



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Alessandro Henrique Zamboni

**AVALIAÇÃO DA ENERGIA ESPERADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTEGRADOS EM EDIFICAÇÕES (BIPV): ESTUDO DE CASO LABORATÓRIO
FOTOVOLTAICA-UFSC**

Florianópolis
2024

Alessandro Henrique Zamboni

**AVALIAÇÃO DA ENERGIA ESPERADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTEGRADOS EM EDIFICAÇÕES (BIPV): ESTUDO DE CASO LABORATÓRIO
FOTOVOLTAICA-UFSC**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador(a): Daniel Odilio dos Santos,
Me. Eng^a Elétrica

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Zamboni, Alessandro Henrique
AVALIAÇÃO DA ENERGIA ESPERADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTEGRADOS EM EDIFICAÇÕES (BIPV): ESTUDO DE CASO LABORATÓRIO
FOTOVOLTAICA-UFSC / Alessandro Henrique Zamboni ;
orientador, Daniel Odílio dos Santos, 2024.
76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar fotovoltaica.
3. Desempenho energético. 4. Sistemas BIPV. I. Santos,
Daniel Odílio dos. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Alessandro Henrique Zamboni

**AVALIAÇÃO DA ENERGIA ESPERADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTEGRADOS EM EDIFICAÇÕES (BIPV): ESTUDO DE CASO LABORATÓRIO
FOTOVOLTAICA-UFSC**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 02 de dezembro de 2024

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

Banca examinadora:

Daniel Odilio dos Santos, Me. Eng^a Elétrica

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof.^a Helena Flávia Naspolini, Dr.^a

Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Vinícius Hirassaki, Me. Eng^a Elétrica

Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a todos os que estiveram ao meu lado e contribuíram para juntos chegarmos a um resultado para o bem da humanidade.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, que me deram apoio durante a graduação, sempre me aconselhando a permanentemente seguir estudando e buscando meus objetivos.

Agradeço à minha avó, Teresinha Zamboni, que sempre esteve ao meu lado me incentivando e sendo uma segunda mãe.

Agradeço a todos os meus familiares e amigos que de alguma forma me ajudaram direta ou indiretamente a concluir o curso.

Agradeço à professora Helena Flávia Napolini, por me instruir e compartilhar seus conhecimentos durante toda a graduação, nos anos em que participei do Laboratório de Gestão de Energia Elétrica (GEEL).

Agradeço aos membros do Laboratório de Gestão de Energia Elétrica (GEEL) pelos momentos de ajuda e descontração durante a graduação.

Agradeço aos membros do Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica/UFSC), pelo material fornecido para a realização do TCC e por todo o conhecimento compartilhado nos anos em que atuei como pesquisador.

Se a escada não estiver apoiada na parede correta, cada degrau que subimos é um passo a mais para um lugar equivocado.

(Stephen Covey, 1989)

RESUMO

Este tem como objetivo principal avaliar o desempenho energético de um sistema fotovoltaico (FV) integrado em edificações (BIPV) instalado no Laboratório Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (FV UFSC). O estudo se concentra em como a variabilidade da irradiância solar influencia a geração de energia elétrica considerando as diferentes orientações das faces da edificação. O Brasil, com seu grande potencial de irradiação solar, mostra-se como um ator importante nesse contexto. A metodologia utilizada se baseia em simulações computacionais realizadas com o software PVsyst, utilizando dados meteorológicos da NASA. Foram simulados sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes faces do edifício, com diferentes inclinações e orientações, além de um sistema com rastreador solar de um eixo para fins de comparação. Os resultados demonstram que o sistema BIPV, mesmo com faces em diferentes orientações, apresenta um bom desempenho energético. A face leste se destaca com a maior geração individual. A face norte, apesar de sua orientação favorável, sofre com o sombreamento do edifício, limitando sua produção. As análises de irradiância incidente revelaram uma grande variabilidade sazonal, com maior produção de energia durante o verão e menor durante o inverno. A comparação com o sistema de rastreamento solar demonstrou que, embora o rastreador apresente maior eficiência na captação de energia ao longo do dia, o sistema BIPV, combinado com o plano inclinado, permite um aproveitamento mais prolongado da irradiação solar, especialmente no início e no final do dia. No entanto, para obter uma curva de geração similar à do rastreador, o sistema BIPV necessitou de 2,65 vezes mais módulos. O estudo conclui que sistemas BIPV, apesar de apresentarem menor eficiência em comparação aos sistemas com rastreamento solar, são uma alternativa viável para a geração de energia elétrica em edificações, contribuindo para a sustentabilidade e a diversificação da matriz energética.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Desempenho energético; Sistemas BIPV.

ABSTRACT

The main objective of this study is to evaluate the energy performance of a building-integrated photovoltaic (BIPV) system installed at the Photovoltaic Laboratory of the Federal University of Santa Catarina (FV UFSC). The study focuses on how the variability of solar irradiance influences the generation of electricity considering the different orientations of the building faces. Brazil, with its great potential for solar irradiation, is an important player in this context. The methodology used is based on computer simulations carried out with PVsyst software, using meteorological data from NASA. Photovoltaic systems installed on different sides of the building were simulated, with different inclinations and orientations, as well as a system with a single-axis solar tracker for comparison purposes. The results show that the BIPV system, even with faces in different orientations, has good energy performance. The east face stands out with the highest individual generation. The north face, despite its favorable orientation, suffers from the shading of the building, limiting its production. Analyses of incident irradiance revealed great seasonal variability, with higher energy production during the summer and lower during the winter. The comparison with the solar tracking system showed that, although the tracker is more efficient at capturing energy throughout the day, the BIPV system, combined with the inclined plane, allows for longer use of solar irradiation, especially at the beginning and end of the day. However, to obtain a generation curve similar to that of the tracker, the BIPV system required 2.65 times more modules. The study concludes that BIPV systems, although less efficient than solar tracking systems, are a viable alternative for generating electricity in buildings, contributing to sustainability and diversification of the energy matrix.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Energy performance; BIPV systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Emissões globais e cenários de aquecimento	28
Figura 2 – Consumo de energia primária no mundo.....	29
Figura 3 – Geração de energia renovável no mundo	30
Figura 4 – Capacidade instalada de fotovoltaica no mundo	31
Figura 5 – Evolução das células fotovoltaicas	32
Figura 6 – Evolução de preço dos módulos fotovoltaicos.....	33
Figura 7– Produção de módulos fotovoltaicos.....	34
Figura 8 – LCOE para usinas de energia	35
Figura 9 – Payback para usinas de energia solar.....	36
Figura 10 – Média diária de GHI.....	38
Figura 11 – Matriz elétrica brasileira em 2022.....	39
Figura 12 – Evolução da geração distribuída no Brasil.....	40
Figura 13 – Sistemas BIPV e BAPV	41
Figura 14 – Exemplos de sistemas BIPV.....	42
Figura 15 – Localização do Laboratório FV UFSC.	43
Figura 16 – Laboratório FV UFSC	44
Figura 17 – Irradiância global horizontal - Verão	46
Figura 18 – Irradiância global horizontal - Inverno.....	46
Figura 19 – Instalação dos módulos FV no plano inclinado – FV UFSC	48
Figura 20 – Instalação do sistema FV na face leste – FV UFSC.....	49
Figura 21 – Instalação do sistema FV na face oeste – FV UFSC.....	50
Figura 22 – Instalação dos sistemas FV – Face norte e face sul do FV UFSC	51
Figura 23 – Ábaco solar da região de Florianópolis.....	52
Figura 24 – Energia gerada pelos sistemas FV instalados no plano inclinado	55
Figura 25 – Energia gerada pelos sistemas FV instalados nas faces da edificação	56
Figura 26 – Energia FV gerada normalizada	57
Figura 27 – Irradiância incidente nos módulos instalados do plano inclinado	58
Figura 28 – Irradiância incidente nos módulos instalados na face leste	59

Figura 29 – Irradiância incidente nos módulos instalados na face oeste.....	60
Figura 30 – Irradiância incidente dos módulos instalados na face norte	61
Figura 31 – Irradiância incidente dos módulos instalados da face sul.....	62
Figura 32 – Irradiância incidente no sistema rastreador de um eixo	63
Figura 33 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (verão)	64
Figura 34 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (outono)	65
Figura 35 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (inverno)	66
Figura 36 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (primavera).....	67
Figura 37 – Curva diária potência normalizada	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perdas consideradas na simulação	45
Tabela 2 – Recurso solar em Florianópolis	45
Tabela 3 – Configurações dos sistemas FV	47
Tabela 4 – Configurações dos sistemas FV	49
Tabela 5 – Configurações dos sistemas FV	50
Tabela 6 – Configurações dos sistemas FV	51
Tabela 7 – Configurações do rastreador solar.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
LCOE	<i>Custo nivelado de energia elétrica</i>
GHI	<i>Irradiância Global Horizontal</i>
GTI	<i>Global Tilted Irradiance</i>
FV	<i>Fotovoltaica</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	25
1.1	INTRODUÇÃO.....	25
1.2	MOTIVAÇÃO.....	26
1.3	OBJETIVOS.....	26
1.3.1	Objetivo geral.....	26
1.3.2	Objetivos específicos.....	26
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	27
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	28
2.1	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL.....	28
2.2	PANORAMA GLOBAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA.....	30
2.3	PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA FOTVOLTAICA MUNDIAL.....	33
2.4	CUSTOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO.....	35
2.5	POTENCIAL DE GERAÇÃO DA ENERGIA FOTVOLTAICA NO BRASIL.....	36
2.6	SISTEMAS BIPV E SUA APLICAÇÃO.....	40
3	METODOLOGIA.....	43
3.1	ASPECTOS CLIMÁTICOS E GEOGRÁFICOS DO LOCAL.....	43
3.2	RECURSO SOLAR E METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO.....	44
3.3	CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS A SEREM SIMULADOS.....	47
3.3.1	Plano inclinado.....	47
3.3.2	Face leste.....	48
3.3.3	Face oeste.....	49
3.3.4	Face norte e face sul.....	50
3.4	APROVEITAMENTO FOTVOLTAICO DAS INSTALAÇÕES.....	51
3.5	SISTEMA RASTREADOR DE UM EIXO.....	52
3.6	IRRADIÂNCIA MÉDIA.....	53
3.7	NORMALIZAÇÃO DAS POTÊNCIAS.....	54
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	55
4.1	ENERGIA ANUAL GERADA PELA EDIFICAÇÃO.....	55

4.2	IRRADIÂNCIA INCIDENTE NO PLANO DOS MÓDULOS	57
4.2.1	Plano inclinado.....	58
4.2.2	Face Leste	59
4.2.3	Face oeste	59
4.2.4	Face norte.....	60
4.2.5	Face sul.....	61
4.2.6	Rastreador solar.....	62
4.2.7	Irradiância nas estações do ano.....	63
4.2.7.1	<i>Verão.....</i>	<i>64</i>
4.2.7.2	<i>Outono</i>	<i>65</i>
4.2.7.3	<i>Inverno</i>	<i>66</i>
4.2.7.4	<i>Primavera.....</i>	<i>67</i>
4.3	COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO BIPV EM RELAÇÃO A GERAÇÃO DO SISTEMA COM RASTREADOR DE UM EIXO.	68
5	CONCLUSÃO	70

1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

O uso de fontes de energia renováveis no cenário contemporâneo é incontestável. Nesse contexto, a adoção da energia solar fotovoltaica assume alta representatividade, em virtude da significativa redução de seus custos e da facilidade de instalação(RAI; REEVES; MARGOLIS, 2016). A crescente integração de sistemas fotovoltaicos em edificações residenciais, comerciais e industriais, impulsionada pela busca por soluções sustentáveis e pela crescente eficiência tecnológica, está transformando a paisagem urbana. Sejam instalações de pequeno porte em residências ou de grande porte como em galpões industriais com alto consumo energético, a energia solar está presente(SANTOS, 2009).

A escassez de espaço nos grandes centros urbanos exige a construção de grandes edifícios verticais para atender à demanda por moradia. A concentração populacional e o uso intensivo de energia elétrica trazem desafios para o sistema elétrico atual(LIM; KANG, 2022). Nesse contexto, a energia proveniente de fonte solar fotovoltaica surge como uma solução para aliviar a carga do sistema de transmissão e distribuição.

A redução de preços dos módulos fotovoltaicos e as iniciativas para a redução de gases de efeito estufa, contribuem para a utilização dos módulos como elementos construtivos. A substituição de materiais comuns de revestimento por módulos fotovoltaicos confere aos edifícios maior sustentabilidade e tecnologia, promovendo harmonização com o ambiente ao seu redor. Essa integração arquitetônica permite que a geração de energia solar seja incorporada de forma estética e funcional às edificações(SORGATO; SCHNEIDER; RÜTHER, 2018).

Com o uso progressivo de energia fotovoltaica nas edificações, os módulos estão se tornando mais visíveis e mudando as formas dos ambientes construídos. Pesquisar a arquitetura fotovoltaica é essencial para alcançar a qualidade da integração arquitetônica e preservar os contextos urbanos e arquitetônicos nas grandes cidades(CUSTÓDIO; SANTOS; RÜTHER, 2022). Portanto, analisar o aproveitamento energético dos módulos fotovoltaicos integrados a edificação apresenta notoriedade na arquitetura e engenharia contemporâneas.

1.2 MOTIVAÇÃO

A motivação por trás deste trabalho reside na necessidade explorar e avaliar o potencial da integração fotovoltaica em edificações para uma transição energética eficiente.

Ao empregar módulos com diferentes azimutes e inclinações, pode-se proporcionar uma produção de energia mais uniforme ao longo do dia, contribuindo para atenuar as variações abruptas na geração de energia e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade do sistema elétrico. Todavia, essa distribuição faz com que os módulos não obtenham o maior recurso solar disponível, portanto tem uma geração anual menor.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos integrados a edifícios (BIPV), através de simulações computacionais, analisando como diferentes configurações, ângulos azimutais e inclinações dos módulos fotovoltaicos impactam a geração de energia elétrica.

1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar análise detalhada da energia gerada pela edificação equipada com o sistema BIPV.
- Avaliar a irradiância solar incidente em cada sistema BIPV ao longo de um ano, identificando padrões de desempenho.
- Examinar as diferenças sazonais na irradiância incidente nos sistemas BIPV, explorando os impactos no desempenho energético.
- Comparar a forma de geração de energia entre o sistema BIPV e um sistema com rastreamento de um eixo, destacando as vantagens e limitações de cada abordagem.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O primeiro capítulo introduz o tema, apresenta a motivação para a realização do trabalho e detalha os objetivos geral e específicos.

O segundo capítulo traz a revisão do estado da arte, enfatizando a utilização de energia renovável, em particular a energia solar fotovoltaica, trazendo informações sobre a produção de energia fotovoltaica no Brasil e no mundo e a integração dessa fonte as edificações.

O terceiro capítulo detalha a metodologia.

O quarto capítulo apresenta os resultados e discussões das simulações.

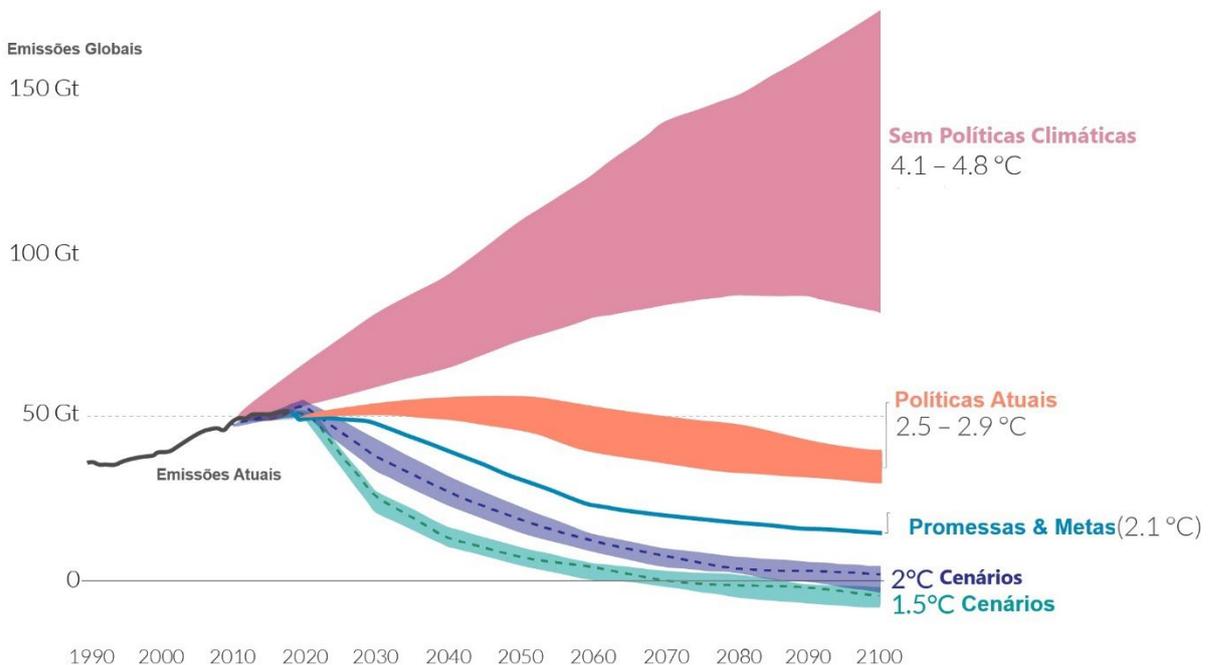
O quinto capítulo traz as conclusões do trabalho

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL

Devido aos impactos ambientais causados pelo consumo energético mundial, o mundo está passando por uma transição no setor energético, impulsionada pela redução de custos das fontes renováveis e pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Essa mudança é crucial para alcançar as metas estabelecidas nos acordos climáticos, que visam limitar o aumento da temperatura global a 1,5 °C (BOGDANOV et al., 2021). A energia renovável pode suprir dois terços da demanda global total de energia e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa até 2050 (GIELEN et al., 2019). A Figura 1 mostra as perspectivas de aumento da temperatura global com diversos cenários possíveis.

