sistema mais tolerante a efeitos de sombreamento e, portanto, com maior geração ao longo do dia. Já o sistema com inversor é mais suscetível aos efeitos de sombreamento e, portanto, tem sua geração comprometida.

Outro fator que contribui para a diferença entre os dois sistemas é a eficiência dos painéis, calculados em 21,27% para os painéis do fabricante Sunova do sistema com inversor e

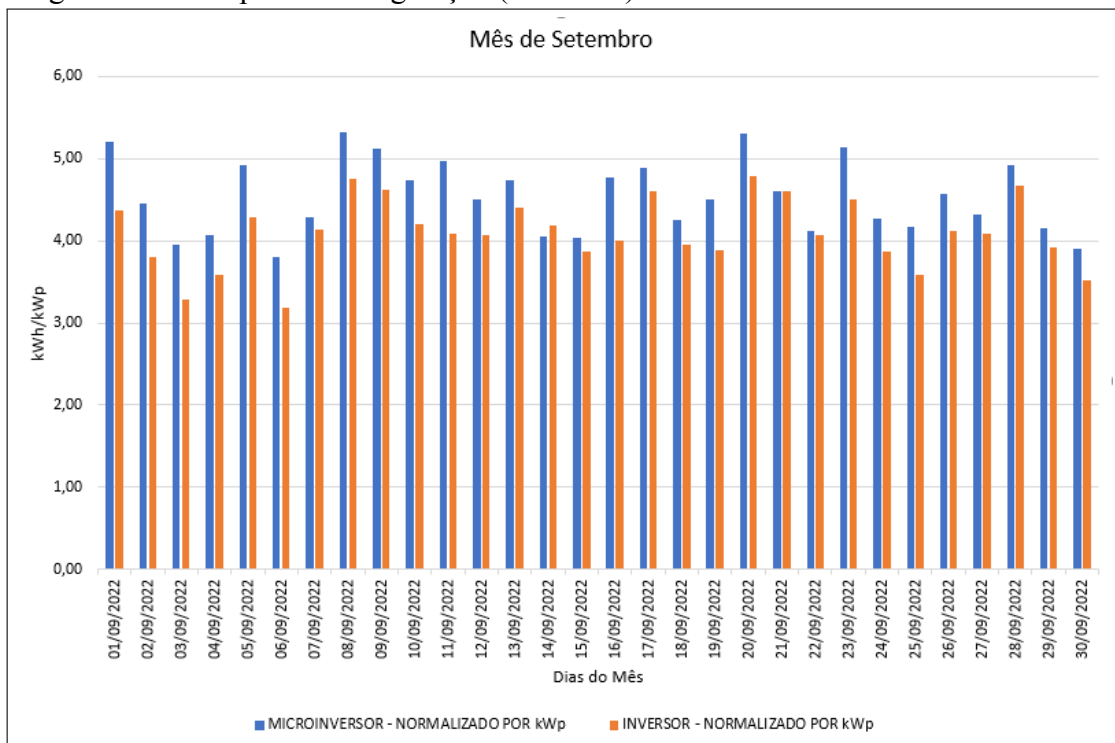
21,78% para os painéis do fabricante Jinko do sistema com microinversor, de acordo com os Anexos A e B, respectivamente.

Figura 56 – Comparativo de geração (agosto).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 57 – Comparativo de geração (setembro).



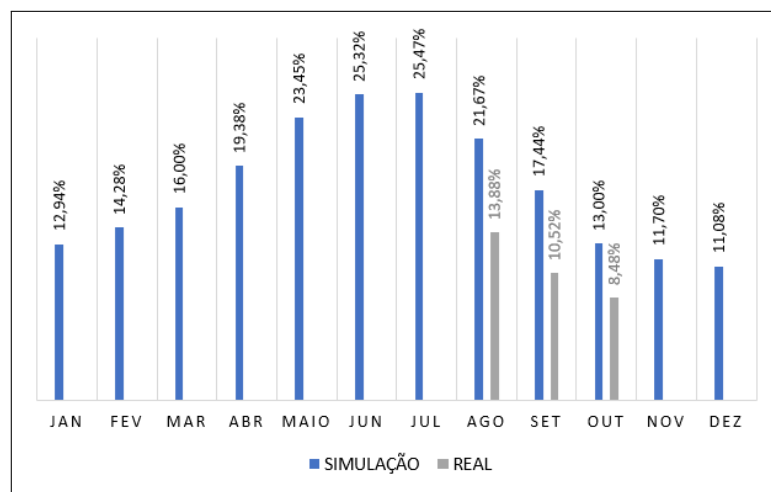
Fonte: Elaborado pelo autor.

