

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE – IEE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA – PPGE

ÍCARO DA SILVA MISQUITA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INCLINAÇÃO, NA DEPOSIÇÃO DE SUJIDADE, EM
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM AMBIENTE URBANO**

SÃO PAULO

2021

ÍCARO DA SILVA MISQUITA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA INCLINAÇÃO, NA DEPOSIÇÃO DE SUJIDADE, EM
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM AMBIENTE URBANO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Versão corrigida.

SÃO PAULO

2021

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Misquita, Ícaro da Silva.

Análise da influência da inclinação, na deposição de sujidade, em
módulos fotovoltaicos instalados em ambiente urbano. /Ícaro da Silva
Misquita ; orientador: Roberto Zilles. – São Paulo, 2021.

74 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-
Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo.

1. Energia solar. 2. Sistemas fotovoltaicos. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: MISQUITA, Ícaro da Silva

Título: Análise da influência da inclinação, na deposição de sujidade, em módulos fotovoltaicos instalados em ambiente urbano

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 16/06/2021

Banca Examinadora

Prof. Dr. Adnei Melges de Andrade

Instituição: IEE - USP

Prof. Dr. Ricardo da Silva Benedito

Instituição: UFABC

Prof. Dr. João Tavares Pinho

Instituição: UFPA

AGRADECIMENTOS

Registro aqui os meus sinceros agradecimentos a todos que contribuíram direta e indiretamente para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

À Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente e Programa de Pós-Graduação em Energia, pelo apoio institucional.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), pelo apoio financeiro.

Ao meu orientador, Roberto Zilles pelo acolhimento à equipe do Laboratório, pela orientação e por me guiar durante a escrita do trabalho.

À equipe do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF), pela amizade, cafés da tarde e pelas conversas.

Agradecimentos especiais ao Samuel da Silva, pela ajuda na montagem do experimento, ao Msc. Teddy Arturo Flores Meléndez e ao Dr. André Ricardo Mocelin pelo auxílio na calibração dos módulos.

Agradecimentos aos meus pais, Fátima e Pedro, e meu irmão Nathan pelo amor, incentivo e apoio incondicional em mais esta etapa.

Agradecimentos à minha esposa Alessandra, pelo auxílio mesmo na correria de sua rotina, pelo apoio, incentivo e pela companhia durante a pandemia.

Agradeço aos meus gatinhos, pela companhia e pela saúde mental durante a pandemia.

Agradeço aos membros da comissão julgadora, pelas contribuições e apontamentos fundamentais para a finalização deste trabalho.

RESUMO

MISQUITA, Ícaro da Silva. **Análise da influência do ângulo de inclinação, na deposição de sujeidade, em geradores fotovoltaicos alocados em ambientes urbanos.** 2021. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

O presente estudo foi realizado na Universidade de São Paulo (USP), no campus da capital, Butantã, São Paulo, no telhado do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Para tal foram utilizados vinte módulos fotovoltaicos com uma potência unitária de 20 Wp. Antes do início do estudo, os módulos foram expostos à luz natural para que sofressem o efeito LID. Posteriormente, os módulos foram calibrados para medir a irradiância solar, seguindo o IEC 60904-2, utilizando um piranômetro como sensor de referência secundário. Após a calibração, os módulos foram instalados em pares, com ângulos variando entre 0 a 45° em referência à superfície, com uma diferença entre pares de 5°. Em cada par de módulos, um deles foi limpo semanalmente, padrão limpo, e o outro foi mantido sem limpeza, padrão sujo. Para avaliar a influência da precipitação, a principal responsável pela lavagem dos módulos, os valores de chuva foram obtidos da estação meteorológica do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da USP. O módulo padrão sujo instalado a 0°, foi utilizado como padrão e os ganhos de irradiação foram calculados em relação a ele. Os resultados foram apresentados em tabelas, onde os valores de irradiação e de chuva mensais são apresentados, bem como o acumulado do semestre e o acumulado total para a chuva e irradiação. Os valores do ganho relativo e irradiação acumulada são apresentados em gráficos. Foi calculada uma variável que demonstra apenas a influência da sujeidade para cada um dos pares de ângulos. Os maiores valores desta variável foram 5,0 e 4,2% observados para 0 e 5°. Os maiores ganhos relativos foram observados para os módulos limpos em 25 e 30°, com 14,77 e 14,58%, respectivamente. A chuva apresentou valores bastante elevados, impactando significativamente o acúmulo de sujeidade e consequentemente reduzindo as perdas. Conclui-se que o ângulo recomendado para as condições se encontra entre 20 e 30° e que a realização de uma rotina de limpeza traz resultados benéficos, mesmo durante períodos de alta precipitação.

Palavras-chave: Energia solar, ângulo de inclinação, sujeira

ABSTRACT

Misquita, Ícaro da Silva. **Analysis of the influence of the tilt angle on soiling deposition at photovoltaic generators allocated in urban environments.** 2021. Dissertation (Master in Sciences) – Graduate Program in Energy of the University of São Paulo, São Paulo, 2021.

The present study was carried out at the University of São Paulo (USP), in the capital campus, Butantã, São Paulo, on the roof of the Photovoltaic Systems Laboratory. Twenty photovoltaic modules with a unit power of 20 Wp were used for study. Before the beginning of the study, the modules were exposed to natural light in order to undergo the LID effect. Subsequently, the modules were calibrated to measure solar irradiance following IEC 60904-2, using a pyranometer as a secondary reference sensor. After calibration, the modules were installed in pairs, with angles ranging from 0 to 45° in reference to the surface, with a difference between pairs of 5°. In each pair of modules, one of them was cleaned weekly, clean standard, and the other was kept without cleaning, dirty standard. To evaluate the influence of precipitation, the main responsible for washing the modules, the rainfall values were obtained from the weather station of the Institute of Astronomy, Geophysics and Atmospheric Sciences of the USP. The dirty standard module installed at 0°, was used as a standard and the irradiation gains were calculated in relation to it. The results were presented in tables, where the monthly irradiance and rainfall values are shown. In addition, the semester accumulated and the total accumulated for rainfall and irradiance are also presented. The values of relative gain and cumulative irradiation are presented in graphs. A variable was calculated that shows only the influence of dirt for each of the angle pairs. The highest values of this variable were 5.0 and 4.2% observed for 0 and 5°. The largest relative gains, were observed for the modules cleaned at 25 and 30°, with 14.77 and 14.58%, respectively. Rainfall presented very high values, significantly impacting the accumulation of dirt and consequently reducing losses. In conclusion, the recommended angle for the conditions is between 20 and 30° and the performance of a cleaning routine brings beneficial results, even during periods of high precipitation.

Keywords: Solar energy, tilt angle, soiling

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Distribuição percentual da radiação solar incidente	4
Figura 2.2 – Irradiação global horizontal.....	5
Figura 2.3 – Órbita da Terra em relação ao Sol como eixo N-S inclinado em 23,45°, demonstrando as estações para o hemisfério Sul.....	6
Figura 2.4 – Vista explodida de um módulo fotovoltaico	8
Figura 2.5 – Preços médios dos módulos fotovoltaicos comercializados na Europa para diferentes tecnologias	8
Figura 2.6 – Aumento da eficiência de células fotovoltaicas	9
Figura 2.7 – Ângulo de inclinação para módulos fotovoltaicos	10
Figura 2.8 – Tipos de contaminantes em módulos fotovoltaicos (A) Poeira, (B) Dejetos de animais e (C) algas e líquens	11
Figura 2.9 – Total diário da irradiação global horizontal – Média Anual	13
Figura 2.10 – Evolução da Fonte Fotovoltaica no Brasil.....	14
Figura 2.11 – Total diário da Irradiação (A) global horizontal e (B) inclinada na latitude para o estado de São Paulo	15
Figura 3.1 – Vista aérea do terraço do LSF com os módulos posicionados destacado pelo retângulo vermelho	17
Figura 3.2 – Módulos fotovoltaicos expostos à radiação solar.....	18
Figura 3.3 – Infraestrutura implementada para o projeto	19
Figura 3.4 – Suporte dos módulos fotovoltaicos.	19
Figura 3.5 – Parafuso chumbador tipo Parabolt e o bloco de concreto fixo à estrutura de suporte	20
Figura 3.6 – Passos da montagem do módulo à estrutura, (A) peças do conector, (B) conector montado, (C) conector montado ao módulo e (D) módulo fixado a estrutura de suporte	21
Figura 3.7 – Eletrodutos instalados no terraço destacados pela seta vermelha	22
Figura 3.8 – Tipos de condutes	22
Figura 3.9 – Eletrodutos flexíveis (A) corrugado de PVC e (B) de alma de aço.....	23
Figura 3.10 – Cabo da Mancini modelo 2x22 AWG BT e a fita de auto fusão.....	23
Figura 3.11 – Módulos com seus polos interligados.....	24
Figura 3.12 – Curva característica de corrente x tensão do módulo KM(P)20.....	25
Figura 3.13 – Datalogger da marca Keysight modelo DAQ970A e as placas de aquisição de dados.....	26
Figura 3.14 – Piranômetro MS-80	26
Figura 3.15 – Módulos posicionados para a calibração em conjunto com o piranômetro.....	27
Figura 3.16 – Módulos calibrados e alocados nos ângulos definidos em projeto.....	29
Figura 3.17 – Módulos padrão Sujo x Limpo	29
Figura 3.18 – Equipamento de coleta e armazenamento dos dados	30
Figura 3.19 – Print da tela de configuração do Benchlink Datalogger 3	31
Figura 3.20 – Imagem de satélite demonstrando a distância do LSF-IEE à estação meteorológica do IAG	32

Figura 4. 1 – Irradiação acumulada no primeiro semestre, compreendendo os meses de julho a dezembro de 2019.....	36
Figura 4. 2 – Irradiação acumulada anual, compreendendo os meses de junho 2019 a junho de 2020.	39
Figura 4. 3 – Irradiação acumulada no período, compreendendo os meses de julho de 2019 a março de 2020	41

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Característica técnica do resistor.....	24
Tabela 2 – dia médios recomendados para latitudes menores que $\pm 65^\circ$. Fonte: Klein (1977)	27
Tabela 3 – Valores de calibração utilizando a IEC 60904-2	28
Tabela 4 – Valores das constantes de calibração e de ganho calculados utilizando a eq. (6).....	31
Tabela 5 – Dados referentes ao semestre, julho a dezembro de 2019	35
Tabela 6 – Dados referentes ao semestre, janeiro a junho de 2020	38
Tabela 7 – Dados referentes ao semestre, julho a dezembro de 2020	40

Lista de Siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IAG	Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IEE	Instituto de Energia e Ambiente
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
USP	Universidade de São Paulo
FV	Fotovoltaica
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory / USA</i> (Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos da América)
CEER	Coordenadoria de Energias Elétrica e Renováveis da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente da cidade de São Paulo
UV	<i>Ultraviolet Radiation</i> (Radiação Ultravioleta)
AWG	<i>American Wire Gauge</i> (Escala Americana de Bitola de Fios)
WRC	<i>World Radiation Center</i> (Centro mundial de radiação)

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Motivação	2
1.2	Objetivo	3
1.3	Estrutura do Trabalho	3
2	Revisão de Literatura	4
2.1	O Recurso Solar	4
2.2	Energia Solar Fotovoltaica	7
2.3	A Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos e a Sujidade	10
2.4	Energia Solar Fotovoltaica no Brasil	12
3	Materiais e Métodos	17
3.1	A exposição dos módulos à luz solar natural	18
3.2	A implementação da infraestrutura necessária ao projeto	18
3.3	O projeto e implementação da estrutura de sustentação dos módulos	19
3.4	Calibração dos módulos	23
3.4.1	Posicionamento dos módulos para calibração	23
3.4.2	Procedimento de Calibração	26
3.5	Ajuste ao ângulo de inclinação definido para o projeto e estratégia de limpeza	29
3.6	Coleta e armazenamento de dados	30
3.7	Obtenção de valores de pluviosidade do IAG-USP	32
3.8	Cálculo de incertezas	32
4.	Resultados e Discussão	34
4.1	Primeiro semestre do experimento – julho a dezembro de 2019	35
4.2	Segundo semestre do experimento – janeiro a junho de 2020	38
4.3	Terceiro semestre do experimento – julho a dezembro de 2020	40
5.	Conclusão	42
6.	Referências	44
	ANEXO 1 – Datasheet dos módulos KOMAES KM(P)20 e Curva IxV.	48
	ANEXO 2 – Datasheet piranômetro EKO MS-80.	50
	ANEXO 3 – Certificado de calibração do piranômetro EKO MS-80.	53
	APÊNDICE 1 – Planta baixa das estruturas de suporte	57

1 Introdução

A energia solar é uma importante alternativa dentre as energias renováveis para substituir gradualmente o uso de combustíveis fósseis, incluindo seu uso para aquecimento e geração de energia elétrica com baixíssimo impacto ambiental. A importância desta fonte na geração de energia elétrica pode ser observada pelo aumento acelerado da capacidade instalada em escala mundial nos últimos anos. Simultaneamente com o avanço do setor, diversos estudos foram sendo desenvolvidos, propiciando o aumento da eficiência e confiabilidade da tecnologia. Desta forma, o setor se divide em diversas áreas de pesquisa, que incluem o desenvolvimento de novos materiais construtivos de células fotovoltaicas, dispositivos seguidores do Sol e técnicas de manejo adequados. Estes dois últimos eixos de pesquisa visam compreender os fatores que atuam sobre módulos em condições de campo, a fim de reduzir suas perdas.