Figura 1 – Emissões globais e cenários de aquecimento

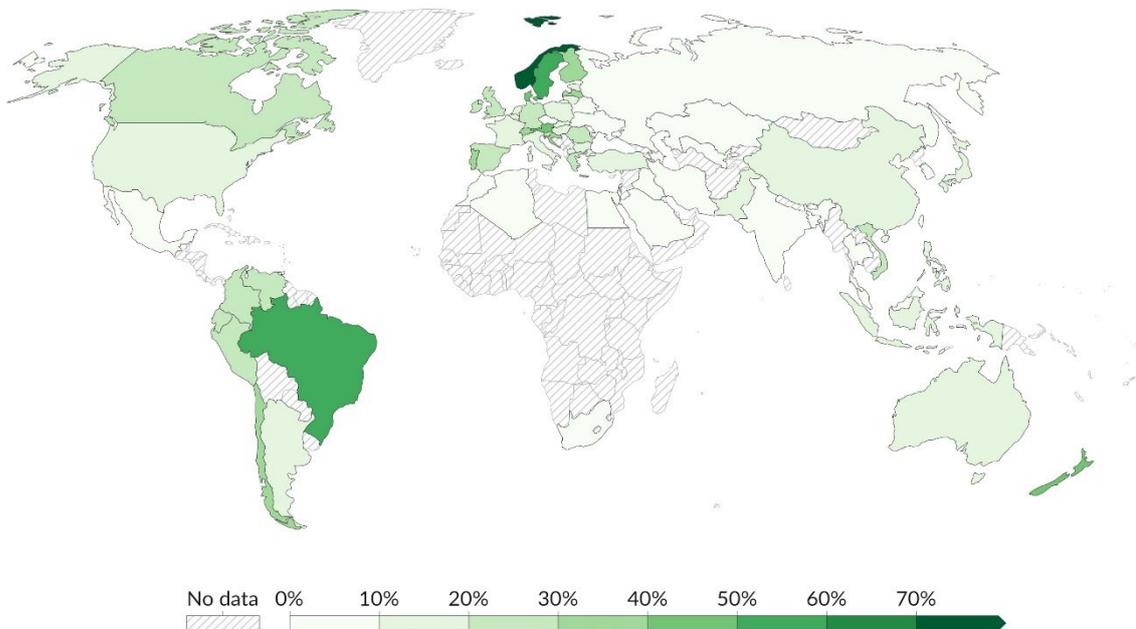


Fonte: (RITCHIE; ROSADO; ROSER, 2023) modificado

Observa-se que as políticas vigentes não estão produzindo os resultados esperados conforme o Acordo de Paris, o que acarreta um aumento da temperatura global superior a 2,5 °C.

A Figura 2 expressa a distribuição do consumo de energia por fonte renovável no mundo. O Brasil assume uma posição de destaque com mais de 50% da sua demanda energética suprida por fontes renováveis, garantindo o suprimento sustentável do setor energético. A alta participação se deve da exploração do potencial hidrelétrico, da crescente utilização da biomassa e da expansão de fontes como eólica e solar (RITCHIE; ROSER; ROSADO, 2024).

Figura 2 – Consumo de energia primária no mundo



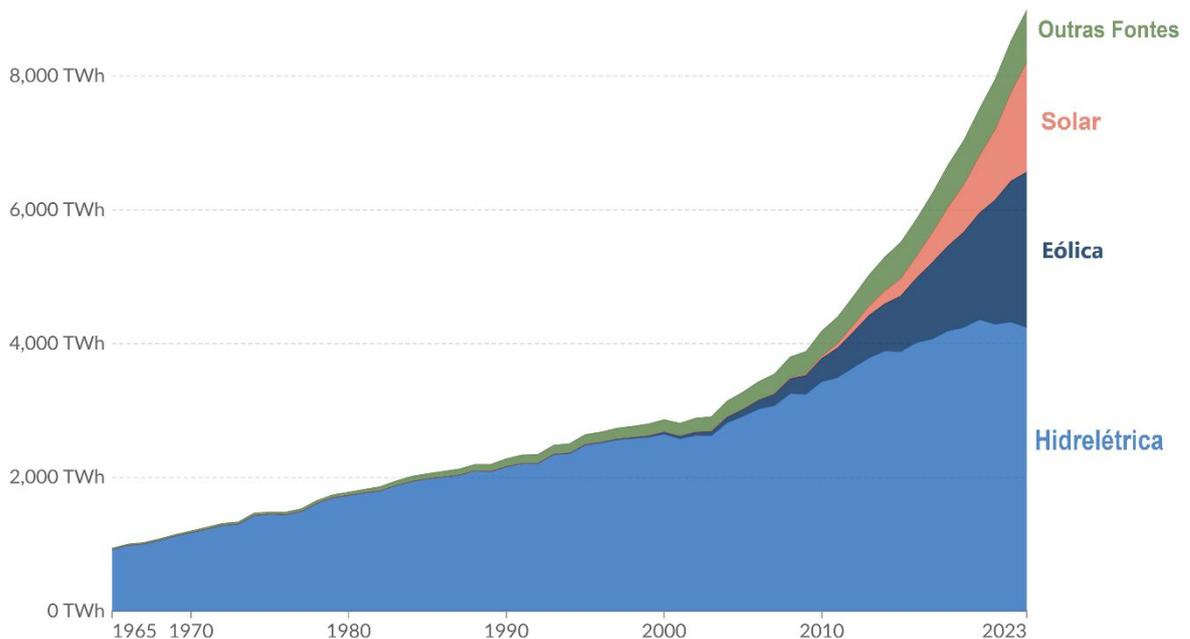
Fonte: (RITCHIE; ROSADO; ROSER, 2023) modificado

Ganham destaque, no cenário energético atual, fontes como solar fotovoltaica, eólica e hídrica. Tais fontes apresentaram aumento de geração nas últimas décadas, sendo que, a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, apresentaram crescimento exponencial. Esse crescimento foi impulsionado por avanços tecnológicos e redução de custos de fabricação.

A Figura 3 apresenta a quantidade de energia renovável no mundo anualizada até 2023, observa-se que a energia hidrelétrica ainda tem predominância no cenário mundial. No entanto, as fontes eólica e solar fotovoltaica tem um crescimento

acelerado nos últimos anos, enquanto as hidrelétricas vêm diminuindo sua participação (RITCHIE; ROSER; ROSADO, 2024).

Figura 3 – Geração de energia renovável no mundo



Fonte: (RITCHIE; ROSADO; ROSER, 2023) modificado

Observa-se em particular que a energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma das fontes de energia renovável com maior potencial de crescimento, impulsionada pela crescente demanda por soluções energéticas descentralizadas e de fácil acesso ao público em geral.

2.2 PANORAMA GLOBAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração de energia proveniente de geração solar fotovoltaica está em acelerado crescimento, ela tem se tornado uma fonte energética primordial na transição energética global.

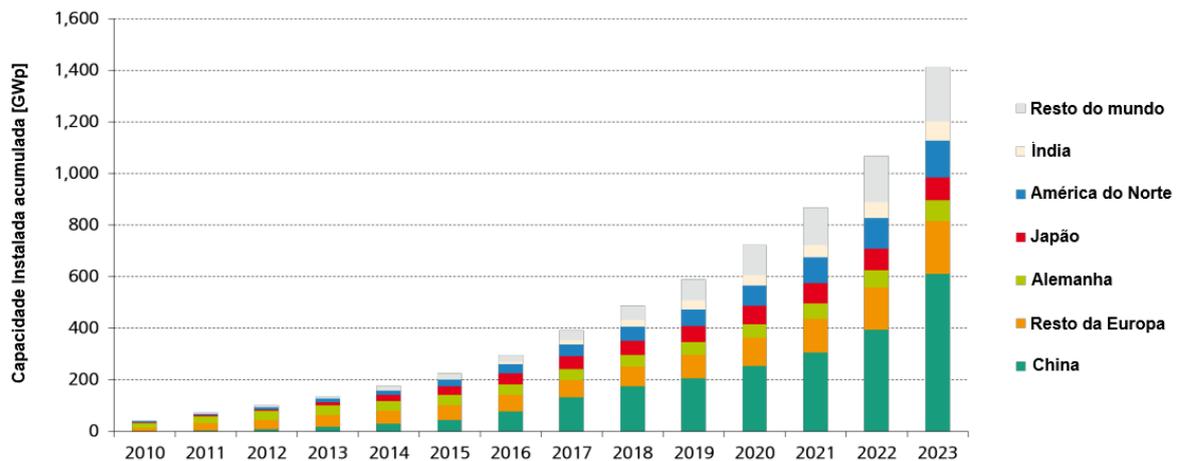
O crescimento exponencial da capacidade instalada nos últimos anos, ilustrado a Figura 4 – Capacidade instalada de fotovoltaica no mundo, reflete a adoção

massiva dessa fonte de geração de energia no mundo. As adições globais anuais de capacidade renovável aumentaram em quase 50% em um ano, para quase 510 gigawatts (GW) em 2023, a taxa de crescimento mais rápida nas últimas duas décadas (IEA, 2023a).

A presença chinesa nesse processo é evidente, pois através de políticas de incentivo, investimentos em pesquisa, desenvolvimento e produção em larga escala, o país se tornou o principal fornecedor no mercado global de energia solar fotovoltaica. A China comissionou em 2022 a mesma quantidade em potência instalada que a soma de todos os outros países do mundo (IEA, 2023a).

A Figura 4 apresenta a capacidade total instalada de energia fotovoltaica no mundo, evidenciando o aumento expressivo dos últimos anos e a forte presença da China em energias renováveis.

Figura 4 – Capacidade instalada de fotovoltaica no mundo



Fonte: (PHILIPPS, 2024) modificado

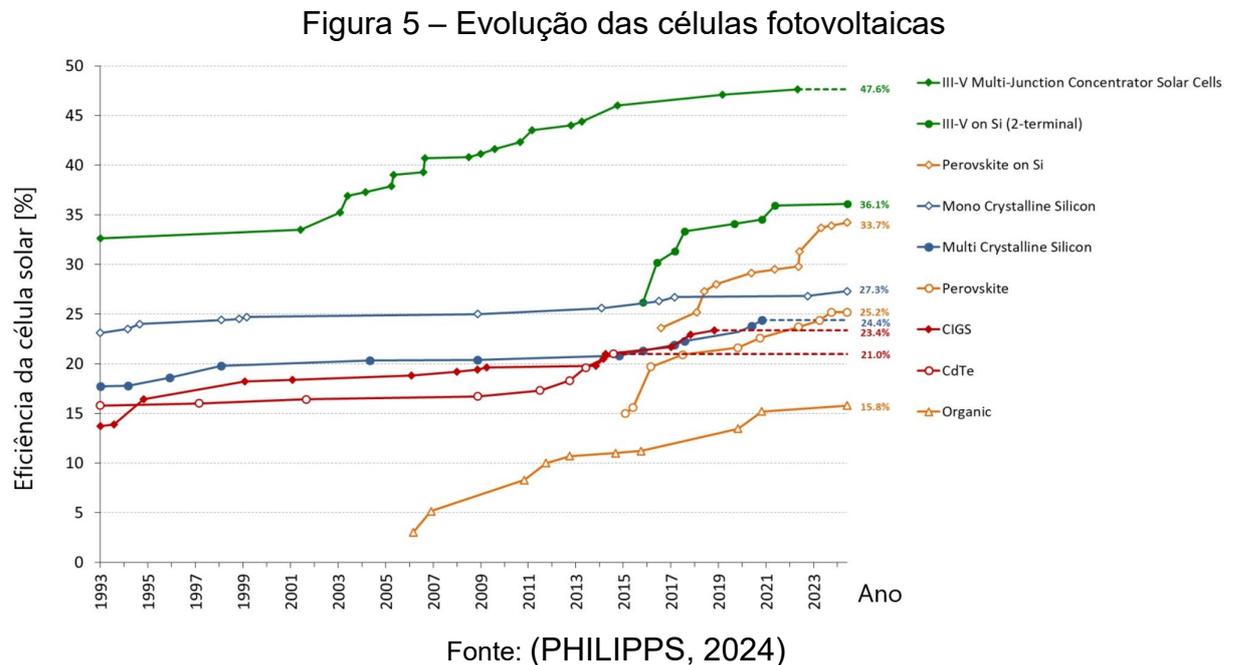
A busca por eficiência impulsiona o desenvolvimento de diferentes tecnologias fotovoltaicas. As células de silício monocristalino são amplamente utilizadas no mercado pela sua confiabilidade e robustez. Embora o custo de produção seja superior, a busca por eficiência e otimização do espaço impulsionou a adoção em larga escala do silício monocristalino (SUN et al., 2021).

As tecnologias de filme fino demonstraram um ganho considerável ao longo do tempo, impulsionado por pesquisas e desenvolvimento de novos materiais e processos de fabricação. No entanto, apesar de promissoras, essas tecnologias não ganharam relevância no mercado de energia solar por algumas razões: a eficiência

ainda é inferior à das células de silício cristalino, e a disponibilidade dos materiais, que são raros e têm seu custo elevado, é um fator limitante (LEE; EBONG, 2017).

As células de perovskita, ainda em estágio inicial de desenvolvimento, despontam como uma alternativa promissora, exibindo um aumento expressivo em sua eficiência nos últimos anos (CORREA-BAENA et al., 2017).

A Figura 5 apresenta a evolução das tecnologias fotovoltaicas nos avanços tecnológicos durante os anos.



Aumentar as energias renováveis, melhorar a eficiência energética, cortar as emissões de metano e aumentar a eletrificação com tecnologias disponíveis hoje proporcionaria mais de 80% das reduções de emissões necessárias até 2030. A geração de energia por fontes renováveis precisa crescer mais de 300% em todo o mundo, até 2030, para atingir os objetivos climáticos propostos pelo acordo de Paris. O investimento em energias renováveis precisa subir para cerca de US\$ 4,5 trilhões por ano até o início da década de 2030 (IEA, 2023b).

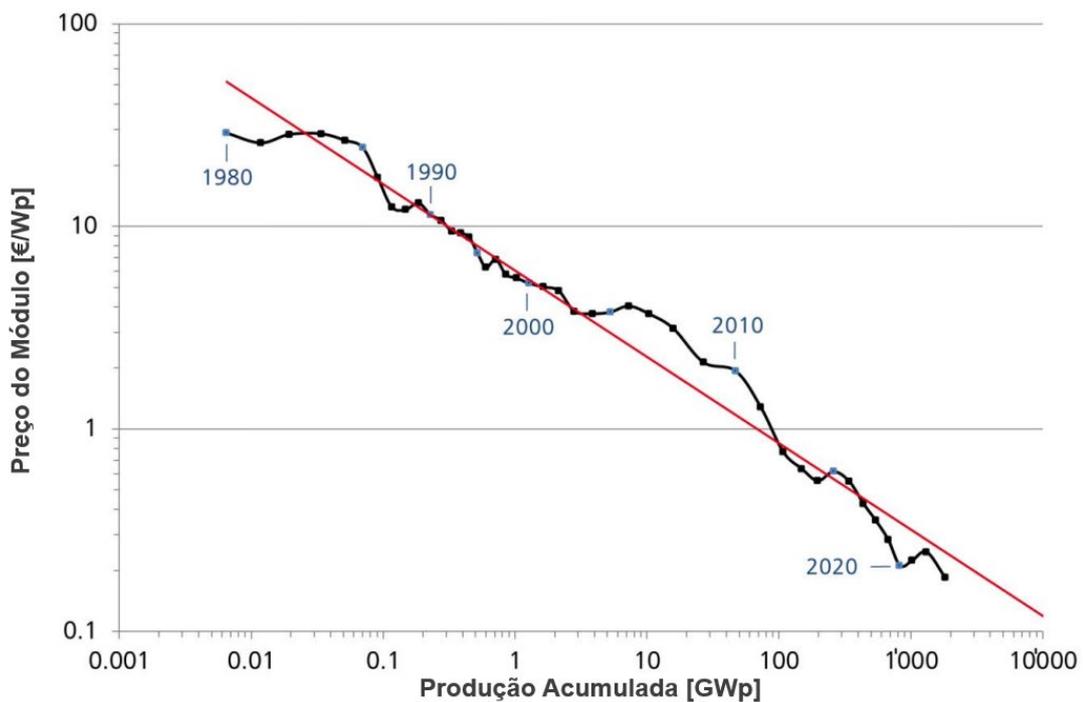
O Brasil conta com mais de 2,4 milhões de sistemas FV conectados à rede de distribuição de energia elétrica, com potência instalada superior a 27,7 GW (ANEEL, 2024).

2.3 PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA FOTOVOLTAICA MUNDIAL

O setor de energia solar fotovoltaica tem experimentado um desenvolvimento acelerado na última década, impulsionado por uma curva de aprendizado consistente na fabricação de módulos fotovoltaicos. Esse processo de aprendizado resulta em uma redução de custos de aproximadamente 25% a cada vez que a produção de módulos dobra, contribuindo significativamente para a crescente competitividade da energia solar no mercado global (PHILIPPS, 2024). A curva de aprendizado na fabricação de módulos fotovoltaicos projeta que o custo de fabricação de silício cristalino e módulos de filme fino pode atingir 0,2 US\$/Wp ou menos quando a produção cumulativa atingir 1 TW (CHEN et al., 2018).

A Figura 6 apresenta os preços dos módulos fotovoltaicos, em euros por watt instalado, através dos anos e a curva de tendência.

Figura 6 – Evolução de preço dos módulos fotovoltaicos



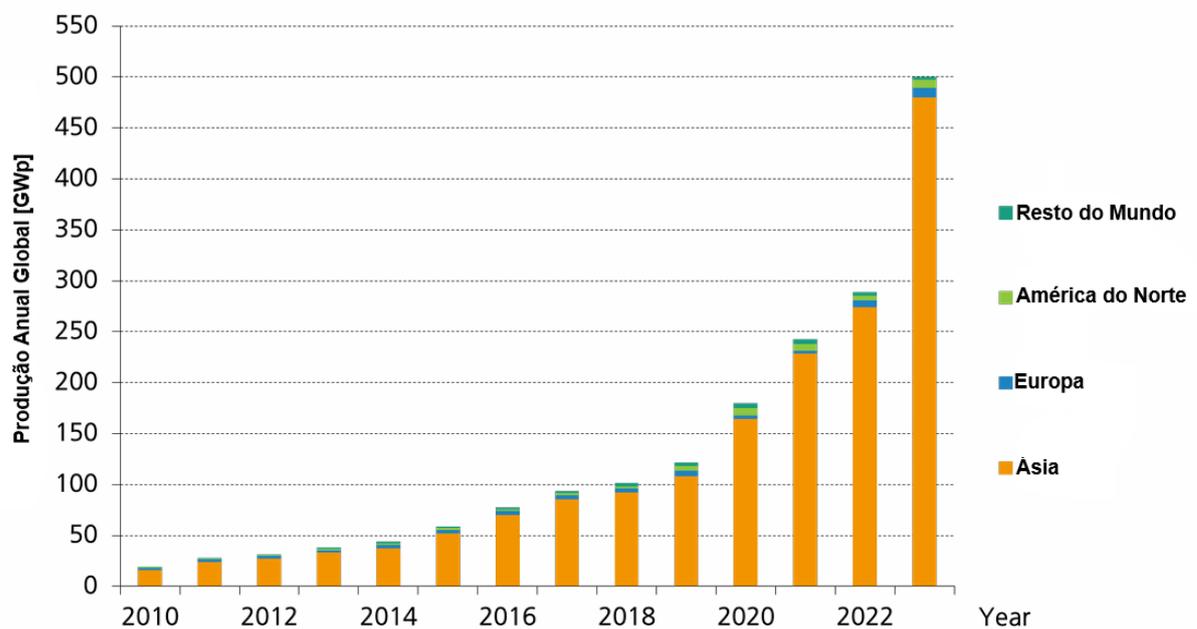
Fonte: (PHILIPPS, 2024)

A redução progressiva dos custos de instalação de energia solar fotovoltaica está correlacionada à dinâmica de oferta e demanda no mercado internacional de módulos fotovoltaicos (ZHENG; KAMMEN, 2014). A produção em escala massiva,

majoritariamente concentrada na indústria asiática, com destaque para a China, tem resultado em uma oferta superavitária de módulos, excedendo a demanda e provocando uma baixa nos preços. Em 2023, os preços de mercado para módulos solares fotovoltaicos caíram quase 50%. Além disso a capacidade de fabricação atingira três vezes os níveis de 2021. A capacidade de fabricação atual em construção indica que o fornecimento global de energia solar fotovoltaica atingirá 1100 GW no final de 2024. Apesar da expansão sem precedentes da fabricação de energia fotovoltaica nos Estados Unidos e na Índia, impulsionada pelo apoio político, a China deve manter sua participação de 80-95% nas cadeias de suprimentos globais (IEA, 2023a).