Vê-se também que o sistema com inversor (Figura 56) apresentou em 3 dias do mês de agosto (01/08, 03/08 e 13/08) uma geração maior que a do microinversor. Isso pode se dá por fatores de sombreamento, mesmo estando na mesma cidade, sombreamentos parciais podem ocorrer em diferentes locais.

De forma análoga para o mês de setembro (Figura 57), têm-se 2 dias (13/09 e 21/09) em que a geração do inversor é maior que a de microinversor.

Na Figura 58 verifica-se a comparação em percentual da geração microinversor em relação ao inversor para os meses de agosto a outubro de 2022. Como parâmetros de comparação, utilizou-se a mesma premissa para os resultados obtidos na simulação. Observa-se que a tendência de geração real segue a da simulada, mesmo que seja um pouco menor.

Figura 58 – Relação de geração entre o microinversor e o inversor centralizado.

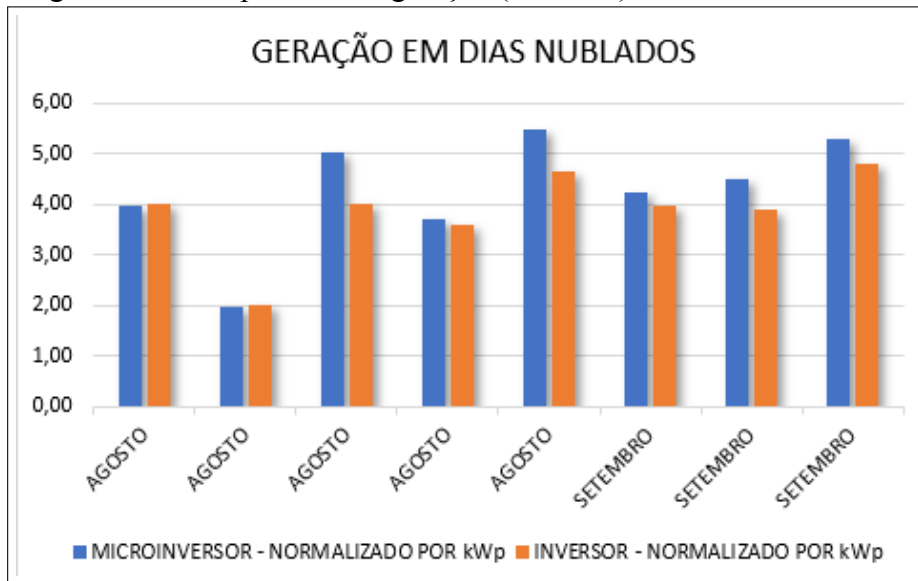


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 58 nota-se uma vantagem considerável de eficiência do microinversor, alcançando a taxas maiores que 25% para a geração simulada e superior a 10% para a geração real.

Sob outro ponto de vista, tem-se a geração em condições de dias nublados, como mostra a Figura 59. Neste caso, a identificação dos dias considerados nublados é feita de forma automática pelo inversor ou microinversor. Observa-se a vantagem de se ter um elemento de MPPT para *string*, que garante ao microinversor a maior geração. As eficiências máximas do inversor e do microinversor também têm influência sobre a geração, sendo 97,7% do primeiro e 96,5% do segundo, de acordo com os Anexos C e D.

Figura 59 – Comparativo de geração (Nublado).



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 Instalação

A Figura 60 mostra a instalação final do inversor, na parede da residência do proprietário, com os respectivos elementos de proteção tanto do lado CC quanto do lado CA. Ressalva-se que o sistema com microinversor não possui sua instalação em parede, como no caso do inversor, mas sim nos próprios painéis solares.