Dentre os diversos fatores que podem afetar a produtividade final de geradores fotovoltaicos, destacam-se as particularidades locais. Dentre estas, destacam-se as características do vento, do solo, do tipo de sujidade, a umidade relativa e a precipitação incidentes no local (PINHO e GALDINO, 2014; SAYYAH *et al.*, 2014; SMETAD *et al.*, 2020). Neste contexto, um dos problemas remanescentes do setor, e que demanda certa atenção, é o acúmulo de sujidade sobre módulos, que impacta negativamente a geração de energia.

A sujidade pode ser definida como o acúmulo de material na superfície do módulo, onde este atua como um obstáculo para a irradiância solar, impedindo que parte dela seja aproveitada na conversão fotovoltaica (SAYYAH *et al.*, 2014, LIU *et al.* 2021). Estima-se que a sujidade, é capaz de provocar perdas entre 5 à 15% da capacidade nominal do sistema (KALDELLIS e KOKALA, 2010; SAYYAH *et al.*, 2014; DEB e BRAHMBHATT, 2019, KAZEM *et al.*; 2020).

O trabalho de Rezende (2018) investigou a influência da sujidade na redução da produtividade em geradores fotovoltaicos. O autor encontrou perdas de 3% para seis meses de acumulação e 6% para um ano de acumulação de sujidade no experimento realizado nas dependências do IEE-USP, mesmo local de estudo neste experimento. Em sua conclusão, o autor recomendou a limpeza dos módulos em intervalos trimestrais, somente com água, sem adição de sabões ou detergentes.

Neste sentido, o controle da sujidade pode ser realizado de diversas maneiras: limpeza manual, limpeza automatizada, aplicação de um filme hidrofóbico na superfície dos módulos ou adoção de um ângulo de inclinação onde o acúmulo de sujidades é reduzido. No entanto, na maior

parte das instalações fotovoltaicas, a remoção de sujeidade é realizada majoritariamente pela precipitação ocasional, principalmente em pequenas aplicações, onde não é financeiramente viável a contratação de mão de obra para a realização deste serviço. Uma vez que as usinas de maior porte sofrem perdas importantes na geração final, atribuídas à presença da sujeidade, a limpeza regular dos módulos é recomendada e deve ser realizada quando constatada sua viabilidade econômica.

Uma das principais estratégias para reduzir o acúmulo de sujeidade é alterar o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. A inclinação interfere no efeito de lavagem dos módulos, propiciada por precipitações ocasionais, assim como na acumulação de sujidades. Ainda, é relatado na literatura que o efeito de lavagem é mais intenso para o ângulo 90° e menos significativo para 0° (ABDEEN *et al.*, 2017). No entanto, a fim de inferir sobre o ângulo de inclinação dos módulos para determinado local e empreendimento, faz-se necessária a quantificação dos valores de perda ocasionados pela deposição de sujeidade para diferentes ângulos de inclinação. Além disso, é importante entender como estes ângulos de inclinação influenciam na limpeza natural dos módulos em decorrência da ação da chuva. A obtenção desta resposta foi exatamente o que motivou a realização deste trabalho.

1.1 Motivação

A sujeidade impacta negativamente a geração fotovoltaica (FV), uma vez que diminui a irradiância incidente nas células fotovoltaicas. Desta forma, se fez necessária a quantificação das perdas por sujeidade em módulos fotovoltaicos associadas a diferentes ângulos. Estes valores podem orientar a escolha de um ângulo de inclinação em que ocorra uma maior geração de energia, com menores custos de manutenção associados à sujeidade para sistemas instalados, na região onde o estudo foi desenvolvido.

De posse da quantificação das perdas, o projetista do sistema fotovoltaico tem um maior embasamento para definir o ângulo de inclinação do projeto. Embora a literatura recomende a instalação de sistemas inclinados na latitude local, sabe-se que existem exceções. Nos locais em que as perdas por sujeidade sejam superiores aos ganhos, recomenda-se realizar a instalação em ângulo diferente da latitude local. Um exemplo deste fenômeno ocorre em locais próximos ao Equador, onde a latitude é próxima a 0° , sendo este o ângulo recomendado para instalar os módulos. No entanto, as perdas devido a sujeidade são superiores aos ganhos na latitude local, de

forma que a inclinação mínima recomendada para a instalação de módulos fotovoltaicos nestes locais seja de 10°. Assim, alguns questionamentos foram levantados:

- Quais são as perdas associadas a cada ângulo?
- Qual a influência da chuva na limpeza dos módulos?

1.2 Objetivo

O objetivo geral deste trabalho foi o de quantificar a perdas por efeito da sujidade em módulos instalados em ambiente urbano com diferentes ângulos de inclinação.

1.3 Estrutura do Trabalho

A dissertação está estruturada em cinco capítulos, a fim de permitir a compreensão do leitor, apresentando desde os fundamentos necessários à compreensão do trabalho até chegar aos objetivos almejados. Abaixo seguem os capítulos:

- Capítulo 1 – Introdução: apresenta o problema e os objetivos do trabalho, bem como a estrutura da dissertação;
- Capítulo 2 – Revisão de Literatura: aborda os conceitos da energia solar fotovoltaica, demonstrando o seu desenvolvimento no mundo e no Brasil, com destaque para a influência da sujidade em sistemas fotovoltaicos;
- Capítulo 3 – Material e Métodos: descreve a metodologia utilizada no trabalho, com descrição dos equipamentos utilizados e o tratamento e análise de dados.
- Capítulo 4 – Resultados e Discussão: apresenta, compara e discute os resultados dos valores de irradiação obtidos pelos módulos bem como a influência da chuva nos resultados obtidos.
- Capítulo 5 – Conclusões: apresenta as conclusões bem como sugestões para trabalhos futuros.

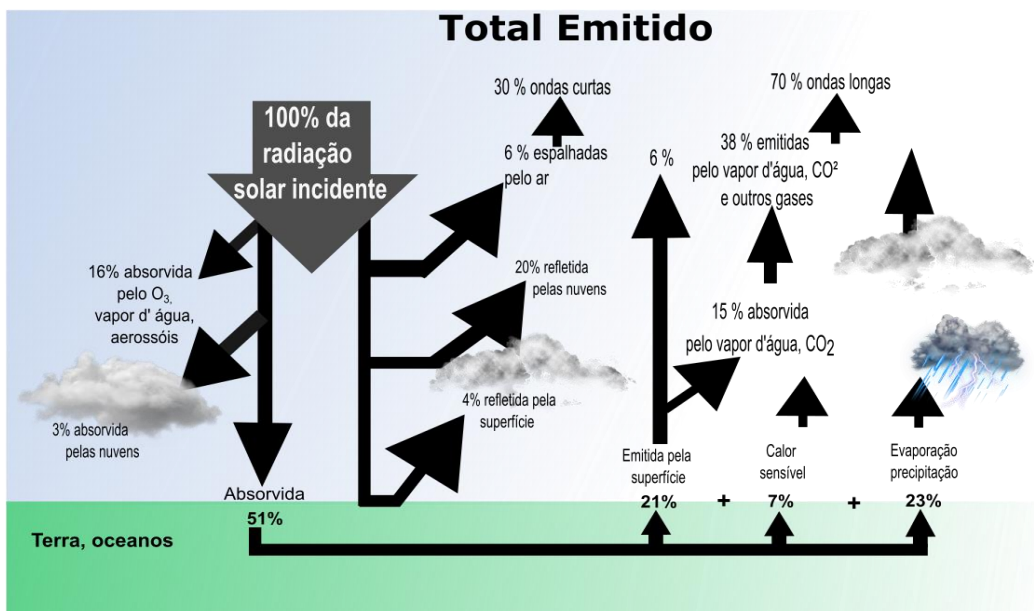
2 Revisão de Literatura

Neste capítulo o conceito da energia solar e sua conversão em energia elétrica é brevemente abordado. A variação da radiação solar conforme a latitude e a importância de utilizar um ângulo que permita a maior captação da radiação, são abordados. Ainda, é apresentada a influência da sujidade, os tipos mais comuns e como esta pode vir a afetar a produtividade de sistemas fotovoltaicos. Por fim, o efeito do ângulo de inclinação na deposição da sujidade é abordado, e finalmente um breve panorama da energia fotovoltaica (FV) no Brasil é apresentado.

2.1 O Recurso Solar

O Sol é uma fonte praticamente inesgotável de energia, que pode ser definido como uma estrela composta de matéria sob a forma gasosa ou plasma à altas temperaturas. No seu núcleo, ocorrem processos de fusão nuclear, onde ocorre a liberação de energia, a uma taxa de $3,6 \times 10^{26}$ J.s⁻¹ ou $3,6 \times 10^{26}$ W, liberadas para o espaço sob a forma de radiação (PINHO e GALDINO, 2014). Devido à distância existente entre a Terra e o Sol, apenas uma pequena fração desta energia chega ao planeta e sob a forma de radiação solar. A radiação solar que incide na atmosfera tem um valor médio de 1367 W.m^{-2} (valor adotado pela WRC – *World Radiation Center*), este valor é conhecido como “constante solar”, e conforme esta se aproxima da superfície da Terra, vai perdendo intensidade devido aos fenômenos de reflexão, absorção e dispersão (Figura 2.1).

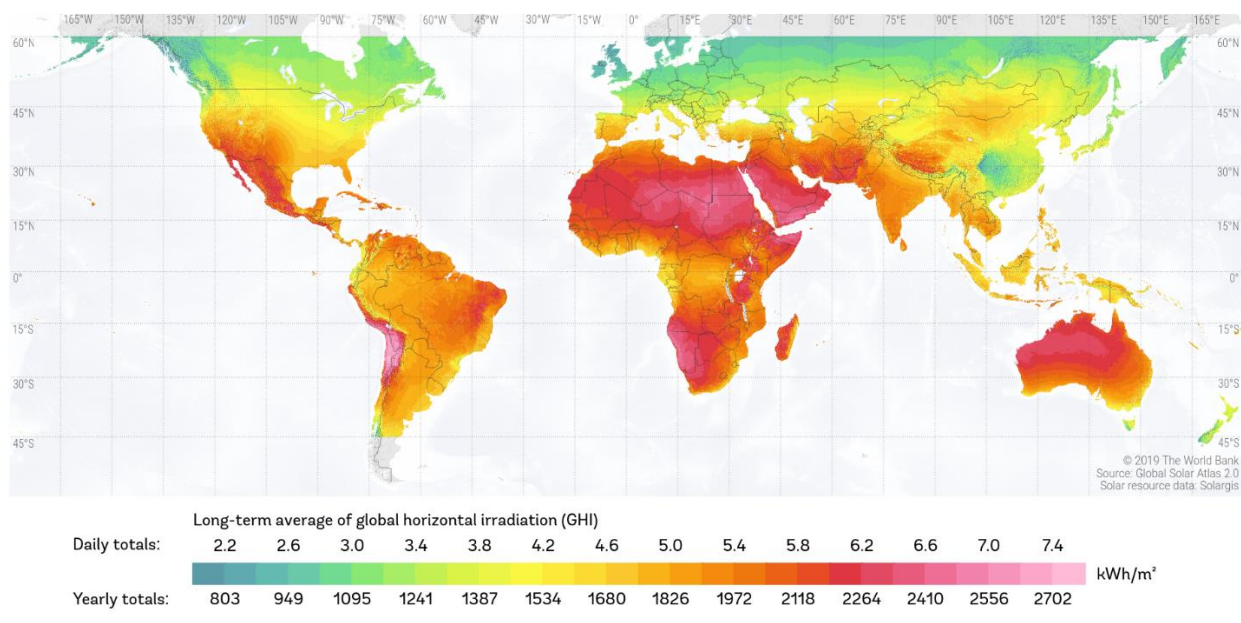
Figura 2.1 – Distribuição percentual da radiação solar incidente



Fonte: Elaboração própria.

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica, porém quando este é utilizado para denominar fluxo de potência por unidade de área a sua nomenclatura será “irradiância solar”, assim como para a energia por unidade de área sua denominação será “irradiação solar” (PINHO e GALDINO, 2014). A irradiação solar é geralmente expressa em watt-hora por metro quadrado (Wh.m^{-2}) ou em seus múltiplos, por exemplo: kilowatt-hora por metro quadrado (kWh.m^{-2}). A irradiação solar se distribui de forma bastante desigual pelo globo, sendo mais incidente próximo ao Equador e reduzida gradativamente ao se aproximar da região dos polos terrestres, como demonstrado na figura 2.2.