A Figura 7 apresenta a produção anual de módulos fotovoltaicos no mundo e como a Ásia domina o mercado de energia solar.

Figura 7– Produção de módulos fotovoltaicos

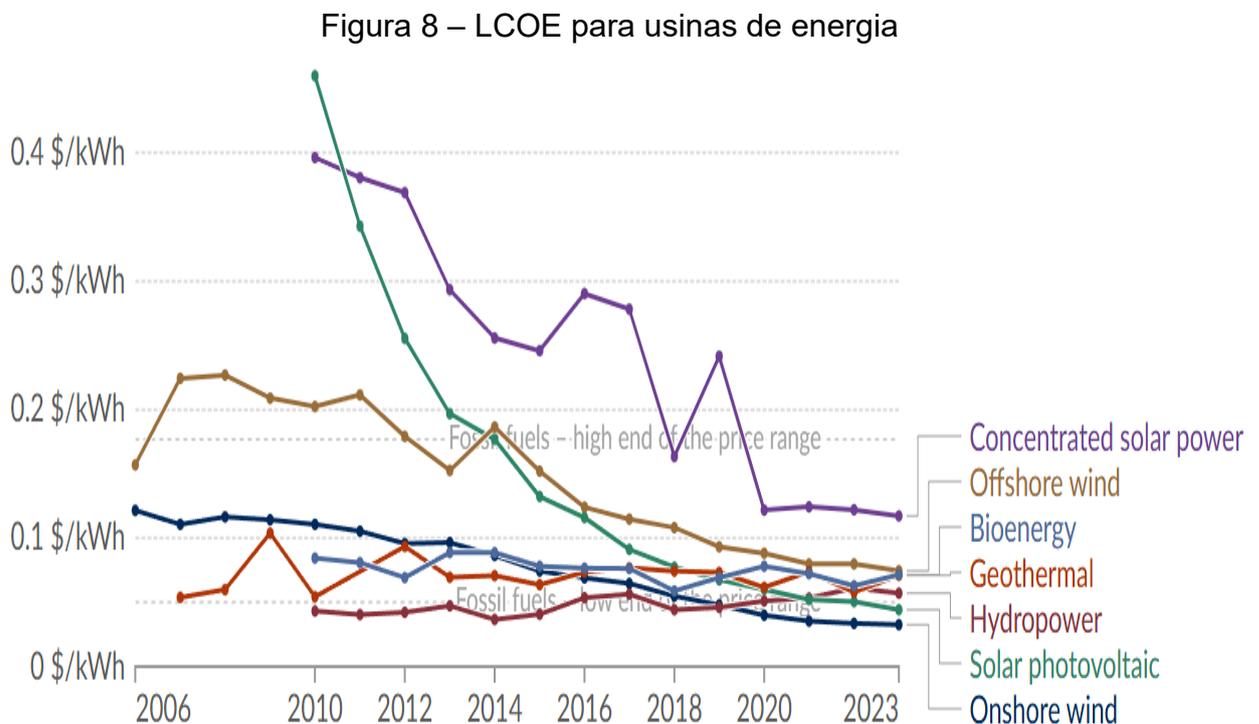


Fonte: (PHILIPPS, 2024)

2.4 CUSTOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO

A eletricidade proveniente de energia solar fotovoltaica custava em torno de US\$ 460 por MWh (2010), em apenas 13 anos o preço caiu 90% chegando a US\$ 48 por MWh (2023). O chamado "efeito de aprendizagem" na tecnologia solar fotovoltaica é notável: enquanto a capacidade instalada aumentou exponencialmente, o preço dos módulos fotovoltaicos caiu exponencialmente (IRENA, 2023).

A Figura 8 apresenta, para o período compreendido entre 2006 e 2023, a variação de LCOE para usinas de geração energia.



Fonte: (IRENA, 2024)

Observa-se que a evolução do Custo Nivelado de Energia (LCOE) teve um decréscimo de custo para todas as fontes. Além disso, a maior redução de custo se deu para a geração solar fotovoltaica (90%). Em 2023, cerca de 81% de projetos de energia renovável em escala comercial tinham custos de eletricidade inferiores aos custos médios da geração de energia a partir de combustíveis fósseis (IRENA, 2023).

O aumento do fator de capacidade das usinas fotovoltaicas, impulsionado pelo uso de rastreadores e módulos bifaciais, também desempenhou um papel relevante

na redução do LCOE (IRENA, 2023). A crescente competitividade reflete a força e a importância da sua expansão na matriz energética global.

A Figura 9 apresenta para os anos de 2023 e 2024, o tempo de retorno do investimento (payback) médio em sistemas fotovoltaicos comerciais de 50 kWp no Brasil. Os resultados mostram melhora significativa no payback no primeiro semestre de 2024, com redução de 8,9% em relação a janeiro de 2024 e de 20,2% em relação a junho de 2023. A redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos impulsiona a geração distribuída no Brasil e contribuem para a diversificação da matriz energética brasileira (VILAÇA GOMES et al., 2018).

Figura 9 – Payback para usinas de energia solar

PAYBACK MÉDIO POR ESTADO (em anos)



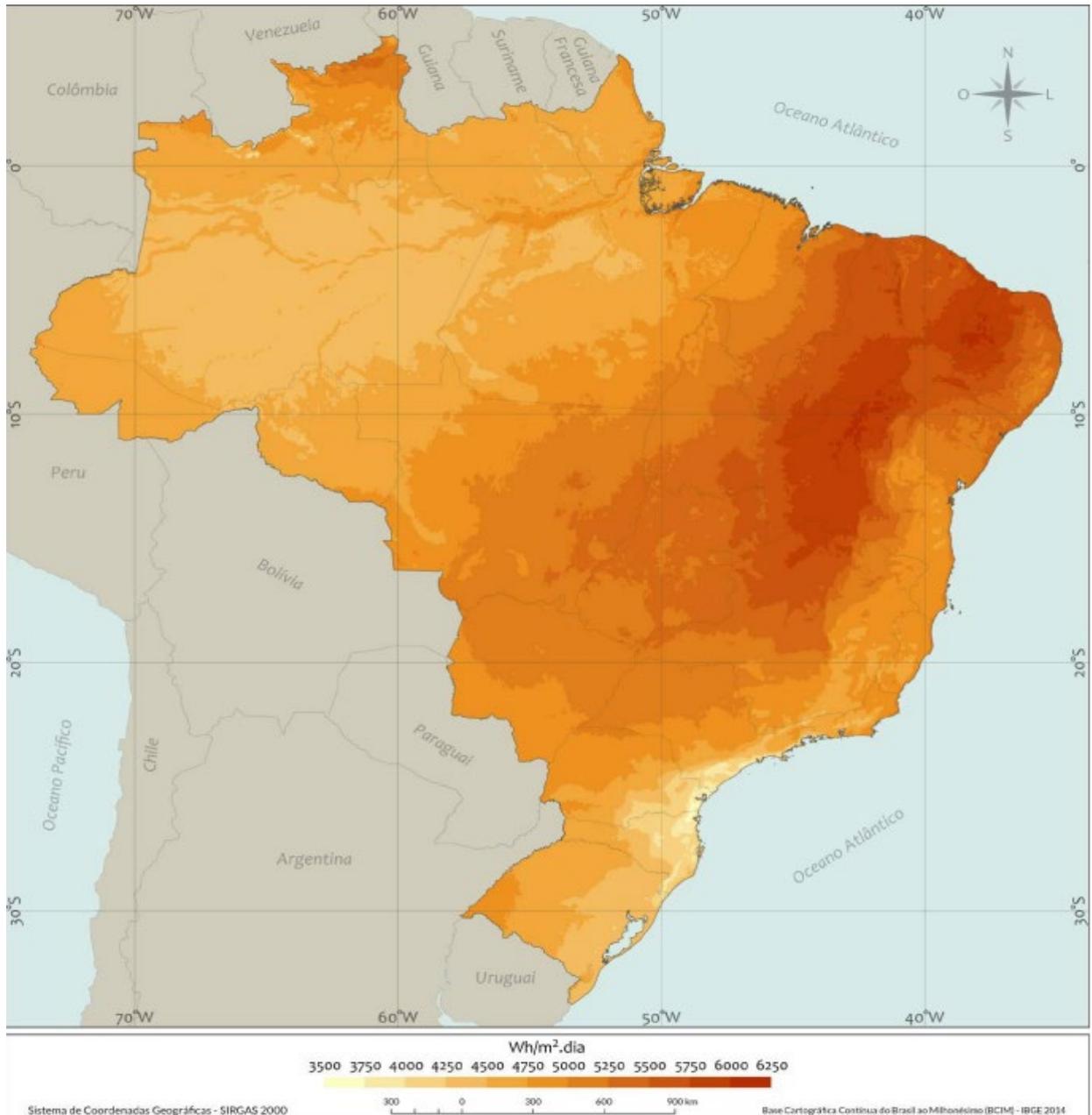
Fonte: (GREENER, 2024)

2.5 POTENCIAL DE GERAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O Brasil, com suas dimensões continentais e vasta extensão territorial, apresenta abundância em recursos hídricos, o que historicamente impulsionou o desenvolvimento da energia hidrelétrica como principal fonte de geração de eletricidade. Com o aumento das restrições ambientais, o aumento das distâncias entre os centros urbanos e as bacias com potencial para geração hidráulica e a exploração das bacias hidrográficas existentes, os custos de implantação de novas usinas geradoras subiram de forma expressiva (ZOMER, 2012).

No entanto, o Brasil possui não apenas uma abundância de recursos hídricos, mas também uma grande disponibilidade de irradiação solar. A Figura 10 ilustra a distribuição espacial da irradiação solar global horizontal no território brasileiro, com valores mais elevados nas regiões Norte e nordeste, superando 6000 Wh/m²/dia. Essa característica está intrinsecamente relacionada à localização geográfica e aos padrões climáticos, que apresentam menor nebulosidade e maior incidência de radiação direta.

Figura 10 – Média diária de GHI.

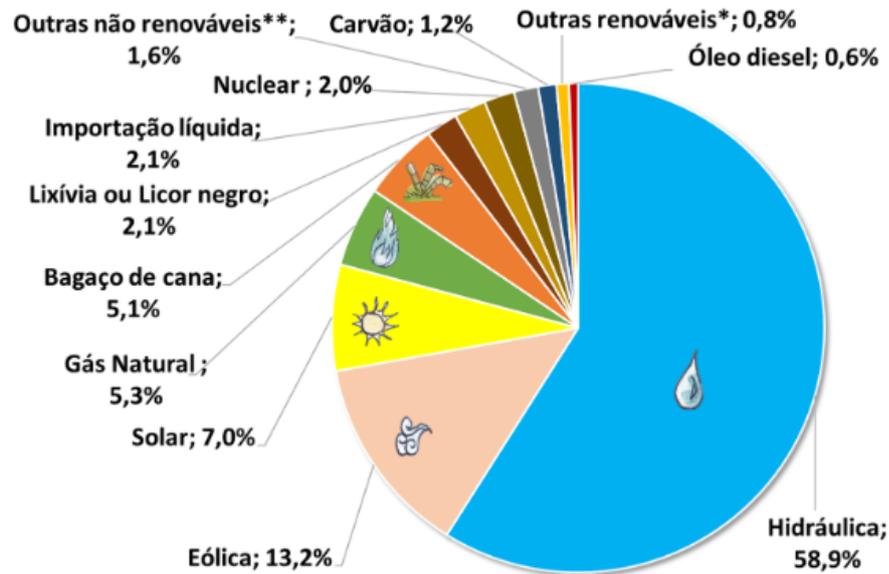


Fonte: (PEREIRA et al., 2017)

A partir da redução de custos e das regulamentações (Resolução Normativa ANEEL n.º 482 em 2012, que estabeleceu o marco regulatório para microgeração e minigeração distribuída e sua posterior atualização pela Resolução Normativa ANEEL n.º 1000 em 2021) observou-se um aumento no interesse pela energia solar fotovoltaica (ANEEL, 2021). Essas normativas desburocratizaram e incentivaram a instalação de sistemas de microgeração e de minigeração distribuída, impulsionando a expansão da energia solar fotovoltaica no país.

A Figura 11 apresenta a composição energética da matriz elétrica brasileira e a porcentagem de cada fonte de geração.

Figura 11 – Matriz elétrica brasileira em 2022



Matriz Elétrica Brasileira 2023

Fonte: (EPE,2024)

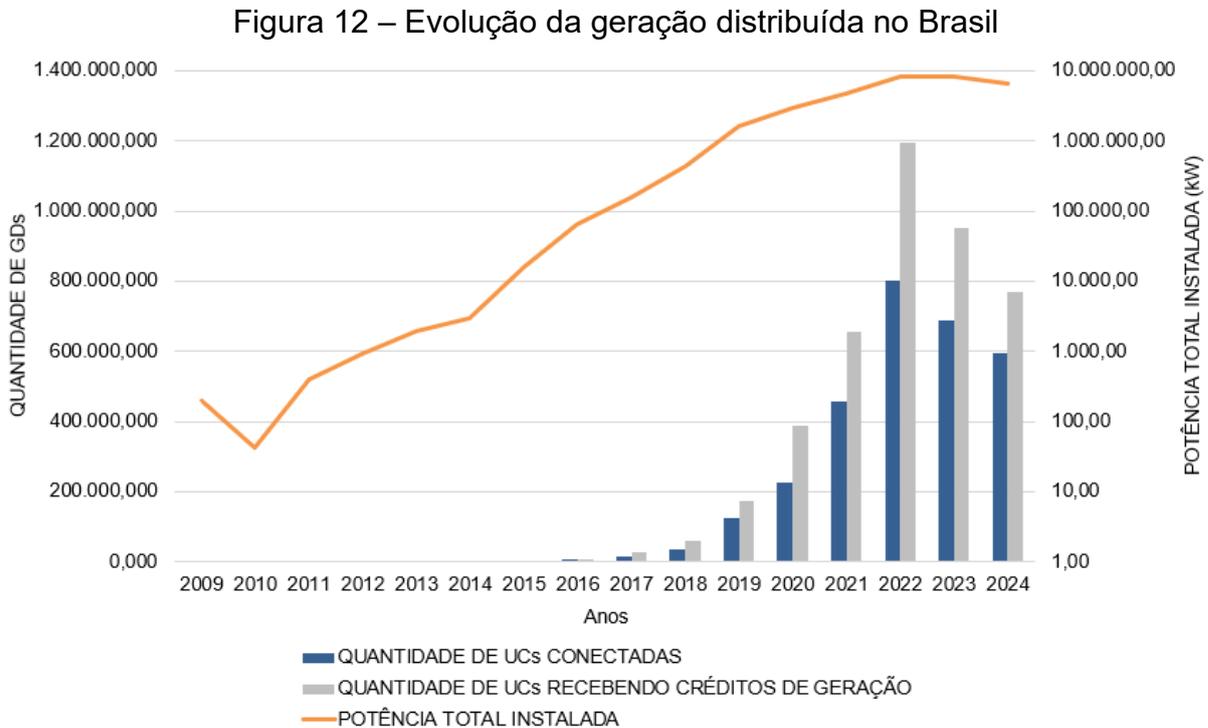
Observa-se que a matriz elétrica do Brasil ultrapassa os 200 GW e, deste total, mais de 85% da sua energia é provida por fontes renováveis, e apenas 15% são de fontes não renováveis. Há 20 anos, fontes como solar e eólica eram consideradas alternativas, mas com as políticas públicas, essas fontes dominaram a expansão da oferta de energia nos últimos anos(ANEEL, 2024).

A regulamentação do setor de microgeração e minigeração distribuída no Brasil impulsionou um crescimento expressivo no setor. Entre as mais de 625 mil unidades conectadas à rede em 2023, praticamente a totalidade é baseada na fonte solar fotovoltaica (ANEEL, 2023).

Associando a alta disponibilidade de recurso solar, em conjunto com o elevado potencial de geração distribuída, a energia fotovoltaica é uma alternativa promissora para a diversificação da matriz energética nacional.

A facilidade de implementação desse tipo de sistema contribuiu significativamente para o ritmo acelerado de crescimento.

A Figura 12 demonstra a evolução da potência instalada e do número total de unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica integradas ao sistema elétrico, refletindo o impacto da normativa e da redução do custo no desenvolvimento da geração FV distribuída.