Figura 60 – Sistema com Inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Alguns fatores são considerados na escolha do local de instalação do inversor na parede como na Figura 60, se observa a proteção contra sol, água e umidade, facilidade de manutenção e disponibilidade de ventilação para refrigeração do equipamento.

Na Figura 61 vê-se a instalação do sistema com inversor, é possível observar a seme-

lhança da instalação real com a instalação simulada, bem como as áreas de maior sombreamento, indicadas na simulação de sombreamento. As áreas mais afetadas pelos efeitos de sombreamento se explicam pela existência da caixa d'água e da platibanda da edificação, que projetam sombra sobre o telhado.

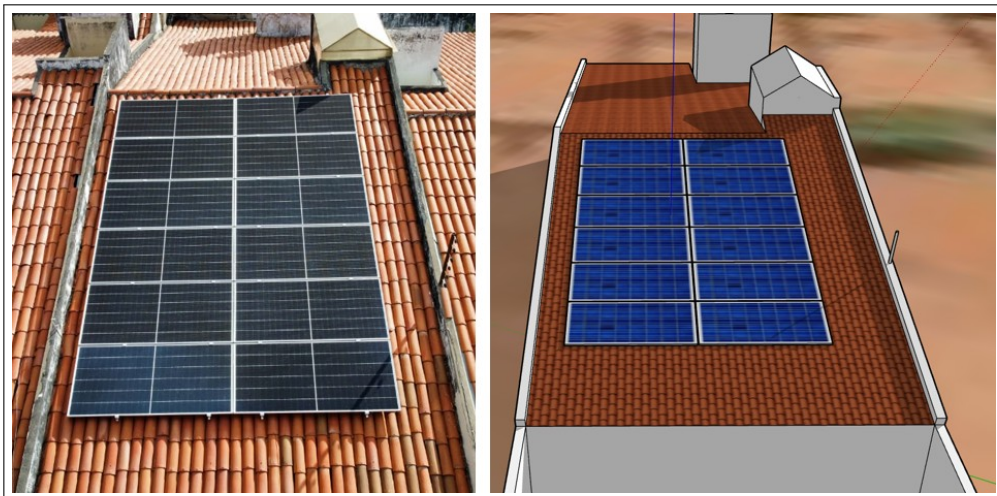
Figura 61 – Sistema com inversor à esquerda instalado e sistema simulado à direita.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O sistema com microinversor também apresentou resultados muito semelhantes aos obtidos via simulação, como mostra a comparação da instalação real com a simulada da Figura 62. Os locais de maior projeção de sombra são devido a claraboia da residência e devido a cerca elétrica.

Figura 62 – Sistema com microinversor à esquerda instalado e sistema simulado à direita.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÕES

Portanto, os dois sistemas foram planejados e executados de maneira satisfatória, obedecendo às normas aplicáveis. Os valores de geração obtidos de ambos os sistemas são compatíveis com os calculados durante as fases de projeto, o que evidencia o êxito desta etapa.

Em termos comparativos, o sistema com microinversor obteve desempenho superior ao sistema com inversor, sendo 28 dias com geração superior tanto no mês de agosto quanto no mês de setembro. Diversos fatores contribuem para este resultado, sendo o mais relevante o fato do sistema com microinversor atenuar os efeitos de sombreamento de maneira mais eficaz que o sistema com inversor.

A eficiência superior do microinversor em relação ao inversor se traduz em mais de 25% na geração simulada e mais de 10% na geração real.

O quesito econômico também foi mais satisfatório no sistema com microinversor, que retorna o investimento ao proprietário do sistema um ano de antecedência que o sistema com inversor. O sistema com microinversor apresenta saldo positivo a partir do quarto ano e o sistema com inversor a partir do quinto ano.

Desta forma, embora o desempenho do microinversor tenha sido superior ao inversor, este sistema tem seu valor de aquisição maior. Neste caso, a escolha entre as duas topologias dependerá da necessidade de casa cliente, sendo o microinversor mais aplicável às regiões com grande afetação de sombreamento.