Figura 2.2 – Irradiação global horizontal

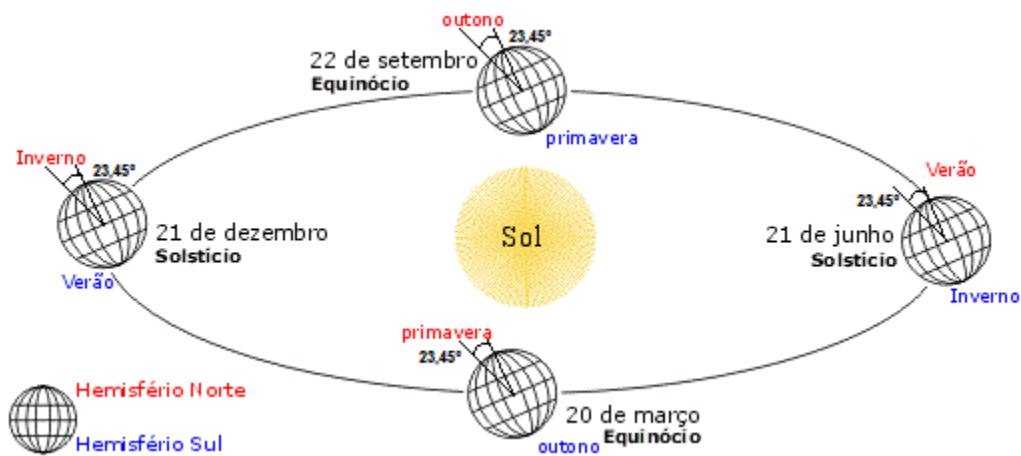


Fonte: Global Solar Atlas (2020)

Ao analisar o gráfico da Figura 2.2 nota-se que o recurso solar está disponível em todo o globo, mesmo que este varie conforme a latitude. Com isso, a energia solar pode ser aproveitada em todos os continentes, o que torna esta uma fonte bastante “democrática”, o que não ocorre com outras fontes como o petróleo e o carvão, por exemplo, que se concentram em alguns poucos países. Outra vantagem da tecnologia para exploração desse recurso é a segurança em termos de inesgotabilidade da fonte no longo prazo. Além disto, ela é considerada uma fonte renovável e limpa, dado que não há emissão de poluentes durante a produção e utilização da energia (ASIABANPOUR *et al.*, 2017; SALEM *et al.*, 2017).

A energia solar disponível varia durante o ano devido ao movimento de translação da Terra em relação ao Sol. A Terra descreve uma trajetória elíptica em torno do Sol, na qual este ocupa um dos focos da elipse. Conforme a Terra fica mais próxima ou afastada do astro rei, ocorre uma variação na radiação solar disponível (Figura 2.3). O eixo de rotação da Terra possui uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$ em relação ao plano normal à elipse (PINHO e GALDINO, 2014; NETO & JATENCO-PEREIRA, 2018). Essa inclinação, juntamente ao movimento de translação, são os responsáveis pela existência das estações do ano.

Figura 2.3 – Órbita da Terra em relação ao Sol como eixo N-S inclinado em $23,45^\circ$, demonstrando as estações para o hemisfério Sul



Fonte: Elaboração própria.

Uma das formas de se realizar o aproveitamento do recurso solar se dá por meio da conversão da irradiância solar em eletricidade, através do efeito fotovoltaico. De posse deste conhecimento, foram iniciadas pesquisas para desenvolver equipamentos que pudessem utilizar este efeito para produzir energia. Estas pesquisas levaram ao desenvolvimento das primeiras células solares.

Inicialmente, o alto custo da energia fotovoltaica dificultava a sua popularização para adoção pela população geral. A energia solar era utilizada quase que exclusivamente em aplicações espaciais, principalmente durante a Guerra Fria. Somente com o desenvolvimento de novos métodos de produção aliados aos incentivos governamentais, a crescente preocupação com o efeito estufa e o aumento da eficiência dos módulos que culminaram na redução de custos, foi possível a popularização da tecnologia.

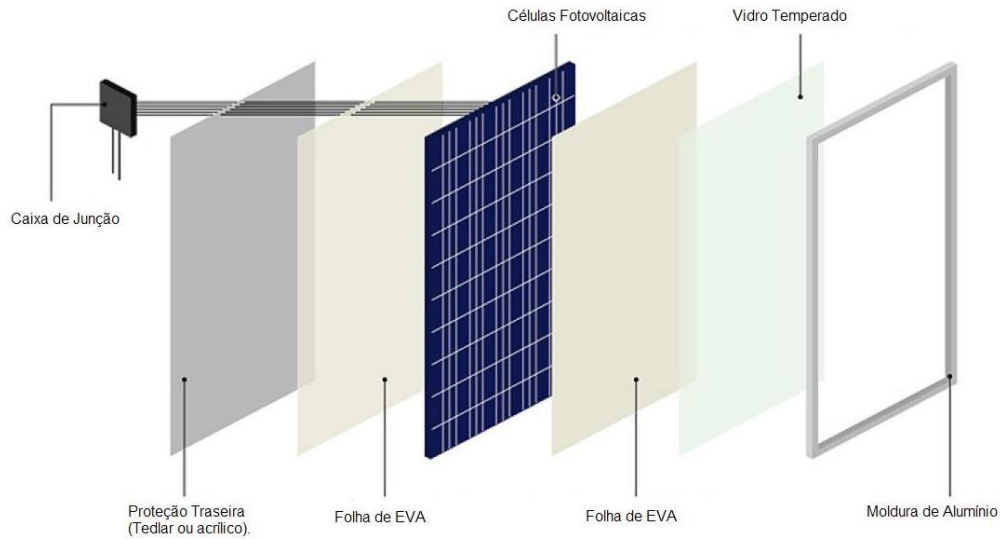
A energia fotovoltaica encontra-se em um momento de crescimento acelerado. Até o final de 2020, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos acumulada no mundo atingiu os 714 GW. Este valor representa um crescimento 17 vezes maior quando comparado à capacidade total instalada no mundo até 2010, que era de 42 GW. Ainda, apenas no ano de 2019, cerca de 127 GW foram instalados, só este valor supera em mais que o triplo da capacidade instalada até 2010. Com isso, a energia fotovoltaica foi a que teve um maior crescimento de capacidade instalada entre as renováveis (IRENA, 2021; IEA^a, 2021).

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, utilizando uma solução eletroquímica para gerar uma diferença potencial entre dois eletrodos, quando o dispositivo era submetido à luz. Os primeiros módulos solares foram desenvolvidos por Charles Fritts nos anos 1880 e instalados em um telhado na cidade de Nova Iorque, porém somente a partir de 1940, através dos trabalhos de Russel Ohl, os módulos de junções p-n de silício se tornaram viáveis para aplicações práticas. A partir da década de 1950 foram obtidas eficiências de conversão acima de 5%, através de pesquisas que objetivavam a comunicação via satélite (BECQUEREL, 1839; FRITTS, 1883; OHL, 1948; ZILLES *et al.*, 2012).

Para utilizar o efeito fotovoltaico para produzir eletricidade a partir do Sol, utilizam-se os módulos fotovoltaicos. Os módulos são definidos como uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (NBR 10899, 2013; PINHO e GALDINO, 2014). As camadas constituintes de um módulo fotovoltaico estão exemplificadas na figura 2.4.

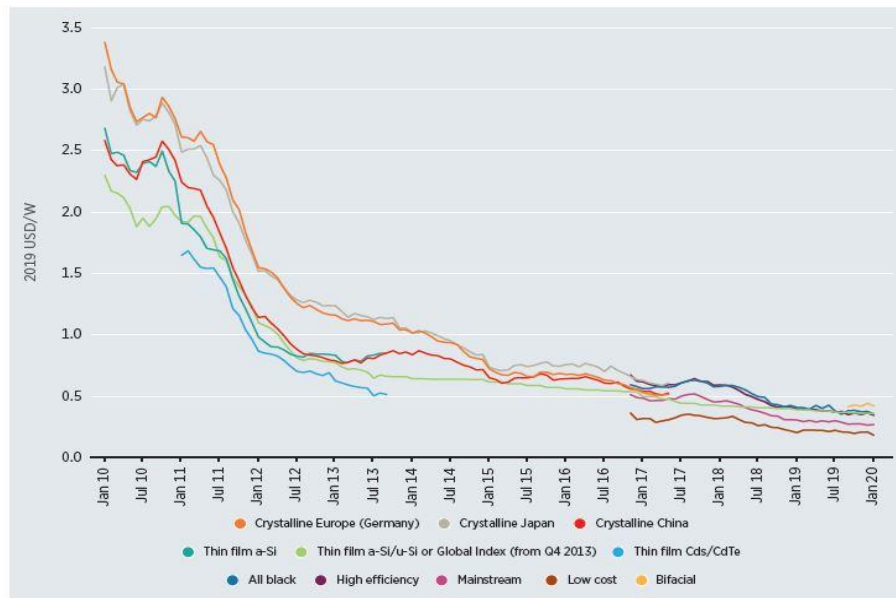
Figura 2.4 – Vista explodida de um módulo fotovoltaico



Fonte: ENERGÊS (2021).

Com o desenvolvimento de módulos cada vez mais potentes e com custos associados cada vez menores (figura 2.5), a energia solar fotovoltaica vêm se destacando entre as renováveis, conforme observado no aumento acelerado da capacidade instalada. Esta combinação de fatores resultou na popularização da tecnologia, aumentando conseqüentemente a confiabilidade junto ao consumidor final.

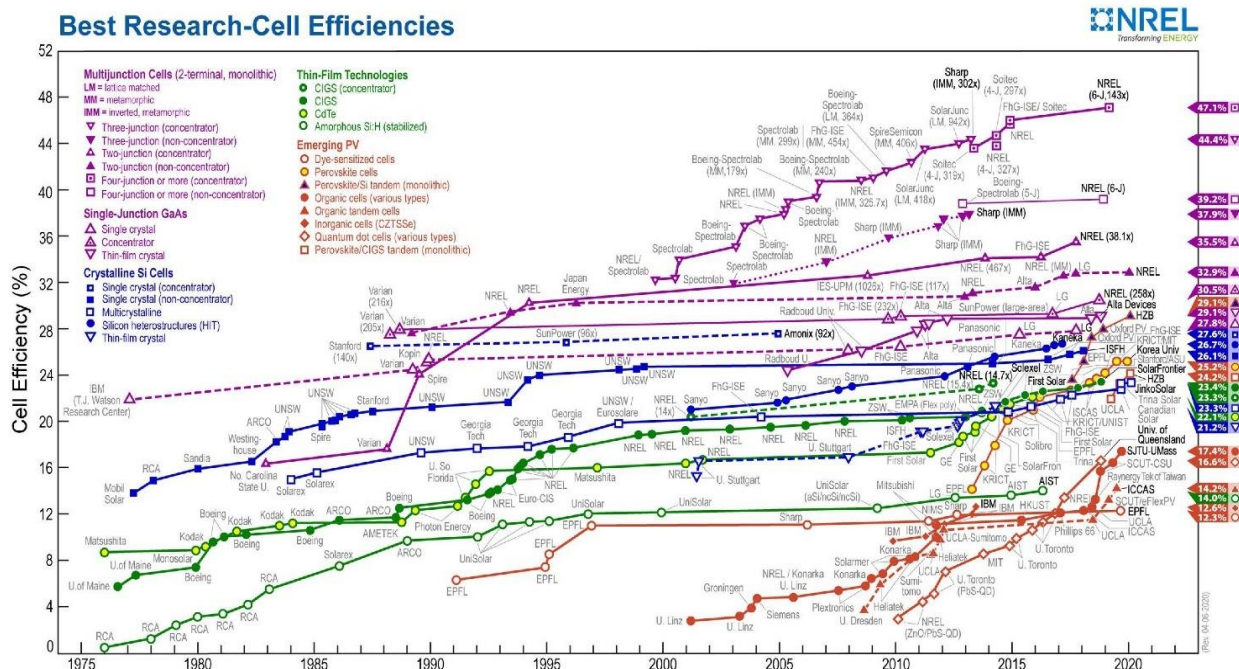
Figura 2.5 – Preços médios dos módulos fotovoltaicos comercializados na Europa para diferentes tecnologias



Fonte: IRENA (2021).

As fontes renováveis alcançaram o relevante percentual de 29% da geração global de eletricidade em 2020 (IEA^a, 2021). Para 2021 é estimado que a capacidade instalada de PV cresça 8% em relação ao ano anterior. Desde 2015 as adições anuais de capacidade solar fotovoltaica mais do que duplicaram, partindo de 2015 onde foram adicionados 49,3 GW, atingindo aproximadamente 127 GW em 2020 (IEA^b, 2021; IRENA, 2021). Em seu relatório de 2020, a IEA estima que a expansão da energia solar será de 720 GW entre 2019 e 2024 (IEA, 2020). Grande parte deste crescimento está associado ao desenvolvimento acelerado de novas células fotovoltaicas, que aumentaram eficiência e reduziram o preço final dos módulos conforme ilustrado nas figuras 2.5 e 2.6 (IRENA, 2021; NREL, 2021).