2.6 SISTEMAS BIPV E SUA APLICAÇÃO

Módulos fotovoltaicos são projetados e fabricados para serem utilizados em ambiente externo, sob sol, chuva e outros agentes climáticos, devendo operar satisfatoriamente nestas condições por períodos de 30 anos ou mais. Sistemas solares fotovoltaicos integrados ao envelope da construção podem ter a dupla função de gerar eletricidade e funcionar como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, paredes, fachadas ou janelas (RÜTHER, 2004)

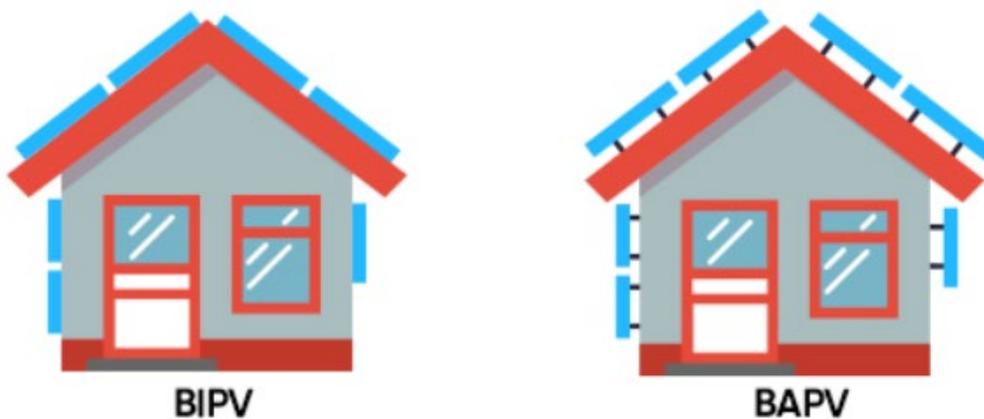
A inserção de geração fotovoltaica em edifícios pode ser integrada ao edifício (BIPV) ou aplicada ao edifício (BAPV). No caso de geradores BIPV, os módulos fotovoltaicos convencionais ou feitos sob medida torna-se parte integrante do envelope do edifício, substituindo telhas ou outros elementos de construção. Os sistemas BAPV, por outro lado, são mais comumente usados em reformas, com

módulos fotovoltaicos prontos para uso montados em uma estrutura de suporte de metal separada, sobreposta ao telhado ou à fachada de um edifício existente. (PORTOLAN DOS SANTOS; RÜTHER, 2014).

A integração arquitetônica proporciona uma série de vantagens, tanto estéticas quanto funcionais. Os sistemas BIPV conferem aos edifícios design moderno e inovador, valorizando a construção e promovendo a sustentabilidade. Como a versatilidade dos módulos fotovoltaicos permite a sua adaptação a diferentes *designs* e necessidades, isso possibilita a criação de soluções personalizadas em sua integração.

A Figura 13 mostra dois tipos de sistemas fotovoltaicos: BIPV e BAPV. O BIPV integra os painéis na estrutura do prédio, como telhado ou fachada, enquanto o BAPV é instalado sobre a estrutura existente.

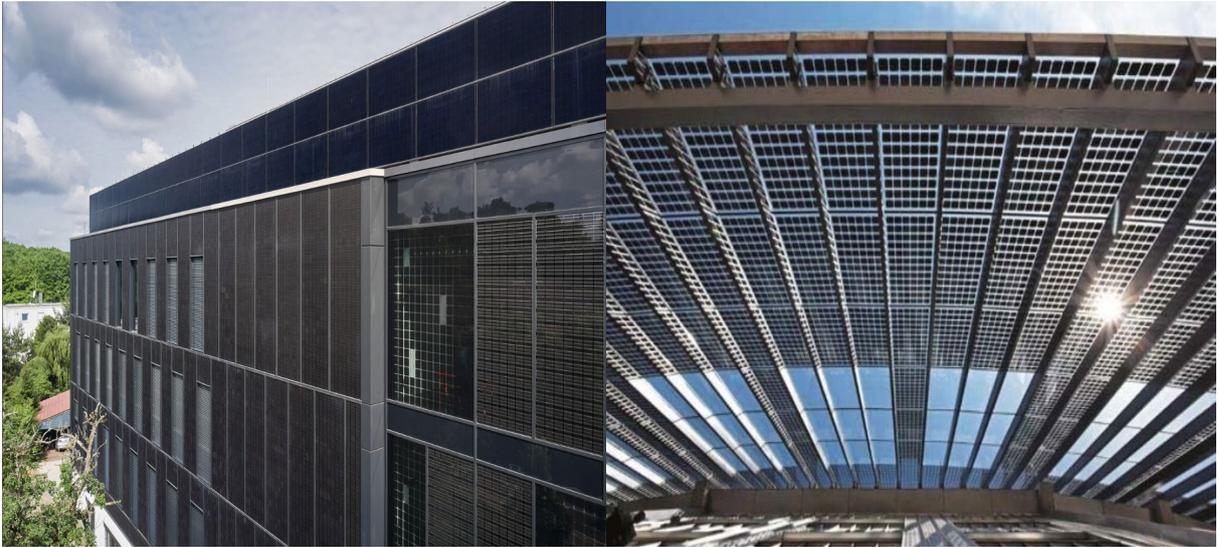
Figura 13 – Sistemas BIPV e BAPV



Fonte:(GEMMA, 2022)

A maioria das instalações fotovoltaicas atuais são do tipo BAPV, principalmente pela facilidade de implementação e pelo menor custo. Sua instalação se resume a fixar os painéis sobre telhados ou estruturas de suporte, sem grandes complexidades. Os sistemas BIPV, embora demandem maior investimento inicial e mão de obra especializada para sua integração arquitetônica, se apresentam como uma solução vantajosa em projetos que visam a sustentabilidade e a eficiência energética. A Figura 14 apresenta exemplos de sistemas BIPV.

Figura 14 – Exemplos de sistemas BIPV



Fonte:(CRACIUNESCU, 2019; EUROPE, 2023)

A principal vantagem da instalação BIPV é trazer maior conforto térmico, com iluminação natural para o edifício, tornando-o sustentável e valorizando-o (RÜTHER et al., 2011)

Sistemas fotovoltaicos estrategicamente localizados podem contribuir para aliviar as redes de distribuição urbana, mudando os picos de demanda quando há uma boa combinação entre as cargas e o recurso de radiação solar (RÜTHER et al., 2011).

3 METODOLOGIA

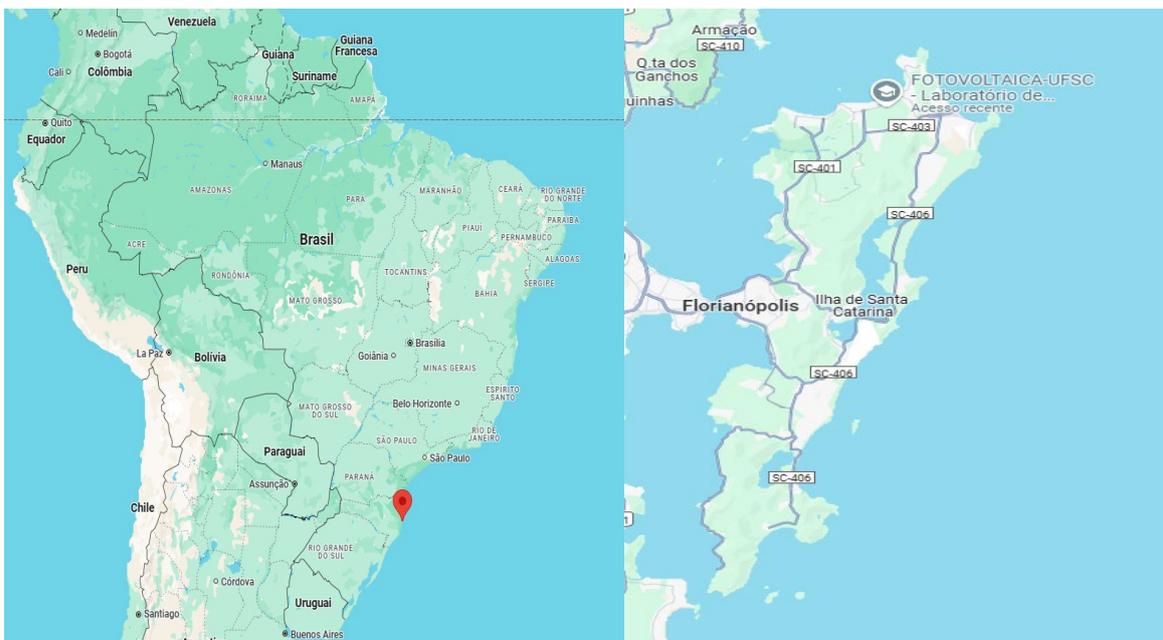
Esse trabalho visa avaliar a geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos integrados a edificações (BIPV), investigando a forma como a irradiância solar é recebida e convertida em energia elétrica nesse tipo de sistema. A metodologia foca em avaliar a geração FV da instalação BIPV integrada ao Laboratório FV UFSC, localizado no bairro Cachoeira do Bom Jesus, região norte em Florianópolis.

3.1 ASPECTOS CLIMÁTICOS E GEOGRÁFICOS DO LOCAL

O Laboratório Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (FV UFSC) está localizado no Sapiens Parque, um polo tecnológico situado em Florianópolis, Santa Catarina. As coordenadas geográficas do Sapiens Parque são aproximadamente 27.55°S 48.52°O , a uma altitude próxima do nível do mar que apresenta um clima subtropical úmido.

A Figura 15 apresenta a localização do Laboratório FV UFSC.

Figura 15 – Localização do Laboratório FV UFSC.



Fonte: (Google Maps, 2024)

A Figura 16 apresenta o sistema a ser simulado, com a disposição de seus módulos.

Figura 16 – Laboratório FV UFSC



Fonte: (SETIC-UFSC, 2023)

3.2 RECURSO SOLAR E METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Para realizar as análises energéticas a metodologia empregada neste trabalho utilizará como base as simulações via software PVsyst, em conjunto com dados meteorológicos da NASA.

O PVsyst é uma ferramenta amplamente reconhecida no setor de energia solar, permitindo a modelagem detalhada de sistemas fotovoltaicos, considerando diversos parâmetros, tais como, localização geográfica, inclinação e orientação dos módulos, tipo de tecnologia e componentes do sistema.

A metodologia de simulação usará como entrada os dados de irradiância solar obtidos por satélite disponibilizados pela NASA, um modelo tridimensional do edifício e as configurações de perdas padrão do software PVsyst (Tabela 1). Como resposta à simulação, serão obtidos dados de irradiância no plano dos módulos e a energia elétrica gerada pelo sistema BIPV. A bifacialidade dos módulos não será analisada nesse trabalho por limitações do software.

Tabela 1 – Perdas consideradas na simulação

Parâmetro	Valor
Perdas térmicas	29.0 W/m ² K
Perdas ôhmicas	1.50%
Qualidade dos módulos	-0.2%
Fator de perdas LID	2.0%
Fator sujidade	1.0%
Indisponibilidade do sistema	1.0%

A Tabela 2 apresenta dados do recurso solar da edificação em Florianópolis.

Tabela 2 – Recurso solar em Florianópolis

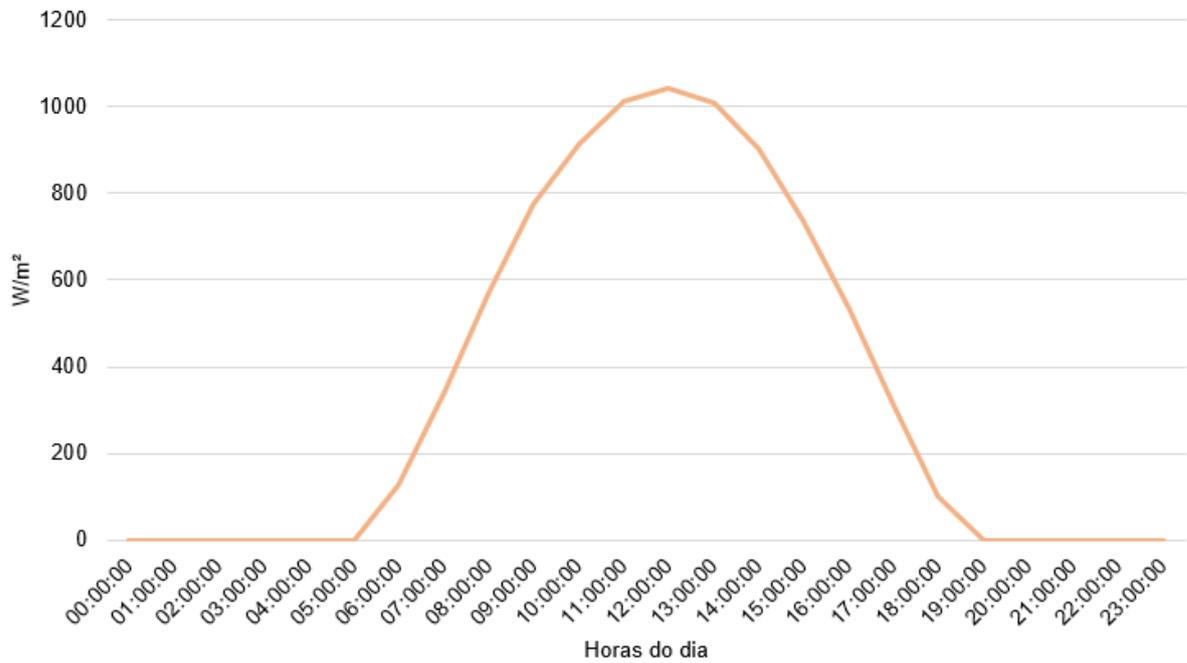
Mês	Irradiação global horizontal (kWh/m ² /dia)	Irradiação difusa horizontal (kWh/m ² /dia)	Temperatura (°C)
Janeiro	5,87	2,44	25,1
Fevereiro	5,45	2,25	25,3
Março	4,71	1,99	24,6
Abril	3,77	1,60	22,3
Mai	3,05	1,32	19,2
Junho	2,57	1,16	17,4
Julho	2,7	1,22	16,5
Agosto	3,41	1,46	17,3
Setembro	3,56	1,84	18,4
Outubro	4,36	2,26	20,6
Novembro	5,54	2,38	22,1
Dezembro	6,01	2,56	24,1
Ano	4,24	1,87	21,1

Fonte: (NASA, 2016)

Com o objetivo de analisar a irradiância no local, foi elaborado um gráfico para o verão (com um dia de janeiro) da Irradiação Global Horizontal.

A Figura 17 apresenta a irradiância global horizontal para o verão, com o formato padrão de sino, interpretação comum utilizada na literatura para descrever o comportamento esperado da irradiância solar e pico de irradiância acima de 1000 W/m².

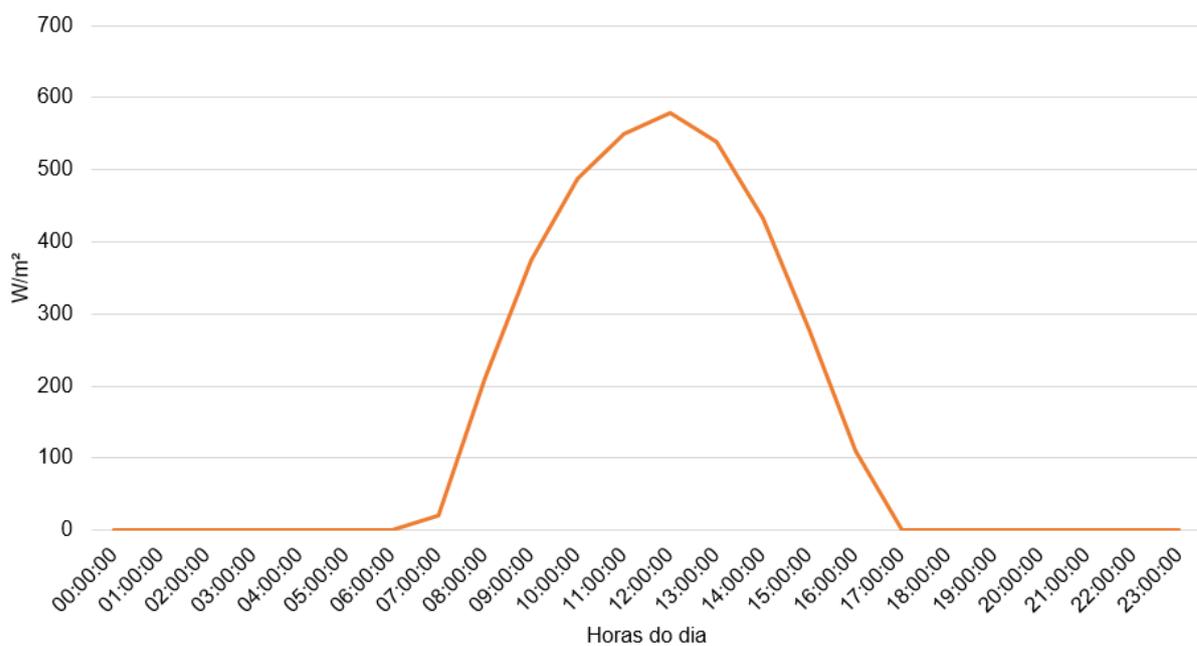
Figura 17 – Irradiância global horizontal - Verão



Para um dia de inverno conforme mostrado na Tabela 2, a expectativa de irradiação é de 2500 Wh/m²/dia.

A Figura 18 mostra o comportamento da Irradiância Global Horizontal para um dia de inverno.

Figura 18 – Irradiância global horizontal - Inverno



No inverno, a redução da irradiância solar é notável, impactando diretamente a geração de energia em sistemas fotovoltaicos. Essa queda se deve à menor incidência de raios solares, o que leva a uma produção proporcionalmente menor de energia nos módulos inclinados. Pode-se observar que a irradiação máxima apresenta valores abaixo de 600 W/m² (aproximadamente 60% da irradiação máxima no verão).

3.3 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS A SEREM SIMULADOS

Com objetivo de analisar cada sistema FV instalado em diferentes faces da edificação e avaliar a topologia fotovoltaica utilizadas nesse estudo, diferentes simulações foram realizadas utilizando o software PVSyst®. As simulações foram realizadas individualmente para cada sistema, levando em consideração os inversores e módulos fotovoltaicos específicos de cada configuração.

As simulações foram divididas por posições de instalação. Nas seções a seguir são apresentadas as configurações de cada sistema FV e sua respectiva potência instalada, junto com um desenho ilustrativo para compreensão do sistema.

3.3.1 Plano inclinado

O plano inclinado pode ser considerado a instalação padrão de sistemas FV de geração distribuída, com sua inclinação de 10° e azimute de 42°. Neste caso, os sistemas FV atinge potência máxima ao meio-dia solar. Foram simuladas duas coberturas em plano inclinado que se complementam, nomeadas nesse trabalho como cobertura inferior e cobertura superior.