REFERÊNCIAS

- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **Resolução Normativa N° 482/2012**. Brasília, 2012.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **PRODIST Módulo 1: Glossário de termos técnicos do prodist**. Brasília, 2021.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **PRODIST Módulo 3: Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica**. Brasília, 2021.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **Resolução Normativa N° 1000/2021**. Brasília, 2021.
- ASSOCIACAO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/documentos/camaras-setoriais/leite-e-derivados/2019/57a-ro/tributacao-sobre-energia-solar.pdf>. Acesso em: 13 set. 2022.
- ASSOCIACAO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 27 ago. 2022.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410:2004**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690:2019**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2019.
- BARONI, M. The integration of non-dispatchable renewables. In: HAFNER, M.; LUCIANI, G. (Ed.). **The Palgrave Handbook of International Energy Economics**. Suíça: Palgrave Macmillan, 2022. p. 269–299.
- BELISKI, L. M. **Análise Da Qualidade De Energia Elétrica De Sistemas Fotovoltaicos De Geração Distribuída Em Unidades Prossumidoras Residenciais**. 2017. 46 f. Monografia (Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2017.
- BEZERRA, F. D. **Energia Solar**: Caderno setorial etene. Fortaleza: Banco do Nordeste, 2021.
- BP. **Historical Data Workbook (2013 calendar year)**. 2014. Disponível em: https://web.archive.org/web/20140622090917/http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Energy-Economics/statistical-review-2014/BP-Statistical_Review_of_world_energy_2014_workbook.xlsx. Acesso em: 13 set. 2022.
- CHOI, U.-M.; LEE, J.-S. Comparative evaluation of lifetime of three-level inverters in grid-connected photovoltaic systems. **Energies**, MDPI, v. 13, n. 5, p. 1227 – 1241, 2020.
- CONFESSOR, S. L. de M. **Análise comparativa de controladores MPPT aplicados a um sistema fotovoltaico**. 2014. 72 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Comunicação e Automação) – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2014.

CUNHA, K. B. da *et al.* **Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico**. São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2016.

DEYE INVERSORES BRASIL. **Manual de Instalação/Usuário Microinversor SUN-1300G SUN-1600G SUN-2000G**. São Paulo, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA. **Balanco Energético Nacional 2022**: Ano base 2021. Brasília, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 26/14**: Avaliação da eficiência energética e geração distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023). Rio de Janeiro, 2014.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR**: Conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico da enel distribuição ceará / enel distribuição goiás/ enel distribuição rio de janeiro. Fortaleza, 2022.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global Solar Atlas**. 2022. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/>. Acesso em: 2 nov. 2022.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61215-1:2021**: Terrestrial photovoltaic (pv) modules - design qualification and type approval - part 1: Test requirements. London, 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. 2014. Disponível em: https://web.archive.org/web/20140622090917/http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Energy-Economics/statistical-review-2014/BP-Statistical_Review_of_world_energy_2014_workbook.xlsx. Acesso em: 13 set. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Snapshot of Global PV Markets**. 2022. Disponível em: <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2022/>. Acesso em: 28 ago. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Capacity Statistics 2022**. Abu Dhabi, 2022.

LAMBERTS, R. **Desempenho Térmico de Edificações**. 2020. Disponível em: <https://labeec.ufsc.br/sites/default/files/disciplinas/Aula-Orientacao%20e%20Diagrama%20solar.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2022.

LAMBERTS, R. *et al.* **Casa Eficiente**: Consumo e geração de energia. Florianópolis: LabEEE, 2010. v. 2. 76 p.

LIMA, J. S. **Energia Solar Fotovoltaica: estudo de viabilidade técnica-financeira de implantação de sistema de geração de energia fotovoltaica para o Centro de Ciências Agrárias e Ambientais – CCAA, na cidade de Chapadinha – MA**. 2019. 87 f. Monografia (Engenharia Agrícola) – Curso de Engenharia Agrícola, Universidade Federal do Maranhão, Chapadinha, 2019.