Figura 2.6 – Aumento da eficiência de células fotovoltaicas



Fonte: NREL (2021)

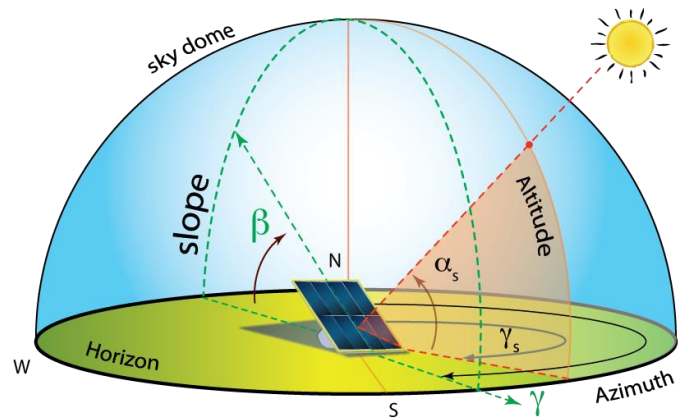
A expansão da tecnologia estimulou o estudo de fatores que influenciam a produção dos módulos, principalmente em aplicações de campo. Entre estes fatores, destacam-se a orientação em relação ao Sol, o ângulo de inclinação e a sujidade.

Em vista da dificuldade de se aumentar a produtividade dos módulos fotovoltaicos de forma economicamente viável, pesquisas sobre fatores que influenciam a produtividade destes módulos em campo passaram a receber uma maior atenção. Entre estes fatores, destaca-se a sujidade.

2.3 A Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos e a Sujidade

A quantidade de radiação solar recebida por um módulo solar é função da radiação direta e difusa do local, da fração do albedo e do ângulo de inclinação do módulo (ABDRREZEK & FATHI, 2017; CHINCHILLA *et al.*, 2021). A orientação ideal em relação ao Sol é o norte geográfico para instalações no hemisfério sul, e o sul geográfico para instalações no hemisfério norte. A figura 2.7 apresenta os ângulos que devem ser considerados durante a instalação de módulos fotovoltaicos.

Figura 2.7 – Ângulo de inclinação para módulos fotovoltaicos



Fonte: Portal Energia (2018).

- Altura ou Elevação Solar (α_s): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador).
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): também chamado azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo, por convenção, positivo ao Leste e negativo à Oeste.
- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece às mesmas convenções do azimute solar.
- Inclinação da superfície de captação ou inclinação do coletor (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [$0-90^\circ$].
- Ângulo de incidência da radiação direta (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

Em alguns casos, o ângulo de inclinação dos módulos pode ser alterado devido à influência da sujidade. Em locais próximos ao Equador, por exemplo, onde a inclinação ótima é inferior a 10° , as perdas pelo efeito da sujidade são maiores que os ganhos energéticos obtidos pela angulação recomendada. Assim, para estes casos, o ângulo recomendado mínimo é o de 10° (PINHO e GALDINO, 2014; LIU *et al.* 2020).

O efeito da sujidade pode ser definido como a acumulação de material na superfície dos módulos fotovoltaicos. A sujidade afeta principalmente a quantidade de irradiância que chega as

células fotovoltaicas, atuando como uma barreira física para os raios solares, reduzindo assim a produtividade do módulo (SMETAD *et al.*, 2020, YADAV *et al.*, 2021).

A redução da irradiância depende do tipo de sujeidade que se acumula no módulo e do ambiente em que está instalado, como demonstrado na figura 2.8. Os tipos de sujeidade mais comuns são: dejetos de animais, poeira e pólen (SAYYAH *et al.*, 2014). A acumulação destes materiais pode favorecer o crescimento de fungos, que podem reduzir a vida útil do módulo (MILLER & JACKSON, 2009; SAYYAH *et al.*, 2014; LIU *et al.*, 2021). A microbiologia dos contaminantes que se acumulam nos módulos foi estudada por Shirakawa *et al.* (2012). Este trabalho demonstrou a colonização de biofilmes microbianos que se acumularam na superfície dos módulos fotovoltaicos instalados no IEE-USP, bem como os seus efeitos sobre o funcionamento dos módulos.

Figura 2.8 – Tipos de contaminantes em módulos fotovoltaicos (A) Poeira, (B) Dejetos de animais e (C) algas e líquens



Fonte: Adaptado de ILSE *et al.* (2019).

A sujeidade é um tema bastante relevante, prova disso são os diversos estudos que existem na comunidade científica. A deposição da sujeidade é influenciada por muitos fatores específicos para o local estudado, sendo, portanto, não recomendada a transposição de resultados de uma região para outra, mesmo que estas sejam regiões sejam similares em diversos fatores. O que promove a necessidade de um estudo específico para cada região. O NREL (*National Renewable Energy Laboratory-USA*) elaborou um mapa que demonstra os efeitos sujeidade em módulos fotovoltaicos, instalados em campo em mais de 124 localidades espalhadas pelos Estados Unidos (DECEGLIE *et al.* 2018; NREL, 2021). De posse destes dados, pesquisadores e instaladores podem ter uma visão dos efeitos da sujeidade em determinada localidade, e então definir quais as estratégias de mitigação de perdas que podem ser adotadas no projeto dos sistemas fotovoltaicos.

A taxa de deposição de sujidade é reduzida à medida que o seu ângulo de inclinação aumenta de 0 para 90°. Este fenómeno é explicado pela ação da gravidade, onde as partículas de maior diâmetro se deslocam para as partes inferiores podendo até sair da superfície do módulo, à medida que o ângulo de inclinação aumenta (KLUGMANN-RADZIEMSKA, 2015; ABDEEN *et al.*, 2017; CHINCHILLA *et al.*, 2021). Esta variação do ângulo tem forte influência na limpeza dos módulos por fatores naturais como a chuva e o vento, em 0° a limpeza pela chuva é minimizada, e em 90° esta é maximizada.

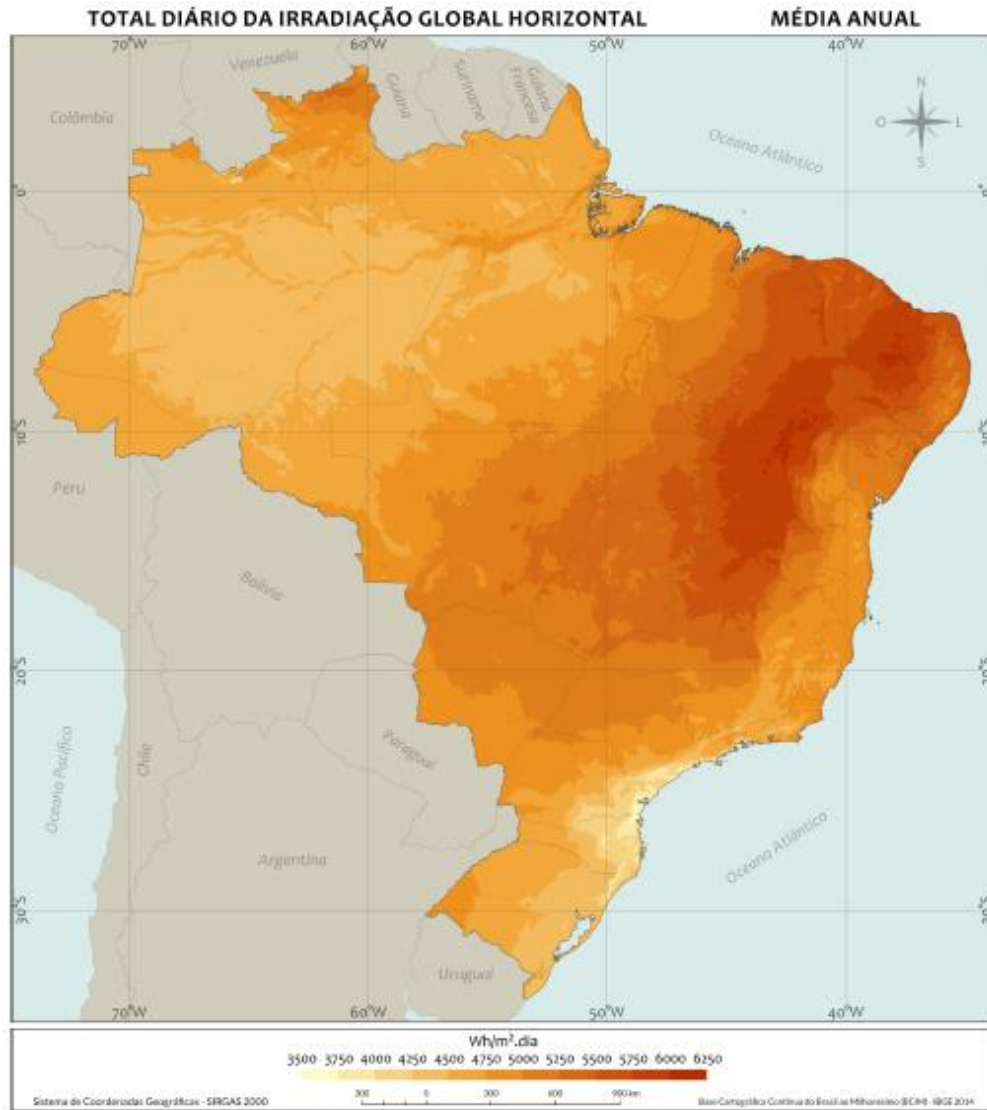
As perdas econômicas anuais associadas a sujidade foram estimadas globalmente no trabalho de Ilse *et al.* (2019) como sendo entre 3 e 4%. Neste mesmo trabalho, os pesquisadores estimaram que as perdas financeiras globais devido a sujidade ficaram entre 3-5 bilhões de euros em 2018, utilizando como tarifa o valor de 0,03 €/kWh. Segundo as projeções dos autores, as perdas globais poderiam atingir valores entre 4-7% da produção global de energia elétrica, o que provocaria perdas entre 4-7 bilhões de euros até 2023. Portanto, medidas de mitigação do acúmulo de sujidade são fundamentais para evitar perdas de produtividade e também perdas financeiras.

A vantagem da limpeza dos módulos é a reversão das perdas ocasionadas pelo efeito da sujidade. Dependendo do objetivo e tamanho da aplicação, pode se tornar viável a implementação de rotinas de limpeza em intervalos regulares. Ainda, tais rotinas de limpeza podem ser realizadas manualmente, de forma mecanizada e através de dispositivos de irrigação adaptados. Neste contexto, o trabalho de Rezende (2018) recomenda a limpeza dos módulos utilizando um pano de tecido macio e água, sem a utilização de produtos químicos ou sabões. Ainda, recomenda que o horário mais propício à limpeza dos módulos é no início da manhã ou ao final da tarde, visto que nestes horários os módulos fotovoltaicos estão frios e sua produção não é significativa.

2.4 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

O Brasil tem um potencial enorme para aproveitamento deste recurso, pois boa parte de sua extensão territorial se localiza principalmente na região intertropical, recebendo assim uma abundante irradiação anualmente. O mapa de irradiação média diária do Brasil apresenta valores de irradiação elevados variando de 3.500 a 6.250 Wh.m⁻² (Figura 2.9). Até o final do primeiro semestre de 2021, a energia solar representava apenas 1,7% da oferta energética brasileira (BEN, 2021).

Figura 2.9 – Total diário da irradiação global horizontal – Média Anual

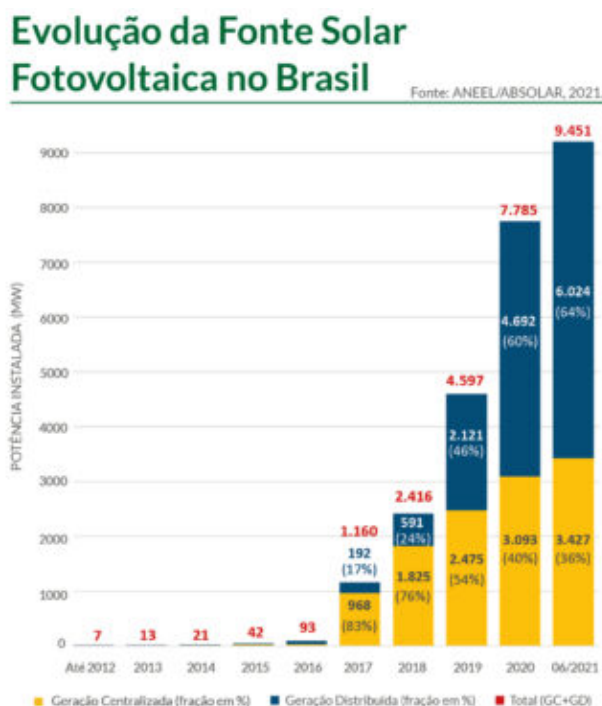


Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar ed. 2 – 2017.

O cenário para a geração fotovoltaica no Brasil recebeu um grande incentivo com a implementação da Resolução 482 (REN 482) em 2012 e da Resolução 685 (REN 685) em 2015 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Estas resoluções instituíram as condições gerais de acesso à micro e minigeração distribuída, bem como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Estas resoluções permitiram que os consumidores instalassem pequenos geradores (tais como geradores fotovoltaicos, aerogeradores, entre outras fontes renováveis) na sua unidade consumidora, compensando a energia gerada no valor da sua conta de eletricidade (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) demonstra que a instalação de sistemas fotovoltaicos teve um crescimento expressivo a partir de 2012. Neste mesmo ano o Brasil apresentava apenas 0,4 megawatts (MW) de potência acumulada (sendo a soma da geração distribuída com a centralizada). Em julho de 2021 foi atingido o valor expressivo de 9.451 MW ou 9,451 gigawatt (GW) de potência acumulada, como demonstrado na figura 2.10 (ABSOLAR, 2021).