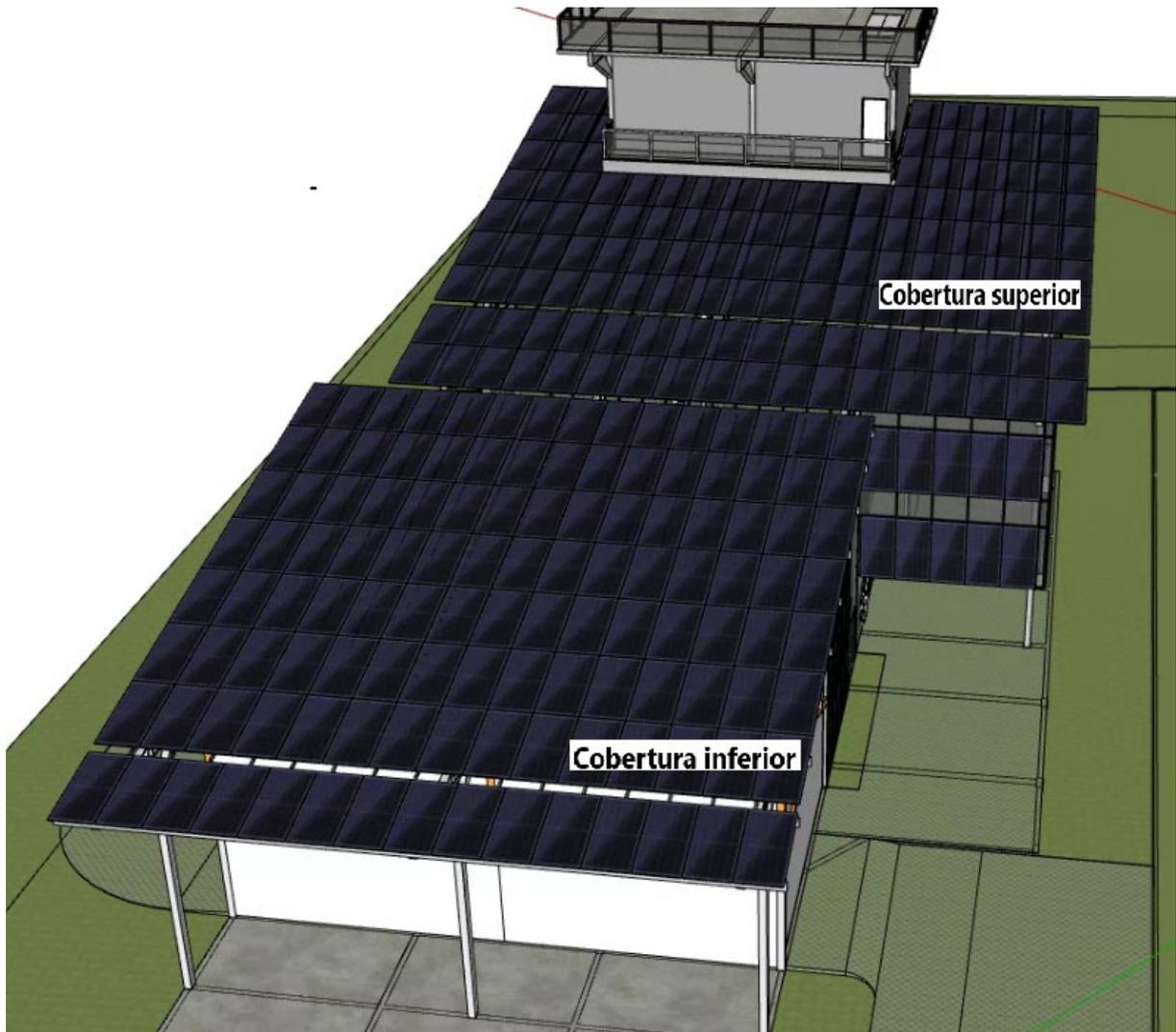
As configurações do sistema são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Configurações dos sistemas FV

Parâmetro	Cobertura inferior	Cobertura superior
Orientação	10°/ 42°	10°/ 42°
Nº de Módulos	120	132
Configuração	8 strings de 15 módulos	7 strings de 18 / 1 string de 6 módulos
Potência Nominal	535 Wp / 530 Wp	530 Wp / 525 Wp / 535 Wp
Potência Total	64 kWp	69 kWp
Superfície	310 m ²	339 m ²
Inversores	75,0 kWca	75,0 kWca
Entradas MPPT	8	9
Potência Total MPPT	75 kWca	79 kWca

A Figura 19 ilustra a instalação do sistema. Com a modelagem 3D do sistema fotovoltaico, implementamos a respectiva configuração no *software* para determinar a irradiância no plano dos módulos e a energia FV gerada pelo sistema.

Figura 19 – Instalação dos módulos FV no plano inclinado – FV UFSC



3.3.2 Face leste

A face leste é a primeira a receber a irradiância solar, com sua inclinação de 90° e azimute de -49° , atinge potência máxima nas primeiras horas do dia. Após o meio-dia, recebe apenas a irradiação difusa.

Neste caso, as configurações do sistema são apresentadas na Tabela 4, juntamente com a Figura 20, que ilustra a projeção da instalação do sistema.

Tabela 4 – Configurações dos sistemas FV

Parâmetro	Prédio	Arquibancada
Orientação	90°/-49°	90°/-49°
Nº de Módulos	24	28
Configuração	4 strings de 6 módulos	4 strings de 7 módulos
Potência Nominal	530 Wp	455 Wp
Potência Total	13 kWp	13 kWp
Superfície	62 m ²	61 m ²
Inversores	6.00 kWca	6.00 kWca
Entradas MPPT	4	4
Potência Total MPPT	12 kWca	12 kWca

Figura 20 – Instalação do sistema FV na face leste – FV UFSC



3.3.3 Face oeste

A face oeste é a última a receber a irradiância solar. Com sua inclinação de 90° e azimute de 132°, atinge potência máxima apenas nas últimas horas do dia. Antes do meio-dia, recebe somente a irradiação difusa. As configurações do sistema FV são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Configurações dos sistemas FV

Parâmetro	Prédio	Arquibancada
Orientação	90°/132°	90°/132°
Nº de Módulos	24	20
Configuração	4 strings de 6 módulos	4 strings de 5 módulos
Potência Nominal	530 Wp	455 Wp
Potência Total	13 kWp	9.1 kWp
Superfície	62 m ²	43 m ²
Inversores	6.00 kWca	6.00 kWca
Entradas MPPT	4	4
Potência Total MPPT	12 kWca	12 kWca

O modelo tridimensional da edificação com ênfase no sistema FV da face oeste é apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Instalação do sistema FV na face oeste – FV UFSC



3.3.4 Face norte e face sul

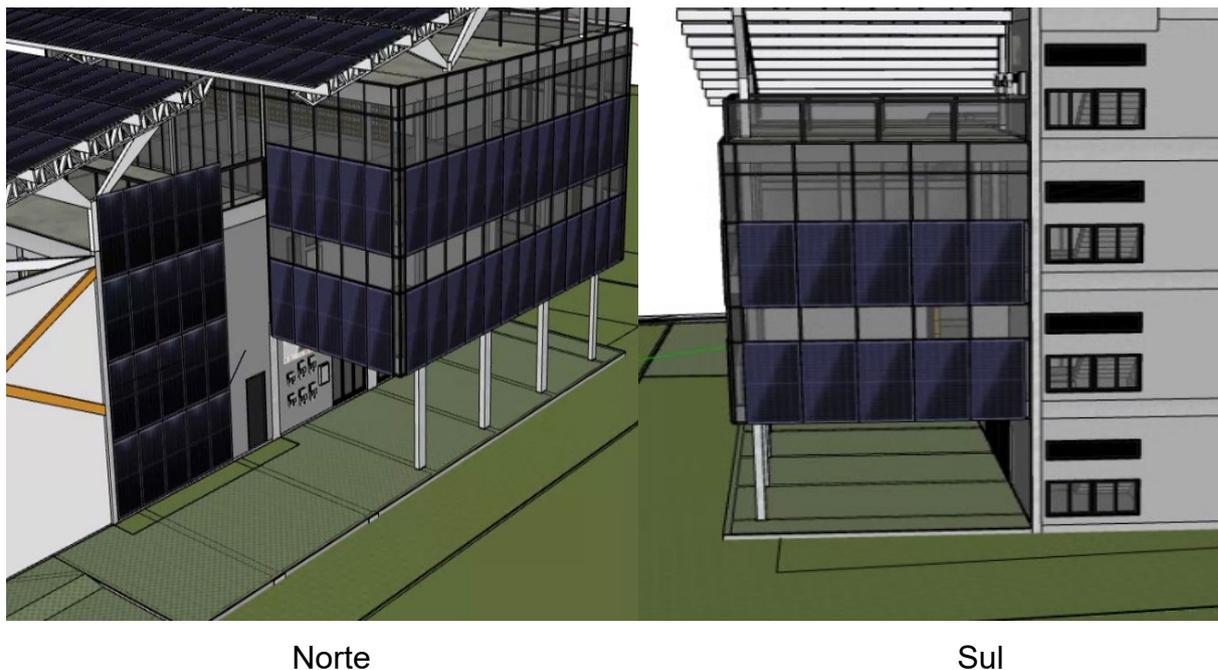
A face norte tende a receber maior irradiação solar durante o inverno. Com sua inclinação de 90° e azimute de 42°. A face sul, não está posicionada de forma a receber radiação direta, sua geração é de forma majoritária a partir de irradiação difusa. As configurações do sistema são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Configurações dos sistemas FV

Parâmetro	Norte	Sul
Orientação	90°/42°	90°/-139°
Nº de Módulos	9	9
Configuração	1 string de 9 módulos	1 string de 9 módulos
Potência Nominal	525 Wp	530 Wp
Potência Total	4.8 kWp	4.7 kWp
Superfície	23 m ²	23 m ²
Inversores	3kWca	3kWca
Entradas MPPT	1	1
Potência Total MPPT	3 kWca	3 kWca

O modelo tridimensional da edificação e dos sistemas FV da face norte e da face sul é apresentado na Figura 22.

Figura 22 – Instalação dos sistemas FV – Face norte e face sul do FV UFSC

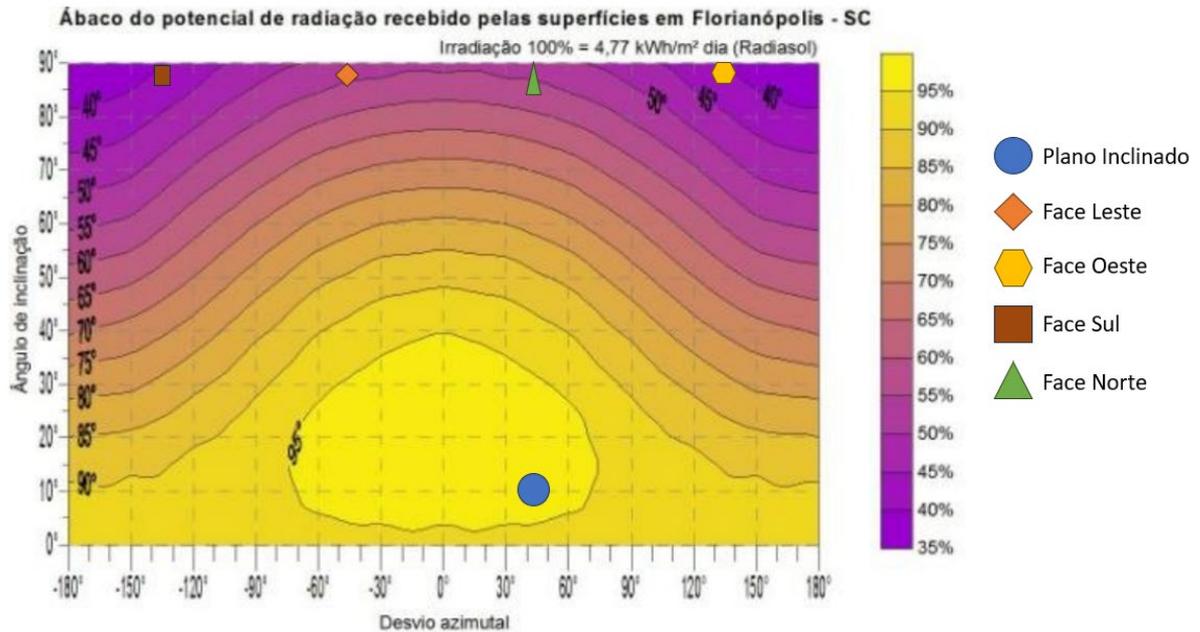


3.4 APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO DAS INSTALAÇÕES

A performance energética de sistemas BIPV é fortemente influenciada pela disposição dos módulos, que impacta diretamente a captação da energia solar. A variabilidade na orientação e inclinação dos módulos altera a incidência da irradiação solar, resultando em diferentes níveis de aproveitamento energético.

A Figura 23 apresenta o ábaco de aproveitamento máximo de irradiação para Florianópolis. Nesse ábaco está indicado as posições dos sistemas simulados.

Figura 23 – Ábaco solar da região de Florianópolis



Fonte: (PORTOLAN DOS SANTOS; RÜTHER, 2014)

Observa-se que o sistema simulado no plano inclinado, apresenta um índice de aproveitamento da irradiância de 95%. Os demais sistemas BIPV em análise, recebem entre 40-50% da irradiância máxima global disponível.

3.5 SISTEMA RASTREADOR DE UM EIXO

Para analisar de forma comparativa o efeito que o sistema BIPV traz na geração de energia elétrica da edificação, foi realizado a simulação de um sistema com um rastreador de um eixo L-O, com a mesma orientação do sistema BIPV, azimute de 42°. Esse sistema, utilizará os mesmos parâmetros dos sistemas fotovoltaicos para as simulações. A Tabela 7 apresenta as configurações do sistema aplicado.

Tabela 7 – Configurações do rastreador solar

Parâmetro	Rastreador
Orientação	42°
Nº de Módulos	24
Configuração	4 strings de 6 módulos
Potência Nominal	540 Wp
Potência Total	13 kWp
Superfície	62 m ²
Inversores	6,00 kWca
Entradas MPPT	4
Potência Total MPPT	12 kWca

O sistema foi posicionado nas mesmas coordenadas geográficas do Sapiens Parque, 27.55°S 48.52°O.

3.6 IRRADIÂNCIA MÉDIA

A análise da irradiância média tem como objetivo avaliar como a luz solar incide no plano dos módulos BIPV ao longo do tempo. A equação (1), calcula a GTI média horária para todos os dias do ano, permitindo uma análise detalhada da variabilidade da irradiância solar.

$$GTI_M = \frac{\sum_{i=1}^n GTI(i)}{n} \quad (1)$$

Onde:

GTI_M : Irradiância média incidente no plano dos módulos

$GTI(i)$: Irradiância incidente no plano dos módulos na hora i

n : Dias do ano

Para compreender melhor a variação da irradiância ao longo do ano, utilizaremos a representação em caixa de bloco (boxplot), que ilustra a variabilidade da radiação horária dividindo o sistema em quatro seções com a mesma quantidade de dados, essas seções são denominadas quartis. Os quartis dividem os dados em quatro partes iguais, delimitadas pelos valores mínimo, máximo dos dados válidos e pelos percentis 25%, 50% (mediana) e 75%.

3.7 NORMALIZAÇÃO DAS POTÊNCIAS

A análise comparativa de sistemas fotovoltaicos com diferentes configurações e capacidades instaladas exige a normalização dos dados de geração. A disparidade na potência nominal de sistemas FV torna a normalização essencial para as análises comparativas.

A potência dos sistemas é diferente neste estudo e torna-se necessária a normalização. Essa normalização é aplicada a todos os sistemas, mesmo que a potência seja próxima à potência de referência.

A metodologia de normalização empregada é apresentada na equação a seguir:

$$En = Eg \times \frac{Pref}{Pr} \quad (2)$$

Onde:

En: Energia Normalizada (kWh)

Pr: Potência Real do sistema (kWp)

Pref: Potência de Referência (kWp)

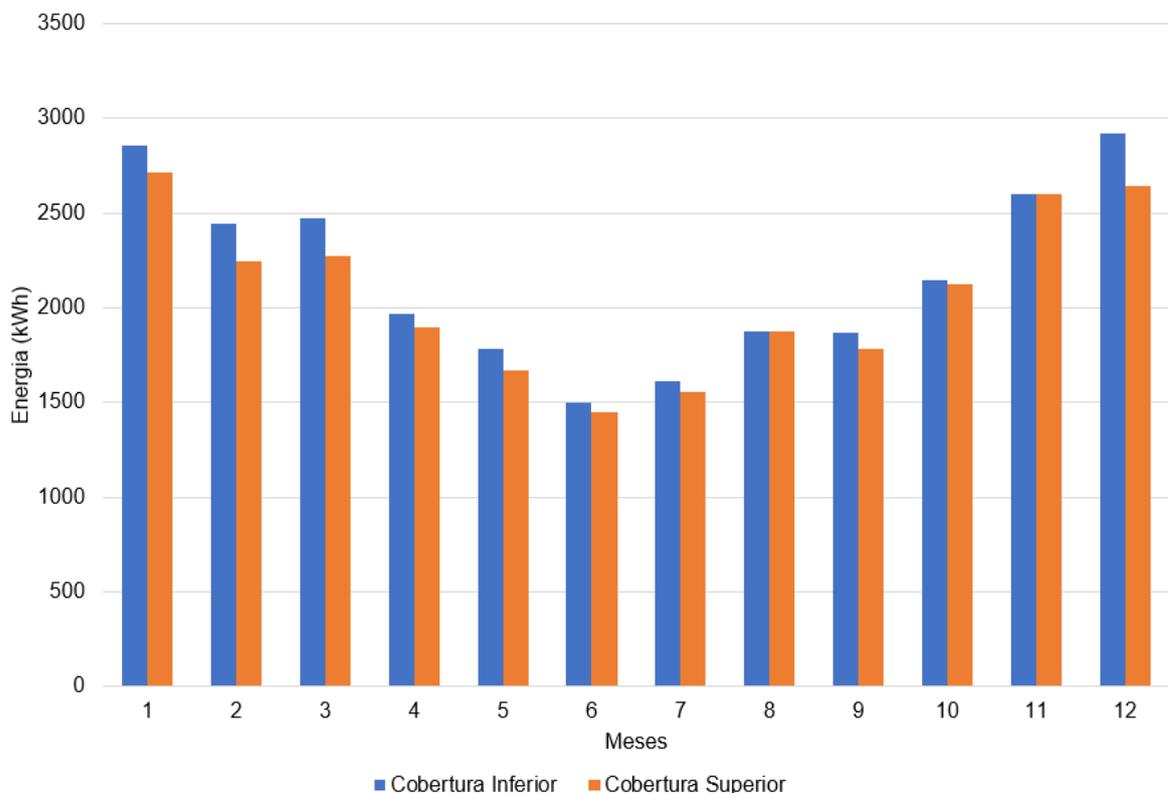
Eg: Energia Gerada (kWh)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 ENERGIA ANUAL GERADA PELA EDIFICAÇÃO

A energia gerada pelos sistemas FV instalados nos planos inclinados é apresentada na Figura 24.