LINDHOLM, F.; FOSSUM, J.; BURGESS, E. Application of the superposition principle to solar-cell analysis. **IEEE Transactions on Electron Devices**, v. 26, n. 3, p. 165 – 171, 1979.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

- MOSCARDINI JUNIOR, E. **A influência do Banco de Dados Solarimétricos e do Simulador no Dimensionamento e na Economia de Combustível em Usinas Fotovoltaico-Diesel.** 2020. 109 f. Tese (Doutorado) – Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, 2020.
- NEOSOLAR. **Guia Prático: Energia solar fotovoltaica.** [S. l.], 2016.
- NEOSOLAR. **Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica e seus Componentes.** 2022. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 21 set. 2022.
- OLACEFS; TCU. **Energias renováveis: auditoria coordenada.** Brasília: Tribunal de Contas da União, 2019.
- PORTAL SOLAR. **Fontes de Energia Alternativas.** 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/fontes-de-energia-alternativas>. Acesso em: 28 ago. 2022.
- PORTAL SOLAR. **Microinversor solar grid tie.** 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>. Acesso em: 29 set. 2022.
- PVSOL. **Release 7.** Berlim, Alemanha: Valetin Software, 2022.
- SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia usando Técnica MPPT e Controle Digital.** 2009. 222 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- SILVA, G. F. da *et al.* **Energias alternativas: tecnologias sustentáveis para o nordeste brasileiro.** Aracaju: Associação Acadêmica de Propriedade Intelectual, 2019.
- SKETCHUP. **Release 22.0.1.** Colorado, Estados Unidos: Trimble Inc., 2019.
- SOLAREEDGE. **SolarEdge Designer.** Herzliya, Israel: SolarEdge Technologies, Inc., 2022.
- TORRES, R. C. **Energia Solar Fotovoltaica como Fonte Alternativa de Geração de Energia Elétrica em Edificações Residenciais.** 2012. 164 f. Monografia (Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
- ULICA SOLAR. **Mono Half-Cut Module UL-495 (495 W 505 W - 1500 V).** China, 2020.
- VAZQUEZ, G. *et al.* A photovoltaic three-phase topology to reduce common mode voltage. In: **2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics.** [S. l.: s. n.], 2010. p. 2885–2890.
- YUAN, J. *et al.* An overview of photovoltaic microinverters: Topology, efficiency, and reliability. In: **2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG).** [S. l.: s. n.], 2019. p. 1 – 6.

ANEXO A – DATASHEET: SUNOVA SS-505-66MTF - 505W



HI-KILO

480-505W

High Efficiency Half-Cell Mono PERC Module



Half-cut cell technology
New circuit design,
lower internal current,
lower Rs loss



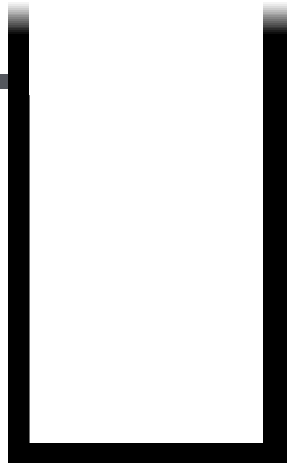
Special circuit design
with much lower hot spot
temperature



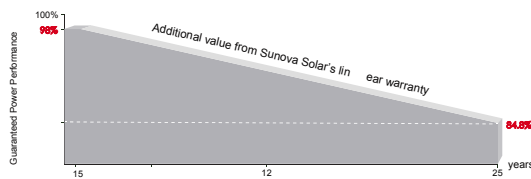
Resistance to power
attenuation passed TÜV
Rheinland system voltage
endurance test



Resistance to salt-spray
corrosion
(IEC61701, certified to TÜV
Rheinland test standard)



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



15 YEARS Product quality & process guarantee

25 YEARS Linear power guarantee

0.55 Annual Degradation Over 25 years

COMPREHENSIVE CERTIFICATES



ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System Standard
OHSAS 18001: International Occupational Health and
Safety Assessment System Standard