Figura 2.10 – Evolução da Fonte Fotovoltaica no Brasil

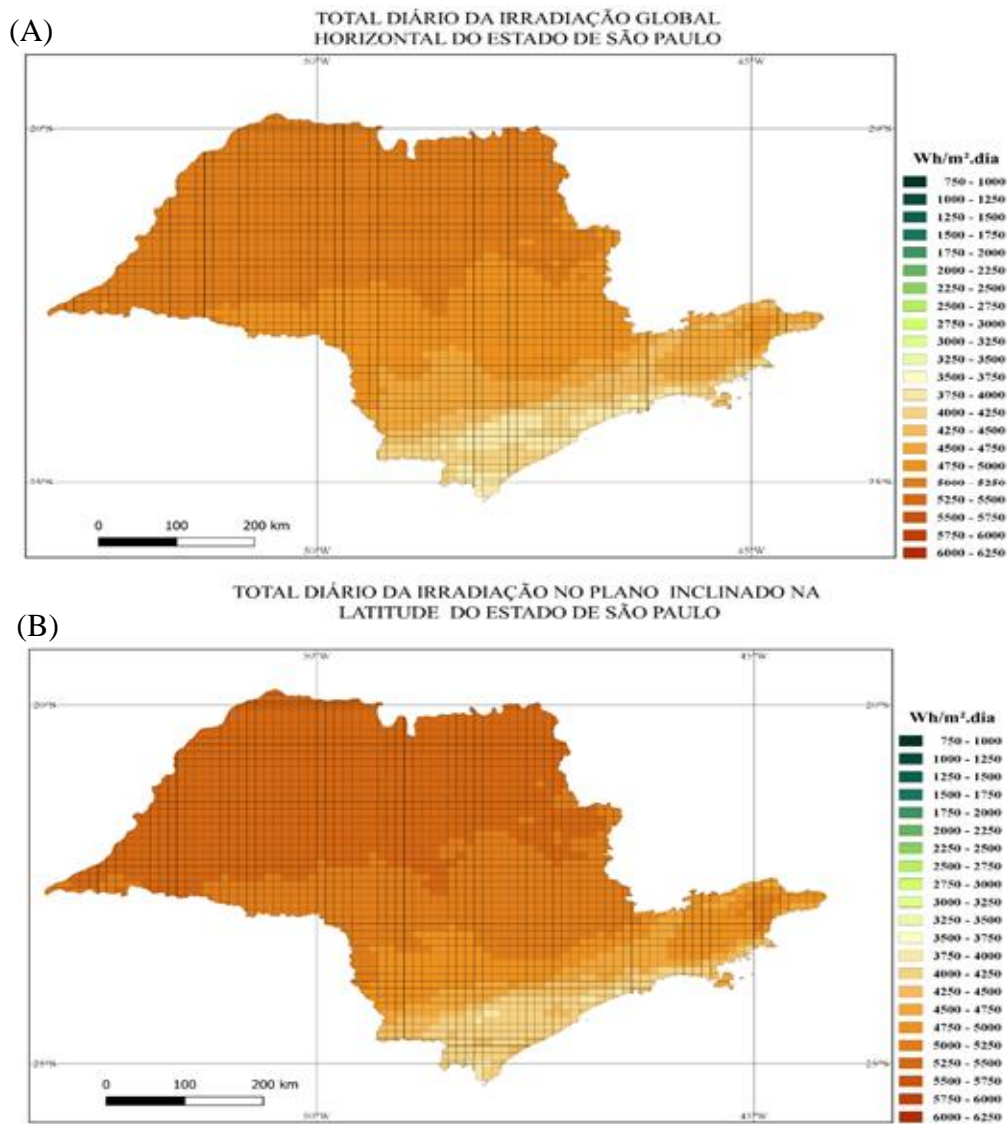


Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2021).

Diversas questões acerca dos fatores que podem interferir no desempenho dos sistemas fotovoltaicos, bem como o que poderia ser feito para minimizar essas perdas, passaram a receber uma maior atenção a partir do crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil. Um dos fatores de maior importância e de controle relativamente simples é o ângulo de inclinação dos módulos.

No presente trabalho o foco foi o estado de São Paulo, portanto a figura 2.9 foi modificada pelo autor para demonstrar somente o estado de interesse, gerando a figura 2.11^(A). Para demonstrar a influência da inclinação na captação de irradiação, os valores observados na figura 2.11^(A) foram recalculados utilizando como ângulo de inclinação a latitude do local, o resultado pode ser observado na figura 2.11^(B) (ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2017).

Figura 2.11 – Total diário da Irradiação (A) global horizontal e (B) inclinada na latitude para o estado de São Paulo



Fonte: Adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar ed. 2 (2017).

O estado de SP é o segundo em potência fotovoltaica instalada, com o total acumulado de 754,2 MW, que corresponde à 12,5% do total instalado no Brasil (ABSOLAR, 2021). O ano de 2019 foi particularmente positivo para o setor no estado, pois a potência de geração centralizada de energia solar fotovoltaica praticamente dobrou em relação ao ano anterior, saltando de 151 MW para 301 MW, segundo a Coordenadoria de Energias Elétrica e Renováveis (CEER) da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente (CEER, 2019).

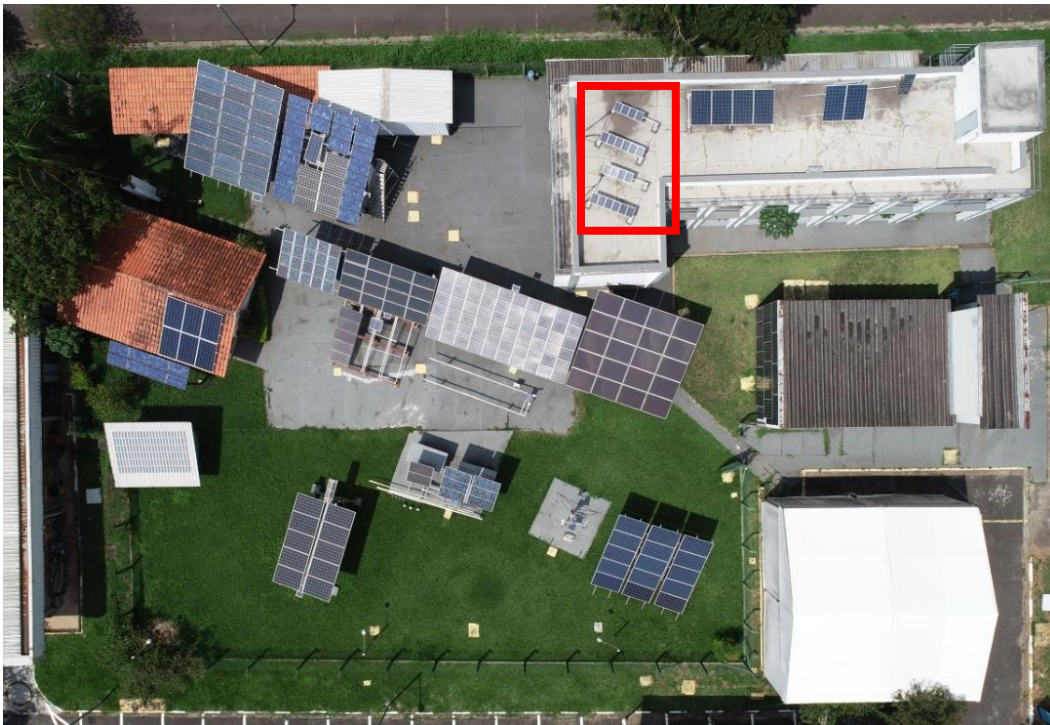
A maior parte dos sistemas fotovoltaicos residenciais estão instalados em ambientes urbanos. Estes locais possuem fontes de sujidade bem específicas e podem variar conforme o fluxo de automóveis, bem como outros fatores pontuais, como a realização de obras perto dos sistemas. Portanto, o conhecimento dos efeitos da sujidade em sistemas fotovoltaicos instalados em ambiente urbano é relevante e ainda carece de estudos.

3 Materiais e Métodos

A análise da influência do ângulo de inclinação na deposição de sujeira em geradores fotovoltaicos instalados em ambiente urbano foi realizada na Universidade de São Paulo (USP), no campus da capital, localizado no Butantã, no terraço do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEE) (-23.559148 S e -46.735124 W).

Para a realização do estudo foram instalados 20 módulos fotovoltaicos, como detalhado na figura 3.1. Cada módulo possui potência de 20 watts, modelo KM(P)20 do fabricante Komaes Solar, sendo importante ressaltar que todos são provenientes do mesmo lote. A ficha técnica dos módulos é apresentada no Anexo 1.

Figura 3.1 – Vista aérea do terraço do LSF com os módulos posicionados destacado pelo retângulo vermelho



Fonte: banco de imagens do autor.

Os módulos foram instalados orientados para o norte geográfico e nos seguintes ângulos de inclinação: 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 e 45°. O processo de montagem, calibração e coleta de dados foram divididos nos seguintes passos para facilitar a compreensão do leitor: a exposição dos módulos à luz solar natural; a implementação da infraestrutura necessária; o desenvolvimento e implantação da estrutura de sustentação dos módulos; calibração dos módulos; posicionamento

dos módulos para calibração; procedimento de calibração; ajuste dos módulos ao ângulo de inclinação definido para o projeto; coleta e armazenamento de dados, obtenção de valores de pluviosidade do IAG-USP e cálculo de incertezas.

3.1 A exposição dos módulos à luz solar natural

Os módulos foram expostos à radiação solar logo antes do início do experimento, de modo a promover o efeito de degradação induzida pela luz (LID), como pode ser observado na figura 3.2. Este efeito, que normalmente ocorre em módulos novos, causa uma perda de eficiência significativa nas primeiras horas de sua vida produtiva. A irradiação que atingiu o módulo foi monitorada usando um piranômetro instalado no mesmo ângulo que os módulos, até que atingisse valor igual ou superior a 60 kWh.m^{-2} (FOKUHL *et. al*, 2019). Após este processo, os módulos puderam então ser utilizados no projeto sem que esta degradação interferisse nos dados coletados.

Figura 3.2 – Módulos fotovoltaicos expostos à radiação solar



Fonte: banco de imagens do autor.

3.2 A implementação da infraestrutura necessária ao projeto

Para a realização do experimento foi necessária a construção de uma estrutura de suporte para os módulos, além da instalação de eletrodutos, para a proteção dos cabos que conectam os módulos ao equipamento de registro e armazenamento de dados. A infraestrutura necessária é demonstrada na figura 3.3 e os próximos itens detalham a implementação desta infraestrutura.

Figura 3.3 – Infraestrutura implementada para o projeto



Fonte: banco de imagens do autor.

3.3 O projeto e implementação da estrutura de sustentação dos módulos

A estrutura de suporte dos módulos foi projetada utilizando a versão estudantil do *SolidWorks*[®] (DASSAULT SYSTEMS Corporation, 2016) e o projeto é apresentada no Apêndice 1. A estrutura foi construída nas instalações do IEE e consiste em barras de ferro que foram posteriormente pintadas e posicionadas no terraço do LSF, como pode ser observado na figura 3.4.

Figura 3.4 – Suporte dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: banco de imagens do autor.

Nas extremidades dos suportes foram fixados blocos de concreto para garantir que não ocorressem deslocamentos devido a rajadas de vento incidentes no local, dado que a movimentação da estrutura poderia mudar a orientação desta em relação ao norte geográfico. Tal deslocamento poderia prejudicar a coleta de dados, visto que a captação de irradiância incidente poderia ser afetada. Assim, parafusos chumbadores (tipo Parabolt) foram utilizados para unir a estrutura ao bloco de concreto (Figura 3.5).