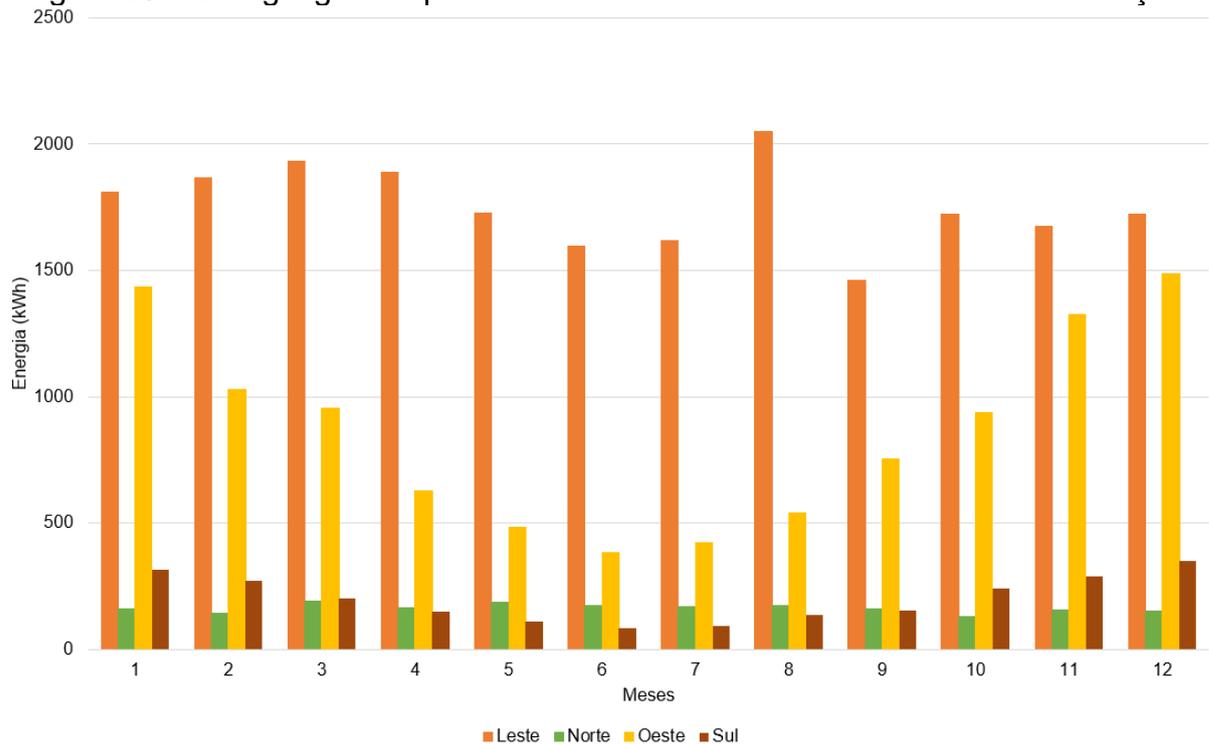
Figura 24 – Energia gerada pelos sistemas FV instalados no plano inclinado



Percebe-se que há uma diferença considerável na geração FV entre os meses de inverno e verão. Como o plano está inclinado apenas em 10° e não na latitude local de 27° , teremos maiores perdas no inverno e um ganho energético maior no verão, com uma geração de 86,5 MWh e 83,2 MWh nas coberturas superior e inferior respectivamente.

A Figura 25 apresenta, para o período analisado, a geração para os sistemas BIPV instalados nas faces (leste, norte, oeste, sul) do edifício. Como os sistemas instalados nas faces leste e oeste do edifício são os que possuem maior potência, terão uma geração de eletricidade significativamente maior.

Figura 25 – Energia gerada pelos sistemas FV instalados nas faces da edificação

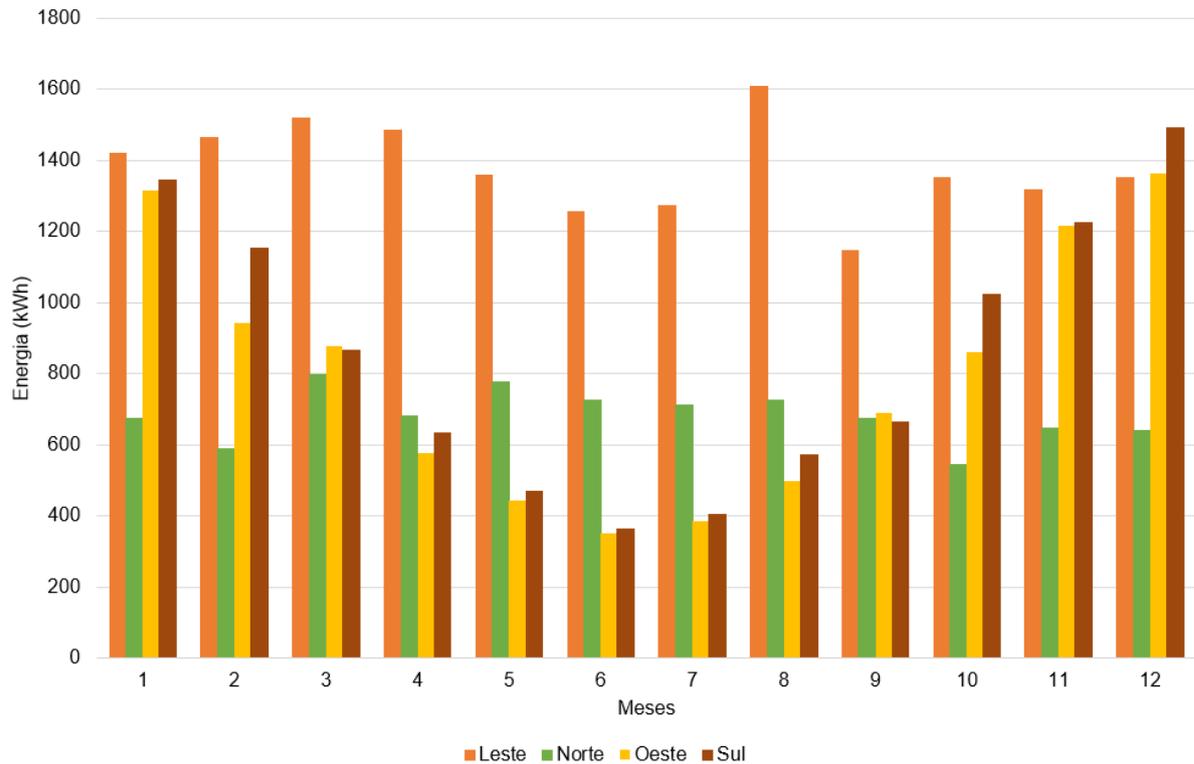


Os resultados mostram que o sistema instalado na face leste gera 21,0 MWh no ano, o sistema instalado na face oeste gera 10,4 MWh no ano, o sistema instalado na face norte gera 2,0 MWh no ano e o sistema voltado para a face sul gera 2,4 MWh no ano.

Observa-se que o sistema instalado na face leste gera mais energia no inverno, isso se deve à inclinação de azimute do prédio, levando a uma maior incidência de irradiância solar nos meses de inverno. O sistema instalado na face sul gera mais energia que o instalado na face norte. O sistema instalado na face norte apresenta fração de sombras elevadas por causa da estrutura do prédio. O azimute também ajuda o sistema instalado na face sul a gerar muito mais energia no amanhecer do verão.

Buscando a comparação direta entre a geração dos sistemas FV instalados em cada face do BIPV, é mostrado na Figura 26, a energia gerada normalizada em cada face do sistema fotovoltaico BIPV.

Figura 26 – Energia FV gerada normalizada



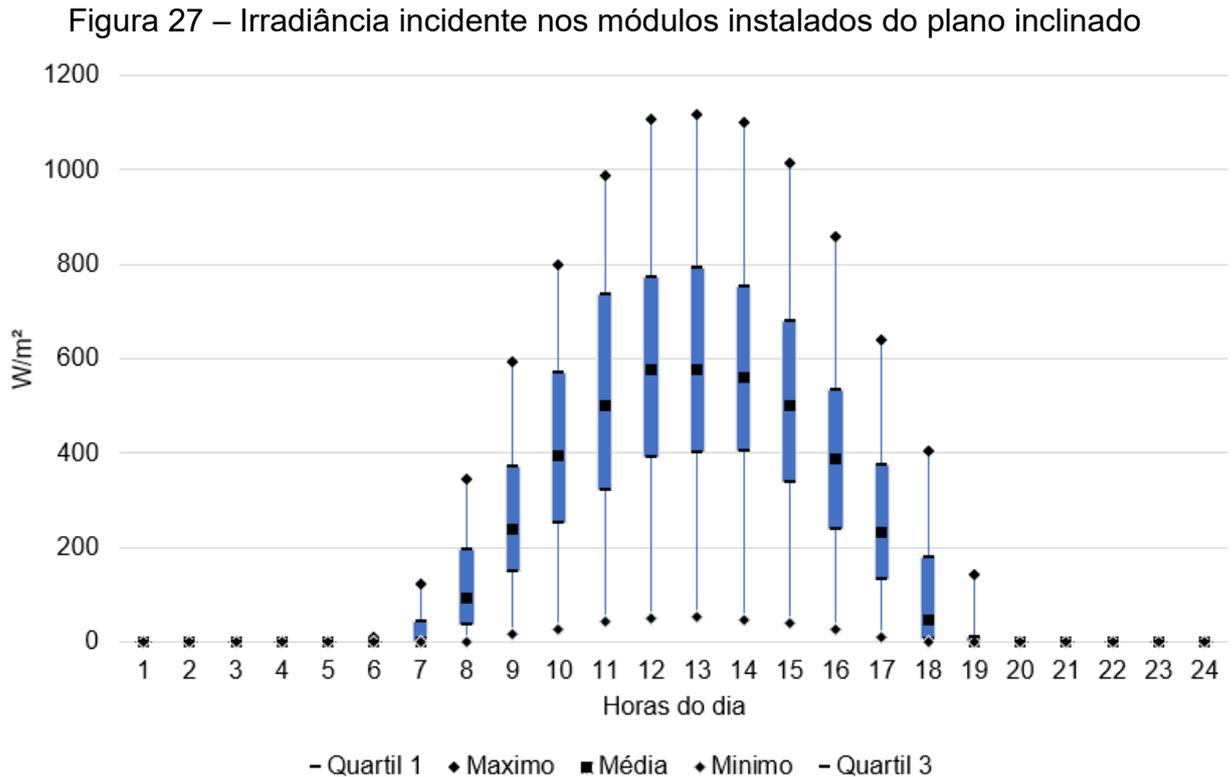
Observa-se que mesmo normalizando (considerando a mesma potência instalada em cada face da edificação) a face leste apresenta os maiores valores de geração de energia, aproveitando de forma mais eficiente a incidência solar durante a manhã. A face norte, apesar de manter valores estáveis ao longo do ano devido à sua inclinação favorável, sofre com o sombreamento da estrutura do edifício, o que limita seu potencial de geração. As faces oeste e sul, por sua vez, apresentam valores de geração similares, indicando que a incidência de irradiância anual, embora ocorra de formas distintas em cada face, resulta em magnitudes semelhantes de energia gerada durante um ano.

4.2 IRRADIÂNCIA INCIDENTE NO PLANO DOS MÓDULOS

Os dados de irradiância foram obtidos a partir dos resultados das simulações realizadas para cada plano BIPV, considerando as características específicas de cada configuração. As simulações foram feitas por meio do método Perez e também levaram em conta a orientação, a inclinação e os sombreamentos que impactam o desempenho energético dos sistemas.

4.2.1 Plano inclinado

No período analisado, para o plano inclinado da instalação de 10°, a irradiância média incidente no plano dos módulos do sistema FV é apresentada na Figura 27.

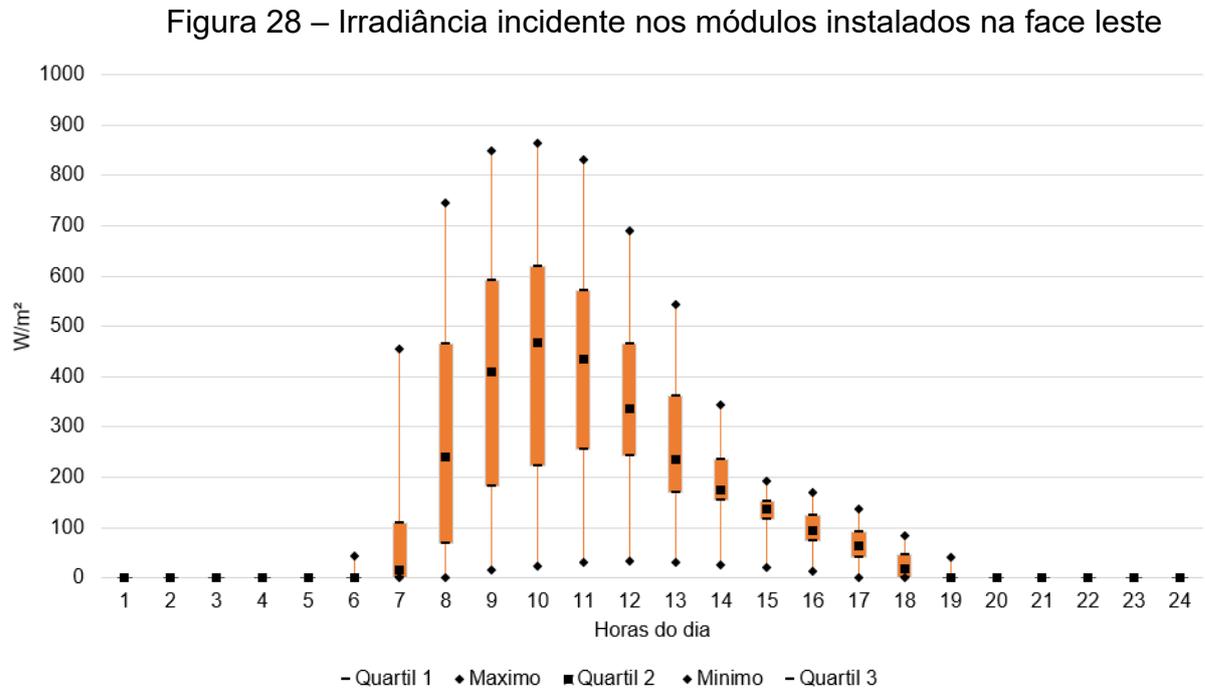


Observa-se que a variabilidade da irradiância solar incidente no plano dos módulos, ao longo de um período de 24 horas, demonstra o comportamento típico do sistema em relação à trajetória aparente do sol, sendo que o máximo se encontra ao meio-dia solar. Observa-se, ao decorrer do ano, alta variabilidade de irradiância. Tal condição é imposta pelas condições meteorológicas ou eventos que afetam a propagação da irradiação solar. Observa-se que a maior média anual tem valores próximos a 600 W/m².

Os dias nublados afetaram diretamente o valor médio da irradiância. Todavia, a irradiância máxima é de 1100 W/m². Mesmo com a alta variabilidade dos dados observa-se que a geração FV apresenta formato de geração próximo ao de sino.

4.2.2 Face Leste

A Figura 28 apresenta a irradiância incidente simulada na face leste do BIPV em estudo.

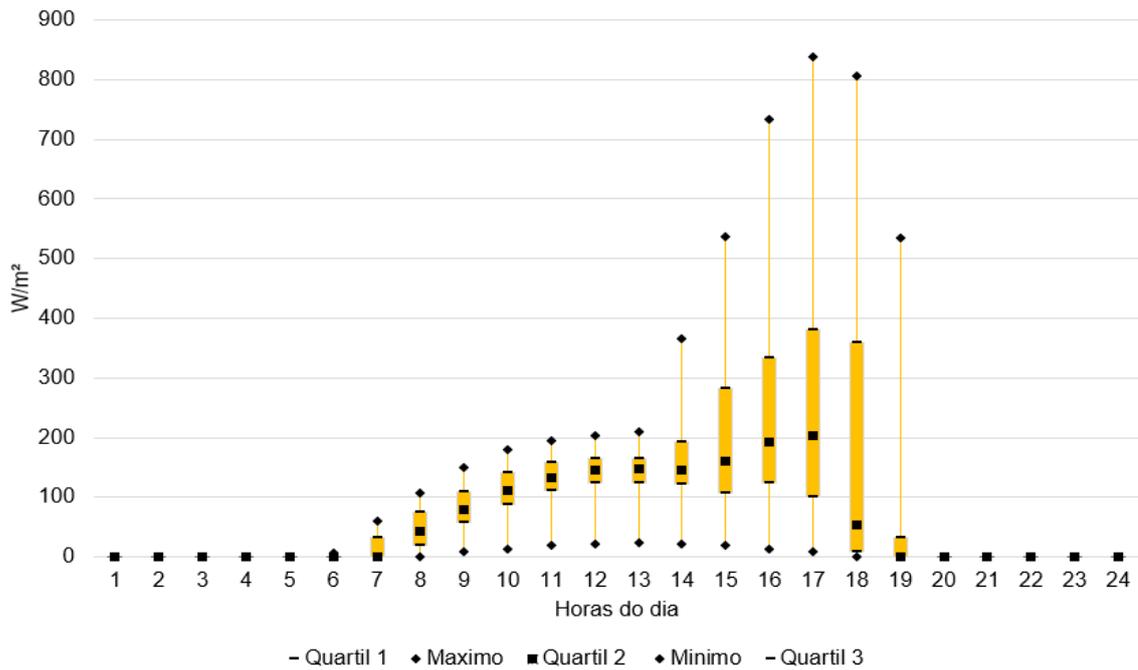


A face leste possui um valor menor de irradiância incidente do que o plano inclinado devido a menor irradiação recebida. Entretanto, nas primeiras horas do dia observa-se o pico de geração, com o sistema operando com irradiação incidente direta. Ao meio-dia solar a irradiância média diminui, pois não há incidência direta nos módulos, sendo absorvidas apenas componentes de irradiação difusa. No *boxplot*, essa característica é evidenciada pelo tamanho entre o quartil 1 e 3. Ademais, a partir das 15 horas é observado pouca variação da irradiância, portanto as diferentes estações do ano causam pouca influência na irradiação difusa.

4.2.3 Face oeste

A Figura 29 apresenta a irradiância incidente na face oeste do sistema em estudo.