PRODUCT INSURANCE



SS-505-66MTF₁₃₂ cells

ELECTRIC CHARACTERISTICS

Model of modules	SS-480-66MTF		SS-485-66MTF		SS-490-66MTF		SS-495-66MTF		SS-500-66MTF		SS-505-66MTF	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum power - P_{mp} (W)	480	358	485	361	490	365	495	369	500	373	505	376
Open-circuit voltage - V_c (V)	45.08	42.38	45.16	42.45	45.25	42.54	45.34	42.61	45.43	42.71	45.52	42.79
Short-circuit current - I_{sc} (A)	13.58	10.97	13.64	11.04	13.71	11.11	13.78	11.17	13.85	11.24	13.92	11.31
Maximum power voltage - V_{mp} (V)	37.14	34.54	37.21	34.61	37.27	34.66	37.34	34.72	37.41	34.79	37.48	34.86
Maximum power current - I_{mp} (A)	12.93	10.37	13.04	10.44	13.15	10.54	13.26	10.63	13.37	10.73	13.48	10.79
Module efficiency - η (%)	20.21%		20.42%		20.64%		20.85%		21.06%		21.27%	
Power tolerance (W)							(0,+5)					
Maximum system voltage (V)							1500					
Maximum rated fuse current (A)							25					
Current operating temperature (°C)							-40~+85 °C					

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Spectra at AM1.5, Wind at 1 m/s

STRUCTURAL CHARACTERISTICS

Module dimensions (L*W*H)	2094 x 1134 x 35 mm
Weight	26.3 kg
Number of cells	132 cells
Cell	PERC Monocrystalline 182x91 mm
Glass	Tempered, 3.2 mm AR, High transmittance, Low iron
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68
Output wire	4.0 mm ² , wire length: 300 mm or Customized Length
Connector	MC4 Compatible
Mechanical load	5400 Pa

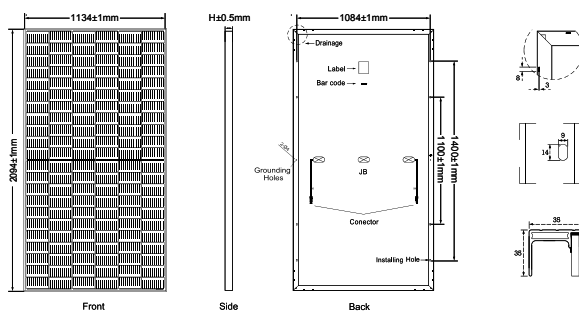
TEMPERATURE RATINGS

Temperature coefficient (P_{max})	-0.35 %/°C
Temperature coefficient (V_{oc})	-0.28 %/°C
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.045 %/°C
Nominal operating cell temperature	45±2 °C

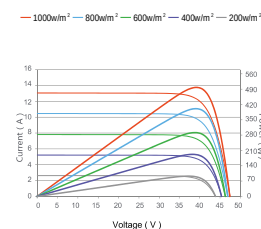
PACKAGING CONFIGURATION

Container	40HQ
Quantity/pallet	31
Pallets/container	22
Quantity/container	682

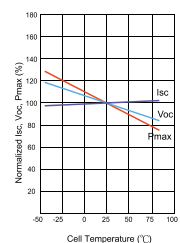
MODULE DIMENSIONS (mm)



Current-Voltage & Power-Voltage Curves (505W)



Temperature Dependence of I_{sc} , V_{oc} , P_{max}



Add: 9 Huicheng Road, Huishan District, Wuxi, Jiangsu Province, P.R. China

E-mail: info@sunova-solar.com

* Sunova Solar Technology Co., Ltd reserves the right to make any adjustment to the information described herein without further notice. Please contact our company to use the latest version for contract.

Better Sunshine, Better City

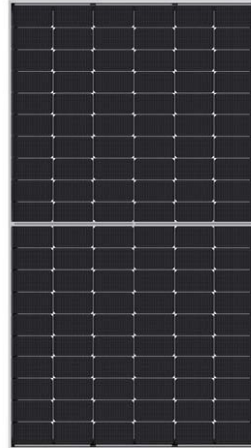
SD202107001EN

ANEXO B – DATASHEET: JINKO JKM470M-7RL3-V

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type
60HL4-(V)
460-480 Watt
 MONO-FACIAL MODULE



N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems

Key Features



SMBB Technology
 Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology
 The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance
 Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