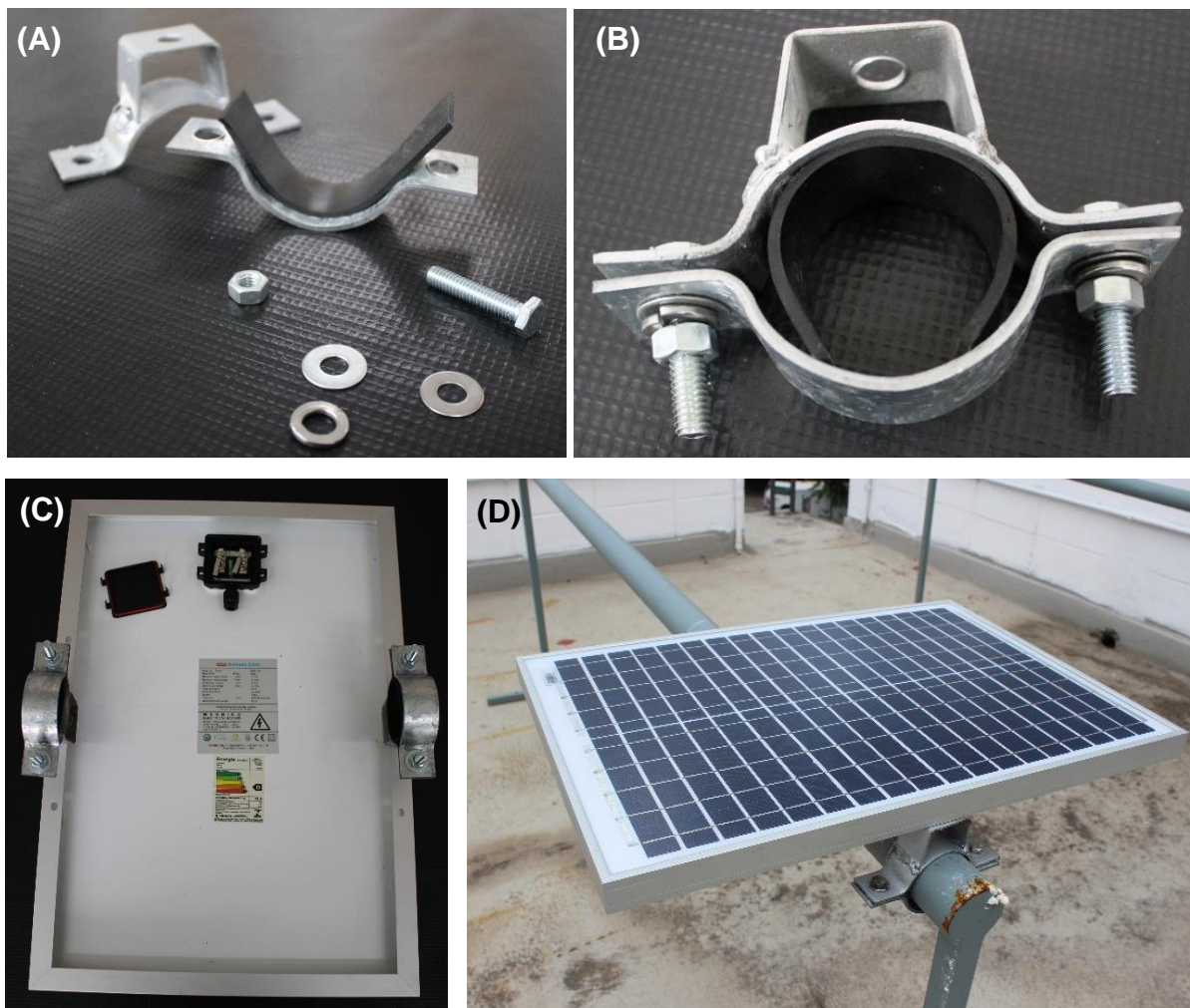
Figura 3.5 – Parafuso chumbador tipo Parabolt e o bloco de concreto fixo à estrutura de suporte



Fonte: banco de imagens do autor.

Para fixar os módulos aos conectores, dois buracos foram feitos na traseira (*backframe*) dos módulos. No *backframe* foi fixado o conector com o auxílio de porcas, parafusos e uma arruela de pressão (Figura 3.6^(A)). Para aumentar o aperto entre a estrutura e o suporte dos módulos, foi utilizado um tapete de borracha previamente cortado (Figura 3.6^(B)). O conector foi fixado no *backframe* do módulo, como demonstrado na figura 3.6^(C) e depois este conjunto foi fixado no suporte (Figura 3.6^(D)).

Figura 3.6 – Passos da montagem do módulo à estrutura, (A) peças do conector, (B) conector montado, (C) conector montado ao módulo e (D) módulo fixado a estrutura de suporte



Fonte: banco de imagens do autor.

Antecedendo o início das medições, uma infraestrutura de proteção dos cabos de dados foi instalada, os quais foram responsáveis pela conexão do sistema de coleta de dados aos módulos. A infraestrutura contou com 5 peças de eletrodutos de aço Elecon, galvanizados a fogo com 50 mm (2") de largura e 3 metros de comprimento (Catálogo Elecon, pag. 6). Estes eletrodutos foram fixados à parede do terraço do LSF, como ilustrado na figura 3.7.

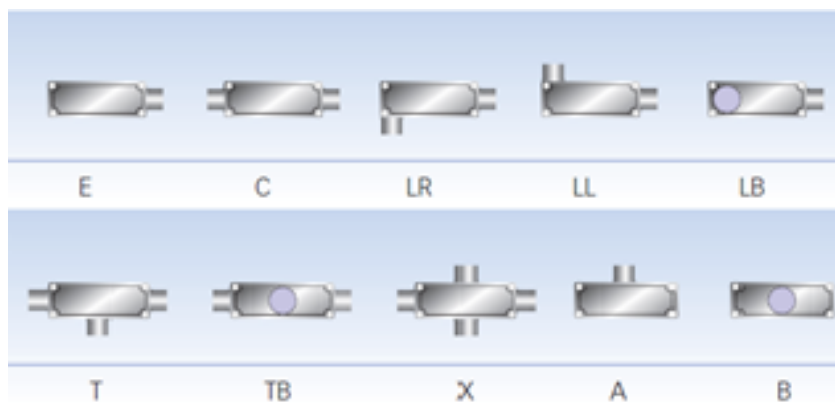
Figura 3.7 – Eletrodutos instalados no terraço destacados pela seta vermelha



Fonte: banco de imagens do autor.

Para fazer as conexões entre os eletrodutos foram utilizados condutes da marca Daisa modelo DIIT com 50 mm ou 2 polegadas (2"). Estes condutes possuem diversos formatos como ilustrado na figura 3.8. Na infraestrutura do LSF foram utilizadas 3 unidades do tipo T, 6 do tipo LB, 1 do tipo LR e 2 curvas com 50 mm (2") de largura.

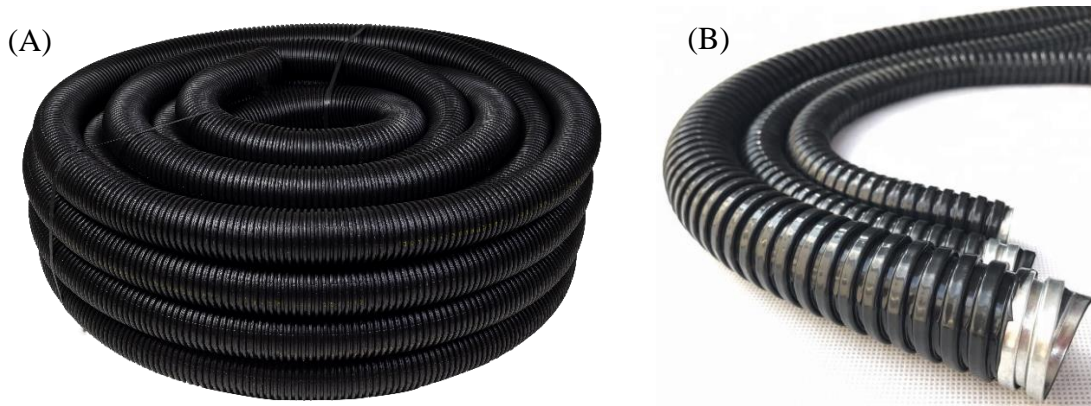
Figura 3.8 – Tipos de condutes



Fonte: Catálogo da Daisa (2014).

Além de os cabos de conexão passarem por eletrodutos rígidos fixados na parede até conexão por condutes, estes seguem protegidos com os eletrodutos flexíveis que levam os cabos do condutes até os módulos fotovoltaicos (Figura 3.7). Os eletrodutos flexíveis utilizados foram os corrugados com proteção ultravioleta (UV) de 25 mm (1") de diâmetro e de alma de aço 12,5 mm (1/2"), como apresentado na figura 3.9. O aterramento dos módulos foi feito por um cabo comum a todos os módulos, conectado ao eletroduto rígido que havia sido previamente conectado ao aterramento pré-existente no LSF.

Figura 3.9 – Eletrodutos flexíveis (A) corrugado de PVC e (B) de alma de aço



Fonte: Fischer eletrodutos (2020) e Catálogos FG (2020).

As conexões foram feitas utilizando cabos blindados Mancini 22 AWG de 2 vias. As ligações entre os cabos que ficaram expostos às intempéries foram recobertas com fita auto fusão (Figura 3.10), para evitar umidade no interior dos conduítes flexíveis.

Figura 3.10 – Cabo da Mancini modelo 2x22 AWG BT e a fita de auto fusão



Fonte: Catálogo Mancini (2020) e Catálogo 3M (2020).

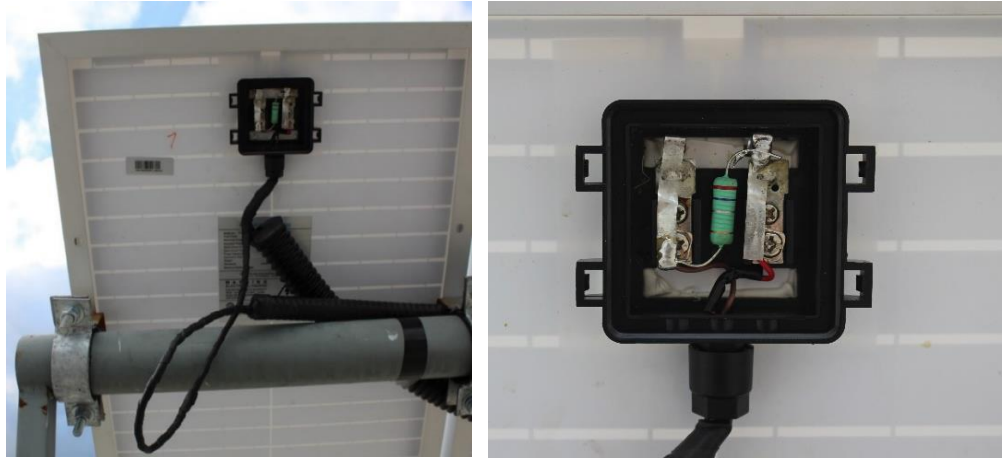
3.4 Calibração dos módulos

A calibração ocorreu no dia 07 de junho de 2019 entre 10:50 até as 13:40 hs. Neste intervalo de tempo o ângulo de inclinação recomendado para a máxima captação de irradiância foi de 45°.

3.4.1 Posicionamento dos módulos para calibração

Os módulos foram fixos voltados para o norte geográfico, com seus polos interligados utilizando uma resistência convencional de $0,27\Omega$ (Figura 3.11), cujas características técnicas são apresentadas na tabela 1. A correção por temperatura foi calculada utilizando a equação 1.

Figura 3.11 – Módulos com seus polos interligados.



Fonte: banco de imagens do autor.

Tabela 1 – Característica técnica do resistor.

Resistência	0,27 Ω
Tolerância	± 5%
Dissipação Máxima	5 W
Encapsulamento	Axial
Material da resistência	Fio
Coefficiente de temperatura	0,004 por °C
Fabricante	Fefenchua

$$R = R_0(1 + \alpha \Delta t) \quad \text{eq. (1)}$$

$$R = 0,27(1 + 0,004(37,7))$$

$$R = 0,311\Omega$$

R_0 = Resistência inicial

α = Coeficiente de temperatura

Δt = Variação de temperatura, para este valor foi utilizado a maior temperatura encontrada no período de coleta de dados, este valor foi de 37,7°C, registrada no dia 2 de outubro de 2020 (IAG, 2021).

Após interligação dos polos, os módulos passaram a operar próximo à corrente de curto-circuito. Nos pontos próximos à corrente de curto-circuito a curva característica se comporta de forma linear, como demonstrado na figura 3.12, gráfico da corrente em relação a tensão ($I \times V$). A tensão na qual o módulo operou foi calculada utilizando a equação 2, onde o valor obtido foi representado no gráfico sob a forma de uma linha tracejada vermelha.