Figura 29 – Irradiância incidente nos módulos instalados na face oeste

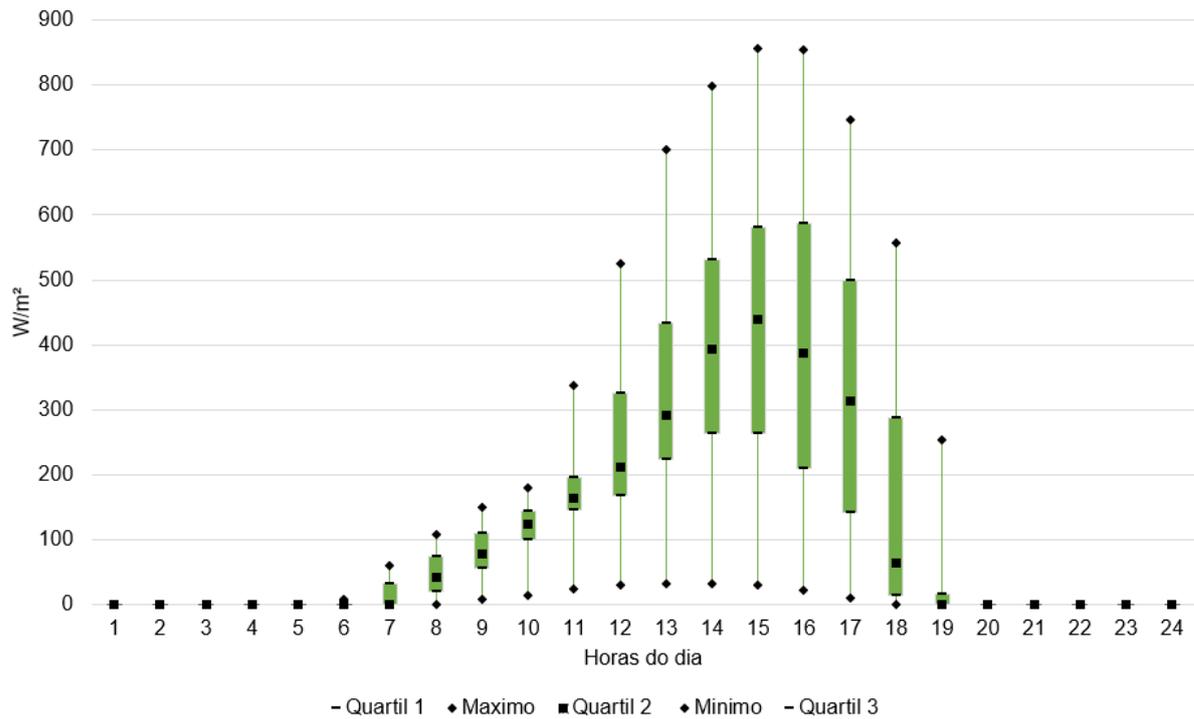


Semelhante ao observado na face leste essa configuração de instalação recebe irradiação direta somente numa parte do dia. O sistema recebe valores significativos de irradiância somente no final do dia, enquanto pela manhã apenas a irradiância difusa atinge os módulos FV. Observa-se que nas últimas horas de sol do dia (18h e 19h) há uma grande variabilidade de valores de irradiância, isso se dá pelo fato da variação de horas de sol durante o ano para a localização da edificação.

4.2.4 Face norte

A Figura 30 apresenta a irradiância incidente na face norte do sistema em estudo.

Figura 30 – Irradiância incidente dos módulos instalados na face norte

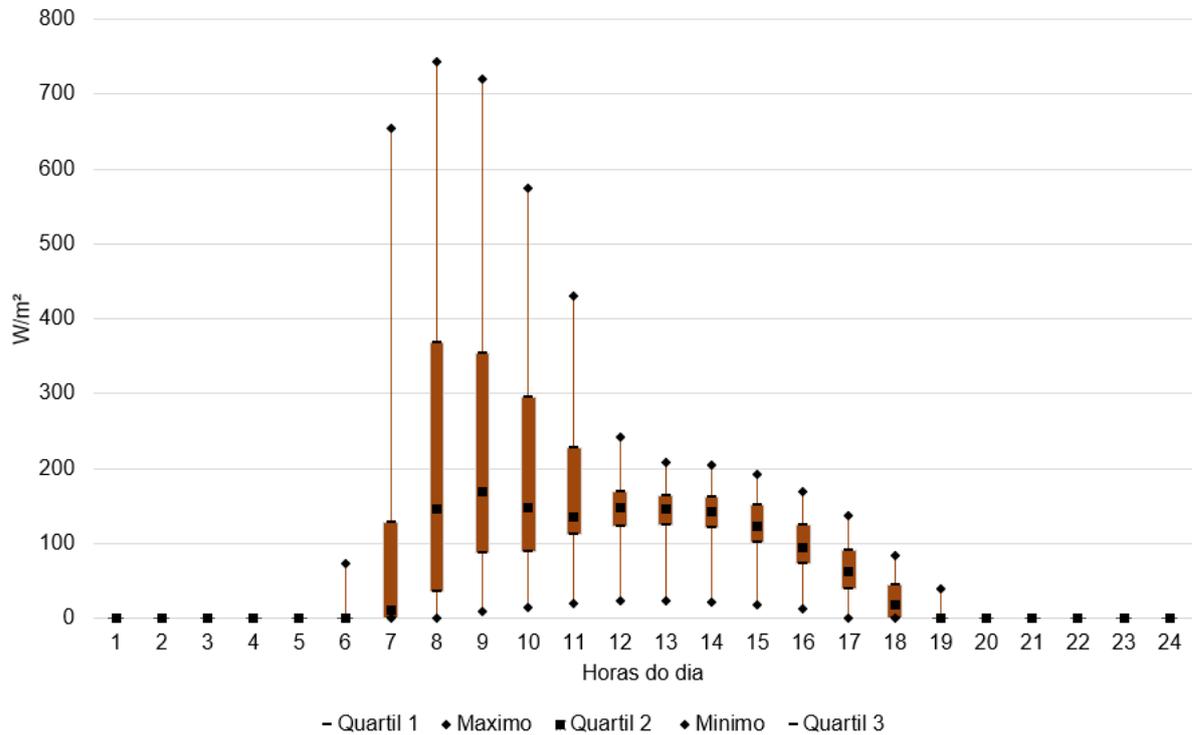


O plano recebe valores significativos de irradiância a partir do meio-dia, e a partir deste horário, observa-se uma variabilidade considerável entre os valores anuais.

4.2.5 Face sul

A Figura 31 apresenta a irradiância incidente na face sul do sistema em estudo.

Figura 31 – Irradiância incidente dos módulos instalados da face sul

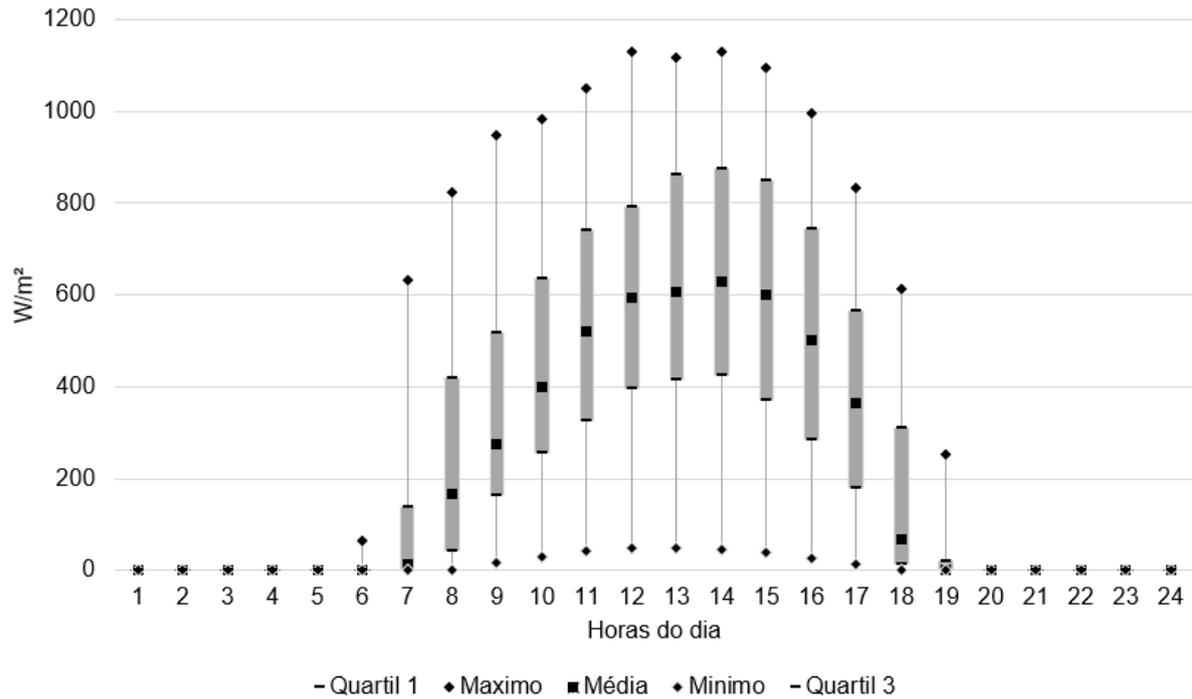


Esta face recebe valores de irradiância no início da manhã. A irradiância média durante as primeiras horas da manhã é baixa, na ordem de 200 W/m², o que sugere que o sistema passa a maior parte do ano recebendo apenas radiação difusa devido a variabilidade de horas de sol na localidade. Todavia, o valor máximo é elevado, indicando que no verão, ao nascer do sol, a face sul recebe irradiância direta.

4.2.6 Rastreador solar

A Figura 32 apresenta a irradiância incidente no sistema de rastreamento com azimute de 42°.

Figura 32 – Irradiância incidente no sistema rastreador de um eixo



Observa-se que a irradiância média incidente no sistema rastreador de um eixo é muito próxima à obtida no plano inclinado. Isso demonstra que o plano inclinado e o sistema de rastreamento apresentam comportamento similar em termos de irradiância incidente. Todavia quando comparado os horários de início e de final do dia o sistema com rastreador apresenta valores significativamente maiores que o sistema com plano inclinado.

4.2.7 Irradiância nas estações do ano

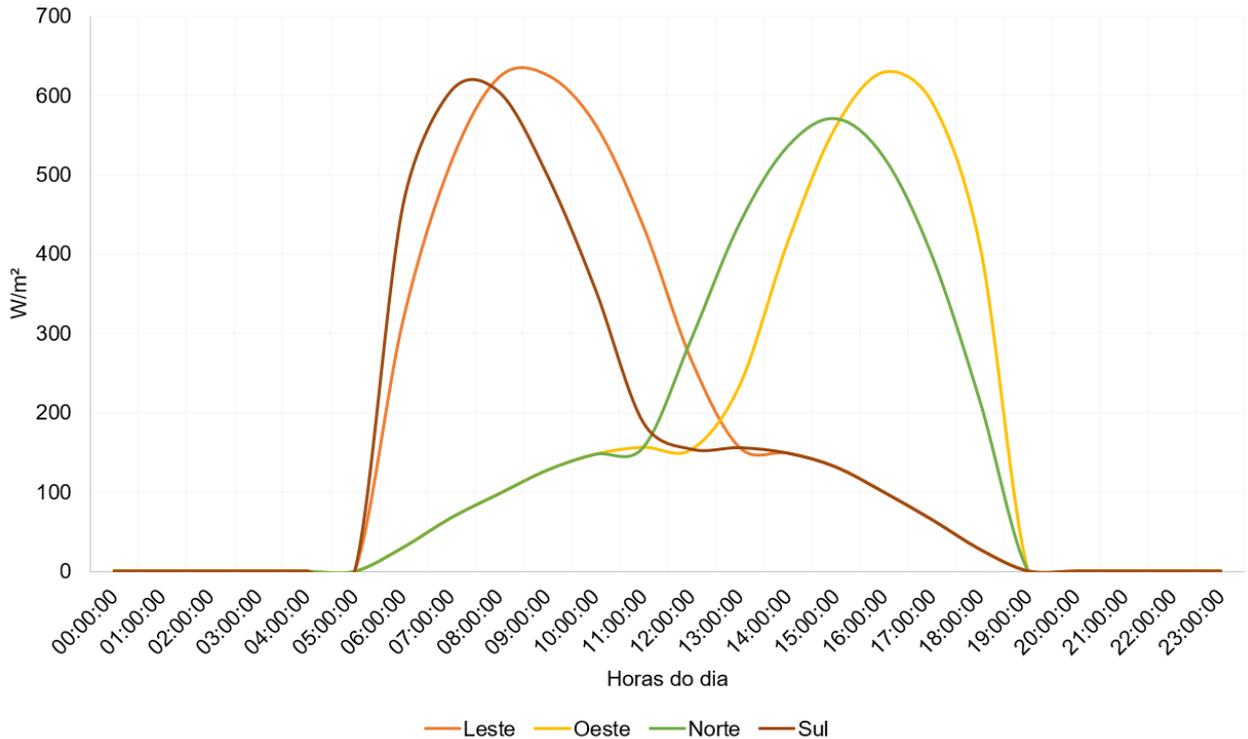
Para analisar o comportamento específico do sistema em diferentes estações do ano e observar o perfil da irradiância, foi selecionado um dia de cada estação do ano. Esse dia foi escolhido observando os dados disponíveis e excluindo os dias de alta nebulosidade.

Nessa análise será excluído o plano inclinado, pois o mesmo segue um padrão de irradiância sem muita oscilação, variando apenas o valor de sua irradiância máxima.

4.2.7.1 Verão

A Figura 33 apresenta a irradiância incidente nos módulos instalados nas faces norte, sul, leste e oeste do edifício no verão.

Figura 33 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (verão)

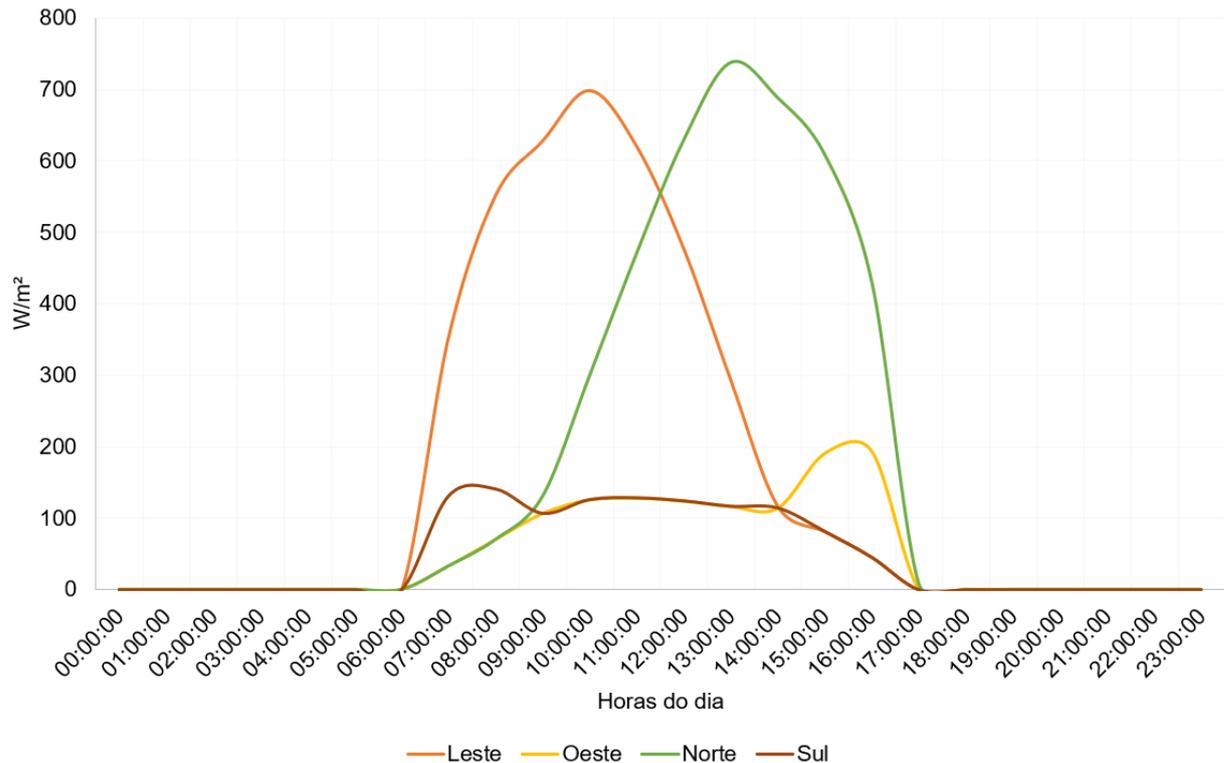


Percebe-se que, no verão, a face sul e a face leste recebem irradiância nas primeiras horas da manhã. Em seguida, ocorre uma perda de potência nesses sistemas a partir do meio-dia, horário em que o sistema inclinado atinge sua máxima irradiância. A partir do meio-dia, o sistema norte e, posteriormente, o sistema oeste passam a receber irradiância, como esperado. O sistema oeste recebe mais irradiância que o norte devido ao auto sombreamento do edifício no verão. É perceptível também que os demais sistemas ainda recebem uma fração de irradiância difusa.

4.2.7.2 Outono

A Figura 34 apresenta a irradiância incidente nos módulos instalados nas faces norte, sul, leste e oeste do edifício no outono.

Figura 34 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (outono)



Enquanto no verão as faces sul e oeste recebiam uma quantidade considerável de irradiância, no outono, em decorrência do movimento de translação da Terra, essas faces foram as que mais sofreram perdas, deixando de contribuir significativamente para a geração de energia do sistema.