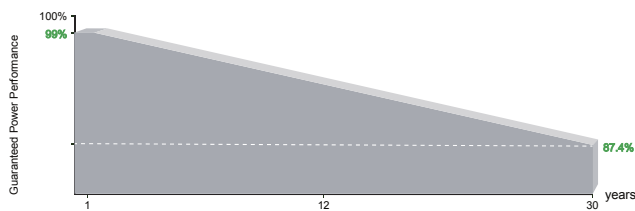
Enhanced Mechanical Load
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability Against Extreme Environmental Conditions
 High salt mist and ammonia resistance.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

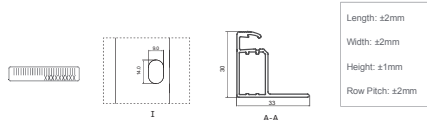
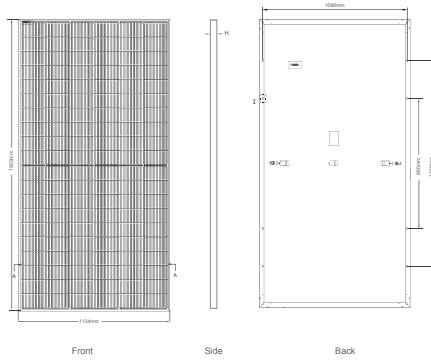


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

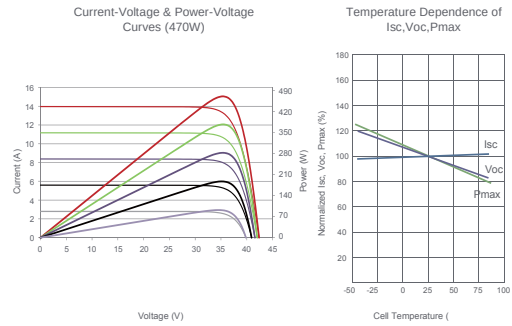
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
 36pcs/pallets, 72pcs/stack, 864pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM460N-60HL4		JKM465N-60HL4		JKM470N-60HL4		JKM475N-60HL4		JKM480N-60HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	460Wp	346Wp	465Wp	350Wp	470Wp	353Wp	475Wp	357Wp	480Wp	361Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	34.72V	32.60V	34.89V	32.77V	35.05V	32.94V	35.21V	33.10V	35.38V	33.27V
Maximum Power Current (Imp)	13.25A	10.61A	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.49A	10.79A	13.57A	10.85A
Open-circuit Voltage (Voc)	42.05V	39.94V	42.22V	40.10V	42.38V	40.25V	42.54V	40.41V	42.71V	40.57V
Short-circuit Current (Isc)	13.99A	11.29A	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A
Module Efficiency STC (%)	21.32%		21.55%		21.78%		22.01%		22.24%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