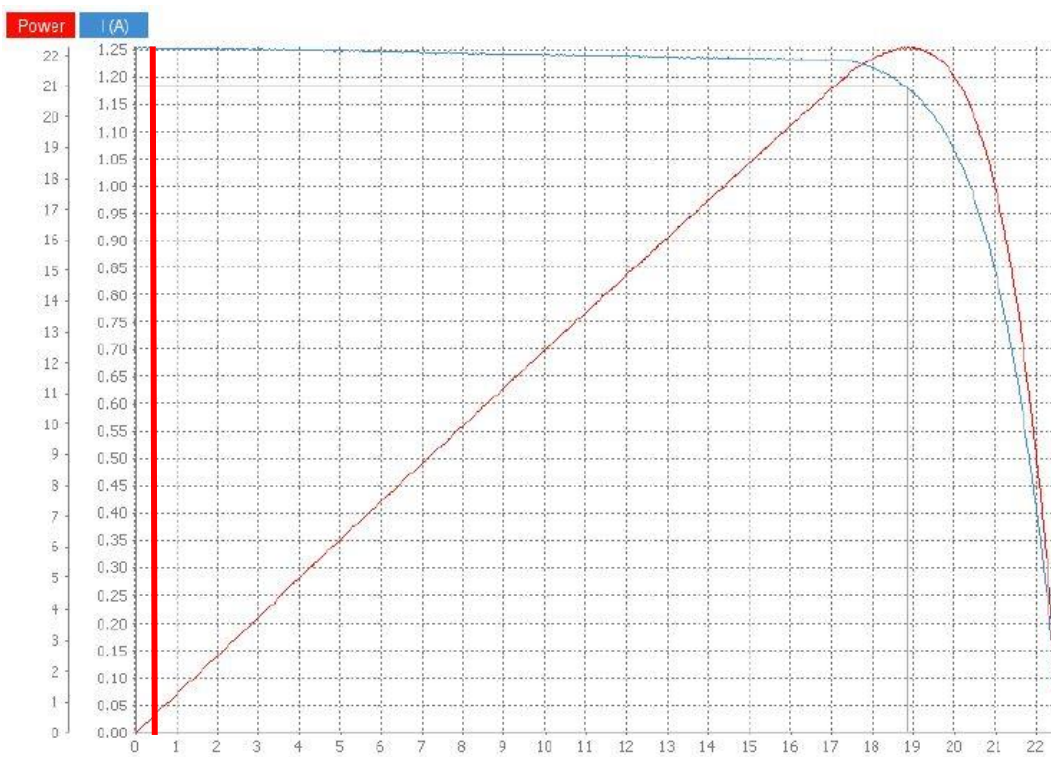
$$V = R \cdot I$$

$$V = 0,311\Omega \cdot 1,25A$$

$$V = 0,389 \text{ Volts}$$

eq. (2)

Figura 3.12 – Curva característica de corrente x tensão do módulo KM(P)20



Fonte: Datasheet do módulo.

A potência dissipada sobre o resistor foi calculada para verificar se este valor não seria superior à potência de dissipação máxima do resistor (5 W). O valor obtido foi de 0,486 W, conforme equação 3 demonstra.

$$P = \frac{V^2}{R} = \frac{(0,389)^2}{0,311} = 0,486 \text{ W} \quad \text{eq. (3)}$$

O *datalogger* utilizado na calibração foi da fabricante Keysight (modelo DAQ970A) com duas placas de aquisição de dados (modelo DAQM900A). No total, 21 canais para captação de dados foram utilizados. Na primeira placa foram utilizados 10 canais para os módulos numerados de 1 a 10, na segunda placa foram utilizados 11 canais, 10 para os módulos numerados de 11 a 20 e no canal 21 foi conectado ao piranômetro. A escala utilizada para todos os canais foi a de 1 V, medição para corrente contínua (c.c.), para qual a incerteza de medição do conjunto *datalogger* e placas de aquisição foi de $\pm 0,32\%$. A Figura 3.13 demonstra o *datalogger* e as placas de aquisição de dados.

Figura 3.13 – *Datalogger* da marca Keysight modelo DAQ970A e as placas de aquisição de dados



Fonte: banco de imagens do autor.

A calibração foi realizada conforme a referência *International Electrotechnical Commission* (Comissão Eletrotécnica Internacional) IEC 60904-2, denominada *calibration of working solar reference against a secondary solar reference device* (calibração de referência solar de trabalho contra um dispositivo de referência solar secundário). Ainda, um piranômetro foi utilizado como dispositivo de referência secundária (modelo MS-80, da fabricante Eko número de série S16002014), apresentado na figura 3.14. O equipamento possui sensibilidade de $10,8\mu\text{V/W.m}^{-2}$ (EKO, 2019) e sua ficha técnica e certificado de calibração são apresentados no Anexo 2 e 3, respectivamente.

Figura 3.14 – Piranômetro MS-80



Fonte: Ficha técnica EKO MS-80.

3.4.2 Procedimento de Calibração

O conjunto piranômetro e módulos foram ajustados para garantir a maior quantidade possível de irradiância (Figura 3.15). O dia escolhido para calibração foi um dia sem nuvens, pois elas podem sombrear a superfície dos módulos, interferindo na calibração. Assim, a calibração foi realizada no dia 06 de junho de 2019, um dia de inverno no hemisfério sul, com leituras coletadas

entre 10:50 e 13:40 hs. Para este dia específico, a maior captação de irradiância para o conjunto ocorreu em 45°. O cálculo para chegar a este valor é demonstrado por meio da equação 4 (declinação solar) e da equação 5 (ângulo de incidência da radiação solar).

Figura 3.15 – Módulos posicionados para a calibração em conjunto com o piranômetro.



Fonte: banco de imagens do autor.

$$\begin{aligned} \delta &= 23,45 \operatorname{Sen} \left(360 \frac{284 + dn}{365} \right) \\ \delta &= 23,45 \operatorname{Sen} \left(360 \frac{284 + 162}{365} \right) \\ \delta &= 23,09^\circ \end{aligned} \quad \text{eq. (4)}$$

Obs. A equação é realizado em radianos.

dn =dia médio do mês; a tabela 2 exhibe os valores do dia médio para todos os meses do ano para latitudes menores que $\pm 65^\circ$.

Tabela 2 – dia médios recomendados para latitudes menores que $\pm 65^\circ$. Fonte: Klein (1977)

Mês	Dia do ano	Data
Janeiro	17	17 de Janeiro
Fevereiro	47	16 de Fevereiro
Março	75	16 de Março
Abril	105	15 de Abril
Maio	135	15 de Maio
Junho	162	11 de Junho
Julho	198	17 de Julho
Agosto	228	16 de Agosto
Setembro	258	15 de Setembro
Outubro	288	15 de Outubro
Novembro	318	14 de Novembro
Dezembro	344	10 de Dezembro

Com o valor da equação 4, substituímos na equação 5, ângulo de incidência da radiação solar. Considerando o meio-dia solar para o hemisfério sul. Desta forma, o ângulo em que a irradiância é maximizada foi determinado como 43,55°. A partir deste resultado o ângulo escolhido foi de 45°.

$$\begin{aligned}\theta &= -\phi + \delta - \beta \\ \beta &= -\phi + \delta - \theta \\ \beta &= -(-23,55^\circ) + 23,09^\circ - 90^\circ \\ \beta &= -43,55^\circ\end{aligned}\quad \text{eq. (5)}$$

θ = Ângulo de incidência da radiação direta,
 ϕ = Latitude do local,
 δ = declinação solar,
 β = inclinação do módulo solar.

A tabela 3 apresenta os valores de calibração obtidos ao seguir a norma IEC 60904-2. Os valores de calibração são únicos para cada um dos 20 módulos, devido a diferenças construtivas entre os módulos e pequenas diferenças construtivas entre os resistores utilizados. O valor de calibração representa um valor em microvolts (μV), medido pelo *datalogger* quando a superfície do módulo recebe um valor de irradiância igual a $1 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, cujos valores são apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Valores de calibração utilizando a IEC 60904-2

Identificação	Constante de calibração ($\mu\text{V}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
Módulo 1	343,70
Módulo 2	332,42
Módulo 3	330,99
Módulo 4	336,63
Módulo 5	332,53
Módulo 6	333,40
Módulo 7	336,86
Módulo 8	337,43
Módulo 9	338,01
Módulo 10	341,05
Módulo 11	336,31
Módulo 12	321,42
Módulo 13	335,63
Módulo 14	337,27
Módulo 15	333,32
Módulo 16	333,46
Módulo 17	345,68
Módulo 18	338,47
Módulo 19	339,50
Módulo 20	332,71

3.5 Ajuste ao ângulo de inclinação definido para o projeto e estratégia de limpeza

Os módulos foram instalados em pares, cada par foi ajustado aos seguintes ângulos de inclinação: 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 e 45°. Os módulos foram ajustados utilizando um aplicativo de celular, o *Clinometer* versão 2.4 e os seus valores foram conferidos utilizando um inclinômetro analógico. Os módulos foram montados voltados ao norte geográfico (Figura 3.16).

Figura 3.16 – Módulos calibrados e alocados nos ângulos definidos em projeto



Fonte: banco de imagens do autor.

Os módulos fotovoltaicos foram montados em pares, em que um deles foi limpo semanalmente (padrão limpo) e o outro foi mantido sujo (padrão sujo), de modo a determinar a influência do ângulo de inclinação na deposição da sujeira (Figura 3.17). A limpeza foi realizada apenas com um pano macio e água, sem uso de detergentes ou sabões. Durante a limpeza semanal, a inclinação dos módulos era aferida e ajustada.

Figura 3.17 – Módulos padrão Sujo x Limpo



Fonte: banco de imagens do autor.

3.6 Coleta e armazenamento de dados

A coleta de dados do experimento foi feita por um *datalogger* (modelo 34970A, Keysight), onde este possui capacidade de registrar até 50.000 leituras. Os dados coletados foram somente os obtidos para os 20 módulos, visto que o piranômetro foi utilizado somente na calibração. Os dados foram coletados durante os setes dias da semana, 24 horas por dia e com intervalo entre coletas de 1 minuto, o que totalizou 1440 registros diários para cada canal. Como foram utilizados 20 canais, o número total de leituras registradas diariamente foi de 28.800. Devido a grande quantidade de dados, foi necessário interligar um *desktop* ao *datalogger* para armazenar estes na memória do computador (Figura 3.18).

Figura 3.18 – Equipamento de coleta e armazenamento dos dados



Fonte: banco de imagens do autor.

A conexão do *datalogger* com o desktop foi feita através do *software Benchlink Datalogger 3*. Neste *software* foi inserido o fator para conversão das leituras de volts para watts por metro quadrado, calculado conforme a equação 6. Este valor, assim como a constante de calibração foi único para cada um dos módulos, como apresentado na tabela 4. Estes valores foram então inseridos no software, como destacado pelo retângulo vermelho na figura 3.19, onde então os valores de saída do *datalogger* foram em $\text{Watt}\cdot\text{m}^{-2}$.

$$I_{med} = V_{med} \left(\frac{1}{C_{cal}} \right) \quad \text{eq. (6)}$$

- I_{med} , Irradiância medida ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
- V_{med} , medição de tensão obtida em cada um dos módulos (V)
- C_{cal} , constante de calibração de cada um dos módulos ($\mu\text{V}\cdot\text{W}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$)

Tabela 4 – Valores das constantes de calibração e de ganho calculados utilizando a eq. (6)

Identificação	Constante de calibração ($\mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$)	Fator de Conversão ($\text{W} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{V}^{-1}$)
Módulo 1	343,70	2909,514
Módulo 2	332,42	3008,242
Módulo 3	330,99	3021,239
Módulo 4	336,63	2970,620
Módulo 5	332,53	3007,247
Módulo 6	333,40	2999,400
Módulo 7	336,86	2968,592
Módulo 8	337,43	2963,577
Módulo 9	338,01	2958,492
Módulo 10	341,05	2932,121
Módulo 11	336,31	2973,447
Módulo 12	321,42	3111,194
Módulo 13	335,63	2979,471
Módulo 14	337,27	2964,983
Módulo 15	333,32	3000,120
Módulo 16	333,46	2998,860
Módulo 17	345,68	2892,848
Módulo 18	338,47	2954,471
Módulo 19	339,50	2945,508
Módulo 20	332,71	3005,620