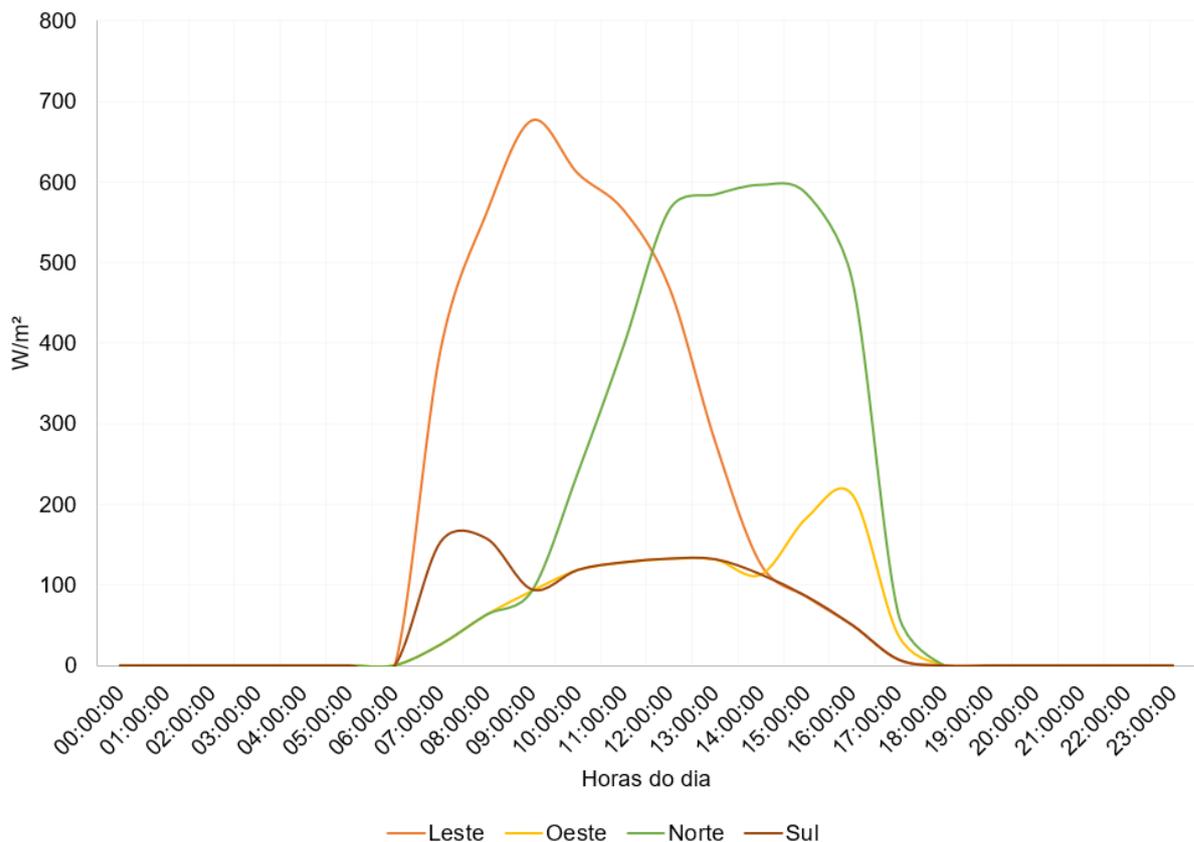
Por outro lado, as faces norte e leste tiveram um aumento na irradiância incidente. A face leste passou a receber irradiância por mais horas durante o dia, e a face norte teve um aumento considerável na irradiância recebida, uma vez que o Sol incide de forma mais inclinada nessa época do ano, beneficiando este sistema

4.2.7.3 Inverno

A Figura 35 apresenta a irradiância incidente nos módulos instalados nas faces norte, sul, leste e oeste do edifício no inverno.

No inverno, o comportamento do sistema BIPV não sofre alterações significativas em relação ao outono.

Figura 35 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (inverno)



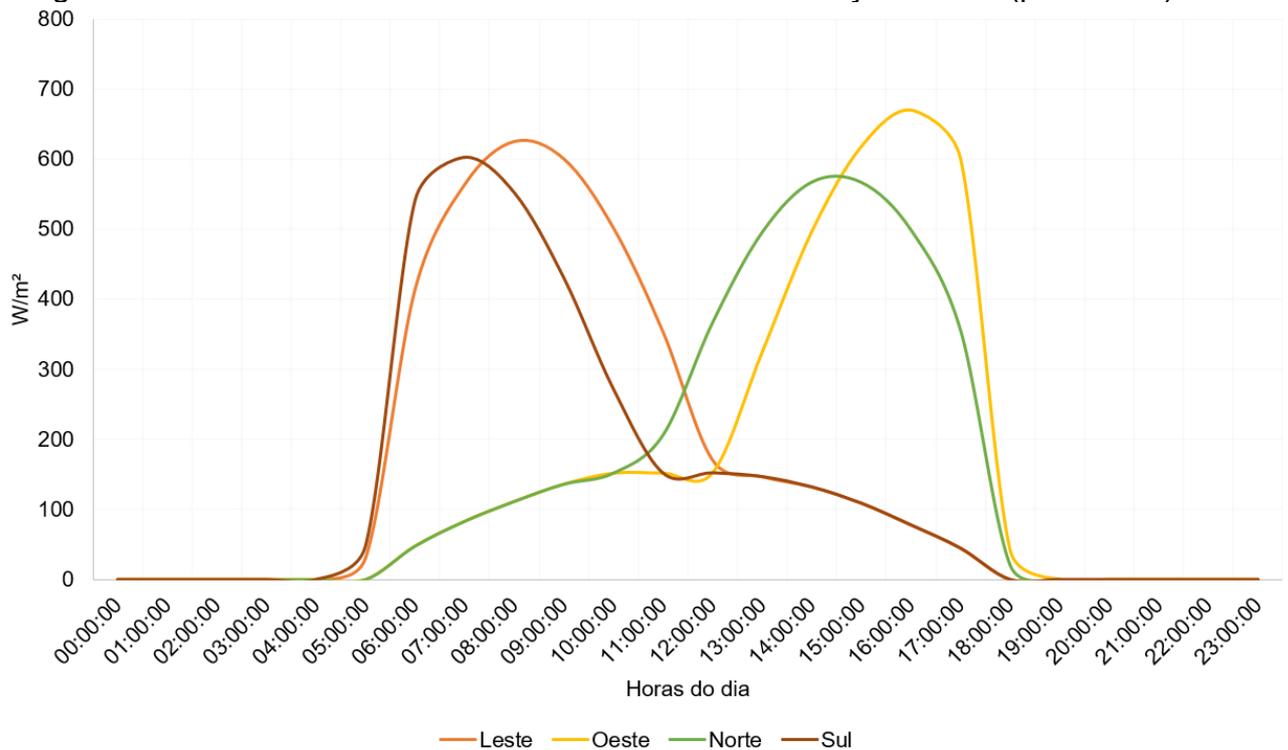
Observa-se uma maior contribuição das faces leste e norte para a geração de energia. Esse comportamento da face norte é esperado, considerando a latitude local de 27°, que favorece a incidência solar neste período do ano. Por outro lado, as faces sul e oeste apresentam baixa produção de energia, permanecendo praticamente inativas durante a maior parte do dia.

4.2.7.4 Primavera

A Figura 36 apresenta a irradiância incidente nos módulos instalados nas faces norte, sul, leste e oeste do edifício na primavera.

Os resultados mostram que, com a aproximação do verão, o sistema BIPV retoma a característica de geração de energia distribuída entre as faces, como apresentado na Figura 33.

Figura 36 – Irradiância incidente nos módulos com inclinação de 90° (primavera)

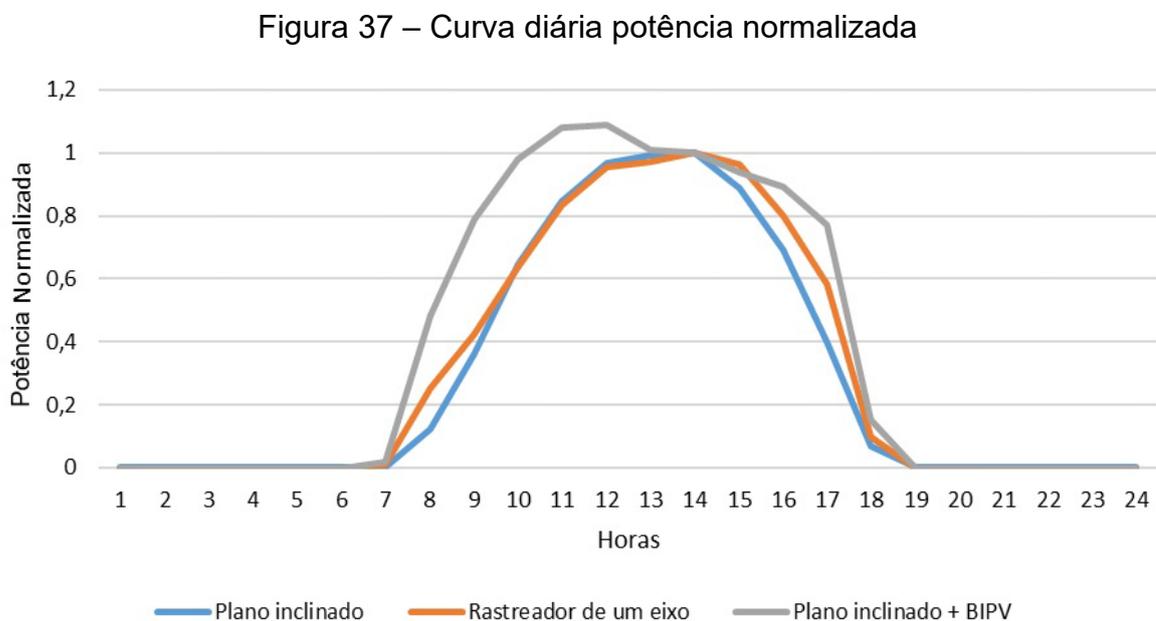


Nesse período, todas as faces contribuem significativamente para a produção de energia, demonstrando aproveitamento homogêneo da irradiância. A principal diferença observada em relação ao verão reside na magnitude da irradiância.

4.3 COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO BIPV EM RELAÇÃO A GERAÇÃO DO SISTEMA COM RASTREADOR DE UM EIXO.

Para analisar a semelhança entre a geração do sistema BIPV e a geração do sistema de rastreamento de um eixo, foram analisadas a geração normalizada do rastreador, a geração normalizada do sistema BIPV no plano inclinado e a geração FV do sistema BIPV em conjunto com a geração dos sistemas instalados no plano inclinado.

A Figura 37 ilustra as curvas diárias da potência FV normalizada.



Observa-se que o sistema com rastreamento de um eixo apresenta uma curva de geração mais ampla em relação ao plano inclinado, indicando maior eficiência na captação de energia ao longo do dia devido ao acompanhamento da trajetória solar. Em contrapartida, os sistemas BIPV + plano inclinado apresenta um formato de geração ainda mais amplo, possibilitando um maior aproveitamento da irradiação solar no início e no final do dia.

Todavia, é importante destacar que, para alcançar a curva apresentada, a quantidade de módulos instalados no sistema BIPV combinado com o plano inclinado não é equivalente à utilizada no sistema com rastreamento de um eixo. Essa diferença na configuração deve ser considerada ao comparar os desempenhos, uma vez que influencia diretamente os resultados de geração normalizada dos sistemas.

Nesta análise, para obter uma curva com formato similar ao do sistema de rastreamento de um eixo, foi necessário utilizar uma quantidade de módulos equivalente a 2,65 vezes o número de módulos empregados no rastreador solar de um eixo.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou o desempenho energético do sistema BIPV instalado no Laboratório FV UFSC, localizado nas coordenadas 27.55°S 48.52°O. O estudo avaliou como a variabilidade da irradiância solar interage com a orientação das faces da edificação e a consequente geração de energia elétrica produzida por cada sistema.

A irradiância incidente nos módulos FV demonstrou grande sazonalidade. No período analisado, o sistema FV instalado na face leste apresentou maior geração. Embora fosse esperada maior irradiância e geração de energia na face norte, tal situação não ocorreu devido à presença de muitas sombras que afetam significativamente o sistema. Os módulos instalados na face sul apresentaram produção de energia superior aos instalados na face norte.

Os resultados mostraram que sistema BIPV, mesmo com faces em diferentes orientações, produz 170,0 MWh nas coberturas superiores, 21,0 MWh na face leste, 10,4 MWh na face oeste, 2,0 MWh na face norte e 2,4 MWh na face sul.

As avaliações incluíram a análise da variabilidade da irradiância incidente sobre o sistema ao longo de um ano, com comparações entre as quatro estações do ano. Esse estudo permitiu compreender as variações sazonais na incidência de irradiação solar e seus impactos no desempenho dos sistemas avaliados. Adicionalmente, foi levantada a irradiância incidente sobre um sistema de rastreamento de um eixo e comparada com sistemas sem rastreamento.

Além disso observou-se que o sistema com rastreamento de um eixo apresenta maior eficiência na captação de energia ao longo do dia, com uma curva de geração mais ampla devido ao acompanhamento da trajetória solar em relação ao sistema somente com plano inclinado. Por outro lado, o sistema BIPV combinado com o plano inclinado possibilita um aproveitamento mais prolongado da irradiação solar, especialmente nos períodos iniciais e finais do dia. No entanto, para atingir um formato de geração semelhante ao do rastreador, foi necessário utilizar 2,65 vezes mais módulos, evidenciando a diferença significativa na configuração que deve ser considerada ao comparar os desempenhos energéticos normalizados.

As limitações deste trabalho são descritas a seguir:

- Restrições relacionadas à disponibilidade de dados medidos para uma análise com as perdas reais do sistema;
- Insuficiência de dados econômicos para a realização de uma análise financeira abrangente;
- Limitações do software empregado para análises específicas da bifacialidade dos módulos FV;
- Ausência de análises detalhadas sobre aspectos de engenharia civil relacionados à integração do sistema BIPV à edificação.

Como trabalhos futuros, recomenda-se:

- Ampliar a coleta e o monitoramento de dados medidos para aprimorar a precisão das simulações realizadas;
- Realizar levantamentos econômicos mais detalhados, permitindo uma análise financeira abrangente e robusta;
- Explorar *softwares* mais avançados ou específicos que incluam as características da bifacialidade, de modo a obter resultados mais precisos e representativos;
- Desenvolver estudos aprofundados sobre os aspectos de engenharia civil relacionados à integração do sistema BIPV à edificação, considerando os desafios estruturais e arquitetônicos.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000.** , 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída apresenta acréscimo de 7,4 GW em 2023.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/micro-e-minigeracao-distribuida-apresenta-acrescimo-de-7-4-gw-em-2023>>. Acesso em: 18 out. 2024.

ANEEL. **Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw>>. Acesso em: 3 out. 2024.

BOGDANOV, D. et al. Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability. **Energy**, v. 227, p. 120467, 15 jul. 2021.

CHEN, Y. et al. From Laboratory to Production: Learning Models of Efficiency and Manufacturing Cost of Industrial Crystalline Silicon and Thin-Film Photovoltaic Technologies. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 6, p. 1531–1538, nov. 2018.

CORREA-BAENA, J.-P. et al. Promises and challenges of perovskite solar cells. **Science**, v. 358, n. 6364, p. 739–744, 10 nov. 2017.

CRACIUNESCU, D. Intelligent Approach for Improvement of BIPV Systems Performance: Case Study. **Intelligent Approach for Improvement of BIPV Systems Performance: Case Study**, 2019.

CUSTÓDIO, I.; SANTOS, Í.; RÜTHER, R. The Art and Science of Integrating Photovoltaics in the Built Environment: Case Study of The UFSC Solar Energy and Green H2 Laboratory. 1 out. 2022.

EUROPE, PV. **BIPV - Building-integrated photovoltaics for financing.** Disponível em: <<https://www.pveurope.eu/bipv/bipv-building-integrated-photovoltaics-financing>>. Acesso em: 3 dez. 2024.

GEMMA. **BIPV vs BAPV | LinkedIn.** Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/bipv-vs-bapv-gemma-ma/>>. Acesso em: 18 out. 2024.

GIELEN, D. et al. The role of renewable energy in the global energy transformation. **Energy Strategy Reviews**, 2019.

Google Maps. Disponível em: < <https://www.google.com.br/maps>>. Acesso em: 3 dez. 2024.

GREENER. **Strategic Study Distributed Generation 1st half of 2024**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudos/strategic-study-distributed-generation-1st-half-of-2024/>>. Acesso em: 9 out. 2024.

IEA. **Executive summary – Renewables 2023 – Analysis**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2023/executive-summary>>. Acesso em: 6 nov. 2024a.

IEA. **Global renewables power capacity in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2022 and 2030 – Charts – Data & Statistics**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-renewables-power-capacity-in-the-net-zero-emissions-by-2050-scenario-2022-and-2030>>. Acesso em: 9 out. 2024b.

IRENA. **Renewable power generation costs in 2023**. [s.l: s.n.].

IRENA. **Bioenergy levelized cost of energy**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy?yScale=log&time=2006..latest&facet=none>>. Acesso em: 4 dez. 2024.

LEE, T. D.; EBONG, A. U. A review of thin film solar cell technologies and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 1286–1297, 1 abr. 2017.

LIM, J.; KANG, M. The relationship between site planning and electricity consumption: An empirical analysis of multi-unit residential complexes in Seoul, Korea. **Environment and Planning B: Urban Analytics and City Science**, v. 49, n. 3, p. 971–986, 1 mar. 2022.

MATRIZ ENERGÉTICA. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 4 dez. 2024.

PEREIRA, E. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. [s.l.] Universidade Federal de São Paulo, 2017.

PHILIPPS, S. **Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html>>. Acesso em: 2 out. 2024.

PORTOLAN DOS SANTOS, Í.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, v. 63, p. 116–124, mar. 2014.

POWER | DAV. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>. Acesso em: 4 dez. 2024.

RAI, V.; REEVES, D. C.; MARGOLIS, R. Overcoming barriers and uncertainties in the adoption of residential solar PV. **Renewable Energy**, v. 89, p. 498–505, 1 abr. 2016.

RITCHIE, H.; ROSADO, P.; ROSER, M. **CO₂ and Greenhouse Gas Emissions**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>>. Acesso em: 2 out. 2024.

RITCHIE, H.; ROSER, M.; ROSADO, P. Renewable Energy. **Our World in Data**, 11 mar. 2024.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. [s.l.: s.n.].

RÜTHER, R. et al. Promoting Grid-Connected Photovoltaics in Brazil Through High Visibility Showcase BIPV Projects. 1 jan. 2011.

SANTOS, Í. P. DOS. **Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista**. [s.l.: s.n.].

SETIC-UFSC. **Laboratório Fotovoltaica UFSC. Notícias da UFSC**, [s.d.]. Disponível em: <<https://noticias.ufsc.br/tags/laboratorio-fotovoltaica-ufsc/>>. Acesso em: 3 dez. 2024

SORGATO, M. J.; SCHNEIDER, K.; RÜTHER, R. Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building-integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate. **Renewable Energy**, v. 118, p. 84–98, 1 abr. 2018.

SUN, J. et al. Research on the conversion efficiency and preparation technology of monocrystalline silicon cells based on statistical distribution. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 47, p. 101482, 1 out. 2021.

VILAÇA GOMES, P. et al. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**, v. 115, p. 199–206, 1 abr. 2018.

ZHENG, C.; KAMMEN, D. M. An innovation-focused roadmap for a sustainable global photovoltaic industry. **Energy Policy**, v. 67, p. 159–169, 1 abr. 2014.

ZOMER, C. D. **Megawatt Solar: geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. Estudo de caso: Edifício Sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina**. Dissertação—[s.l.] Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.