ANEXO C – DATASHEET: INVERSOR SOLIS



Folha de Dados

Modelo	S6-GR1P2.5K	S6-GR1P3K	S6-GR1P3.6K	S6-GR1P4K	S6-GR1P4.6K	S6-GR1P5K	S6-GR1P6K
Entrada CC							
Potência máxima de entrada recomendada	4.25 kW	3.4 kW	6.12 kW	6.8 kW	7.82 kW	8.5 kW	10.2 kW
Tensão máx de entrada	550 V	600 V					
Tensão nominal	250 V	330 V					
Tensão de partida	60 V	120 V					
Intervalo de tensão MPPT	50-450 V	90-520 V					
Corrente máx de entrada				14 A / 14 A			
Corrente máx de curto-circuito				22 A / 22 A			
MPPTs / Número de Entradas				2/2			
Saída CA							
Potência nominal de saída	2.5 kW	3 kW	3.6 kW	4 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potência máx de saída aparente	2.8 kVA	3.3 kVA	4 kVA	4.4 kVA	5 kVA	5 kVA	6 kVA
Potência máx de saída	2.8 kW	3.3 kW	4 kW	4.4 kW	5 kW	5 kW	6 kW
Tensão nominal da rede	1/N/PE, 220 V / 230 V						
Frequência nominal da rede	50 Hz / 60 Hz						
Corrente nominal de saída da rede	11.4 A / 10.9 A	13.6 A / 13.0 A	16.0 A / 15.7 A	18.2 A / 17.4 A	20.9 A / 20.0 A	22.7 A / 21.7 A	27.3 A
Corrente máx de saída	13.3 A	15.7 A	16.0 A	21.0 A	23.8 A	25.0 A	27.3 A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)						
Harmônicas (THDi)	<3%						
Eficiência							
Eficiência máxima	97.3%	97.3%		97.6%		97.7%	
Eficiência EU	96.5%	96.6%		97.1%		97.1%	
Eficiência MPPT	>99.5%						
Proteção							
Proteção contra inversão de polaridade CC				Sim			
Proteção contra curto-circuito				Sim			
Proteção de sobrecorrente de saída				Sim			
Proteção contra sobretensão				Sim			
Monitoramento de rede				Sim			
Proteção de ilhamento				Sim			
Proteção de temperatura				Sim			
Interruptor CC integrado				Opcional			
Dados gerais							
Dimensões (L*A*P)				310*543*160 mm			
Peso	11 kg	11.2 kg				12 kg	
Topologia	Sem Transformador						
Consumo próprio (noite)	<1 W						
Faixa de temperatura ambiente de operação	-25 ~ +60°C						
Umidade relativa	0-100%						
Grau de proteção (IP)	IP66						
Conceito de refrigeração	Convecção natural						
Altitude máx de operação	4000 m						
Certificados de padrão de conexão da rede	NBR 16149, NBR 16150, IEC 62116, IEC 61000-3-4/-5, IEC 61000-3-11/-12						
Padrão de segurança / EMC	IEC 62109-1/-2, IEC 61000-6-1/-2/-3/-4						
Características							
Conexão CC	Conectores MC4						
Conexão CA	Ficha de ligação rápida						
Tela	LCD						
Comunicação	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS, USB						

ANEXO D – DATASHEET: MICROINVERSOR DEYE

Micro Inversor

Modelo	SUN1300 G3-US-220	SUN1300 G3-EU-230	SUN1600 G3-US-220	SUN1600 G3-EU-230	SUN1800 G3-US-220	SUN1800 G3-EU-230	SUN2000 G3-US-220	SUN2000 G3-EU-230
Dados de Entrada (CC)								
Potência de entrada recomendada (STC)	210~450W		210~600W		210~600W		210~600W	
Tensão CC de entrada máxima	60V							
Faixa de Operação do MPPT	25~55V							
Faixa de Operação CC operacional	20~60V							
Máxima Corrente de Curto- Circuito	16A×4							
Máxima Corrente de Entrada	13A×4							
Número de MPPT / Strings por MPPT	4 / 1							
Dados de Saída (CA)								
Potência nominal/Máx de saída(40°C)	1300W		1600W		1800W		2000W	
Corrente Nominal de Saída	5.9A	5.7A	7.3A	7A	8.2A	7.8A	9.1A	8.7A
Tensão Nominal / Faixa (pode variar com os padrões da rede)	220V/ 176-242V	230V/ 184-265V	220V/ 176-242V	230V/ 184-265V	220V/ 176-242V	230V/ 184-265V	220V/ 176-242V	230V/ 184-265V
Frequência Nominal / Faixa	50 / 60Hz							
Frequência Estendida / Faixa	45~55Hz / 55~65Hz							
Fator de Potência	>0.99							
Unidades máximas por cabo tronco	4		4		3		3	
Eficiência								
Eficiência ponderada CEC	95%							
Eficiência de pico do inversor	96.5%							
Eficiência estática do MPPT	99%							
Consumo de energia noturno	50mW							
Dados Mecânicos								
Temperatura do ambiente de operação	-40~65							
Tamanho (mm)	267W×300H×42.5D (Sem suporte de montagem e cabo)							
Peso (kg)	5.2							
Resfriamento	Resfriamento Natural							
Grau de Proteção	IP67							
Características								
Compatibilidade	Compatível com módulos de células 60~72							
Comunicação	WIFI							
Normas de Conexão da Rede	EN50549-1, VDE0126-1-1, VDE 4105, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR 62116, RD1699, UNE 206006 IN, UNE 206007-1 IN, IEEEE1547							
Normas EMC	UL 1741, IEC62109-1/-2, IEC61000-6-1, IEC61000-6-3, IEC61000-3-2, IEC61000-3-3							

#,, ' <4# , +'



esligamento rápido

u /6

ente
da