Figura 3.19 – Print da tela de configuração do Benchlink Datalogger 3

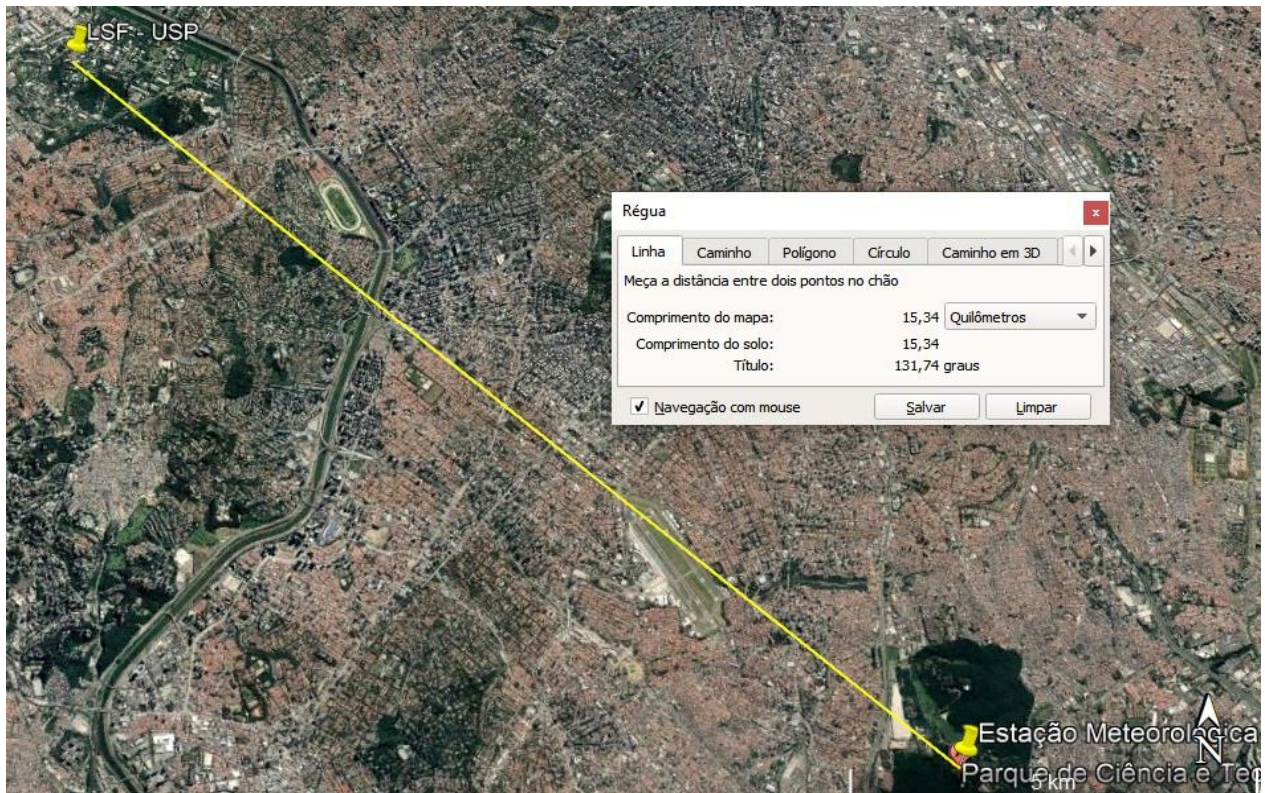
Channels	Enable Channel	Name	Function	Range	Res	More	Scale	Gain (M)	Offset(B)	Label	Test	Low	High	HWAlarm
101	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 1	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2909.514 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
102	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 2	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	3008.242 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
103	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 3	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	3021.239 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
104	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 4	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2970.620 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
105	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 5	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	3007.247 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
106	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 6	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2999.400 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
107	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 7	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2968.592 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
108	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 8	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2963.577 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
109	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 9	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2958.492 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
110	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 10	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2932.121 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
111	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 11	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2973.447 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
112	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 12	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	3111.194 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
113	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 13	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2979.471 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
114	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 14	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2964.983 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
115	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 15	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	3000.12 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
116	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 16	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2998.860 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
117	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 17	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2892.848 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
118	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 18	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2954.471 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
119	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 19	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	2945.508 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
120	<input checked="" type="checkbox"/>	Modulo 20	DC Voltage	+/- 1V	5.5	...	<input checked="" type="checkbox"/>	3005.620 0		WM2	Off 0	1	Alarm 1	...
121	<input type="checkbox"/>		DC Current	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1 0		ADC	Off 0	1	Alarm 1	...
122	<input type="checkbox"/>		DC Current	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1 0		ADC	Off 0	1	Alarm 1	...

Fonte: banco de imagens do autor.

3.7 Obtenção de valores de pluviosidade do IAG-USP

Os valores de pluviosidade foram obtidos da estação meteorológica do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo (IAG-USP). A estação localiza-se no Parque de Ciência e Tecnologia da USP, endereço Av. Miguel Stéfano, No.4200, bairro de Água Funda, cidade de São Paulo (-23.6512°S, -46.6224°W). A distância da estação meteorológica ao local do experimento foi estimada em 15,34 km utilizando o *Google Earth Pro*, como demonstrado na figura 3.20. Estes dados foram utilizados para identificar os dias em que houve ocorrência de chuva e sua quantidade, dado que esta seria a maior responsável pela limpeza dos módulos, principalmente daqueles que não foram limpos semanalmente.

Figura 3.20 – Imagem de satélite demonstrando a distância do LSF-IEE à estação meteorológica do IAG



Fonte: *GOOGLE EARTH PRO* (2020).

3.8 Cálculo de incertezas

A partir das incertezas relativas, $\pm 2\%$ do procedimento de calibração dos módulos e de $\pm 0,32\%$ do conjunto de aquisição de dados, tem-se para I_{med} , equação 6, a incerteza relativa

definida como a raiz quadrada da soma em quadratura das incertezas relativas, equação 7. Assim a incerteza relativa calculada para I_{med} foi de $\pm 2,03\%$.

$$\left(\frac{\sigma_{I_{med}}}{I_{med}}\right)^2 = \left(\frac{\sigma_{V_{med}}}{V_{med}}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{C_{cal}}}{C_{cal}}\right)^2 \quad \text{eq. (7)}$$

4. Resultados e Discussão

Os resultados obtidos foram apresentados em intervalos semestrais. Nas tabelas são apresentados os valores de irradiação, pluviosidade para cada um dos meses, e também a irradiação acumulada no semestre e o acumulado do período, para as mesmas variáveis. A análise semestral visa demonstrar a influência da chuva no experimento.

Os valores apresentados para a variável de ganho relativo (G.R.) com relação à horizontal (0°) no rótulo "Sujo", representam os valores utilizados como padrão, para cada semestre, o que justifica os valores apresentados nas tabelas (0,00%). Os ganhos dos demais ângulos foram calculados de forma relativa a este padrão. Os valores apresentados para os módulos, padrão sujo, representam os ganhos obtidos por inclinar os módulos acima de 0° . Para os módulos, padrão limpo, representam os ganhos obtidos por inclinar acima de 0° somando aos ganhos por realizar uma rotina de limpeza regular.

Nas tabelas é apresentado também o valor da "Diferença", o qual foi calculado para cada par de módulos alocados para cada ângulo. Este é o valor do padrão "Limpo" menos o padrão "Sujo" que permite isolar o efeito da sujidade. Finalmente, a variável "Chuva" demonstra os valores de precipitação mensal, o acumulado trimestral e do período analisado.

4.1 Primeiro semestre do experimento – julho a dezembro de 2019

Para o semestre, entre julho e dezembro de 2019, foi observado nos dados apresentados na tabela 5, que a captação da irradiação foi influenciada significativamente pela inclinação dos módulos. Os maiores valores foram observados nas inclinações entre 15 e 30°, com destaque para os módulos limpos, onde este valor foi ainda maior. Ainda, nos valores observados em julho, é possível notar que a diferença entre os padrões sujo e limpo é bem pequena, como este foi o primeiro mês de experimento o acúmulo de sujeira não influenciou significativamente a captação de irradiância.

Tabela 5 – Dados referentes ao semestre, julho a dezembro de 2019

Identificação	jul/19 (kWh.m ⁻²)	ago/19 (kWh.m ⁻²)	set/19 (kWh.m ⁻²)	out/19 (kWh.m ⁻²)	nov/19 (kWh.m ⁻²)	dez/19 (kWh.m ⁻²)	Acumulado (kWh.m ⁻²)	G.R. (%)	Diferença (%)
0° Sujo	113,19	104,67	92,12	159,36	145,04	157,35	771,73	0,00%	
0° Limpo	114,86	114,18	98,46	173,82	152,07	161,18	814,58	5,55%	5,55%
5° Sujo	122,28	112,88	95,43	162,77	147,72	156,87	797,94	3,40%	
5° Limpo	124,58	121,01	101,82	176,14	151,69	159,57	834,81	8,17%	4,78%
10° Sujo	133,18	125,26	102,40	173,02	148,21	155,30	837,37	8,51%	
10° Limpo	134,19	128,13	104,96	177,61	150,92	157,77	853,56	10,60%	2,10%
15° Sujo	142,81	131,97	105,15	173,61	145,53	152,03	851,10	10,28%	
15° Limpo	144,06	134,33	107,10	177,65	148,29	154,29	865,72	12,18%	1,89%
20° Sujo	150,86	136,28	105,85	171,59	141,84	147,29	853,70	10,62%	
20° Limpo	151,95	138,84	108,11	176,13	144,94	149,59	869,56	12,68%	2,05%
25° Sujo	156,84	140,20	107,35	171,61	139,12	143,06	858,18	11,20%	
25° Limpo	159,03	142,71	108,87	174,06	141,08	145,16	870,91	12,85%	1,65%
30° Sujo	165,11	144,25	107,68	168,23	135,34	138,58	859,20	11,33%	
30° Limpo	165,33	145,73	108,83	170,87	136,51	139,50	866,76	12,31%	0,98%
35° Sujo	169,47	145,86	106,88	164,02	129,05	131,31	846,59	9,70%	
35° Limpo	170,07	147,32	107,78	166,02	130,48	132,44	854,11	10,67%	0,97%
40° Sujo	172,13	145,69	104,37	156,50	121,10	122,38	822,18	6,54%	
40° Limpo	172,08	146,97	105,35	158,82	122,60	123,55	829,36	7,47%	0,93%
45° Sujo	176,14	146,15	102,05	150,98	115,52	116,19	807,03	4,57%	
45° Limpo	175,62	146,64	102,04	151,26	115,21	115,36	806,12	4,46%	-0,12%
Chuva	113,8	9,9	84,60	40,3	163,9	121,53	534,03	-	-

Observando o módulo sujo a 0°, é possível notar a acumulação de sujeira, conforme os meses avançaram. Em julho, a diferença de irradiação entre os padrões limpo e sujo a 0° foi de 1,67 kWh.m⁻², que se deu possivelmente por este ter sido o primeiro mês de experimento. Com isso, a acumulação de sujeira foi baixa e a chuva que ocorreu neste mês (113,8 mm) conseguiu realizar a lavagem dos módulos. Vale ressaltar que a chuva deste mês foi a maior média histórica para julho desde 1945 (INMET, 2021).

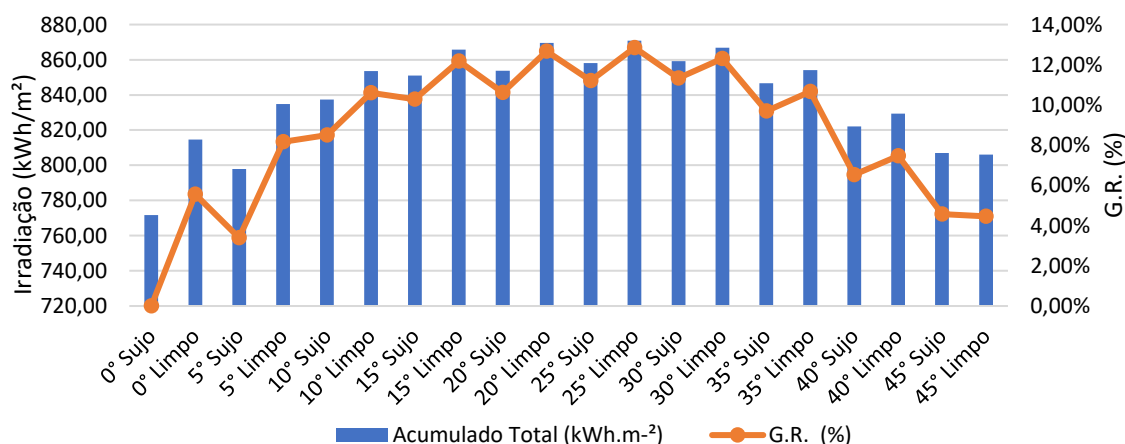
Para o mês seguinte de agosto, a diferença de irradiação aumentou para 9,51 kWh.m⁻² entre o módulo sujo e limpo a 0°, o que pode ser explicado pela baixa média de chuvas, apenas 9,9 mm somado a um acúmulo de sujeira maior acumulada. Já no mês de setembro, a diferença de

irradiação foi de 6,34 kWh.m⁻², tomando como padrão os módulos a 0°, porém a chuva neste mês foi mais intensa, atingindo 84,6 mm. Estes resultados indicam que a chuva conseguiu remover parcialmente a sujidade acumulada, visto que a diferença entre a irradiação foi menor que a do mês anterior, porém maior que a do primeiro mês. A diferença de irradiação entre os demais pares de módulos também foi elevada.

É importante notar que a limpeza pela chuva foi influenciada fortemente pela inclinação dos módulos, como pode ser observado na tabela 5, ao realizar os mesmos cálculos utilizados para o parâmetro anterior. Para demonstrar mais claramente como o efeito da acumulação foi influenciado pela inclinação, foi calculada a variável “diferença”. Esta variável expressa somente a influência da sujidade para o ângulo em que está associada. Analisando esta variável, observou-se que os maiores valores ocorreram justamente nas menores inclinações, respectivamente 0 e 5°, o que está de acordo com o descrito na literatura, onde para ângulos <10° a influência da sujidade é bastante significativa (PINHO e GALDINO, 2014).

A partir de 10°, a influência da sujidade se torna bem menos significativa. Ao comparar a diferença entre 10°, cujo valor foi de 2,10%, com o valor de 4,78% observado para 5°, a diferença entre eles foi de 3,68%. Ao fazer a mesma comparação de 10° com o valor de 1,89%, para 15°, observou-se uma diferença de apenas 0,21%, o que demonstra que a partir de 10° a acumulação de sujidade é reduzida significativamente e continua sendo reduzida gradativamente conforme os inclinação dos módulos até o limite de 45°. Esta variação pode ser observada no comportamento da variável G.R. na figura 4.1, onde os ganhos foram mais elevados na faixa entre 15 e 30° e bem menores para 0 e 5°, reforçando que para estes ângulos a influência da sujidade foi mais elevada.

Figura 4. 1 – Irradiação acumulada no primeiro semestre, compreendendo os meses de julho a dezembro de 2019



A ocorrência de pluviosidade se deu de forma bem desuniforme neste semestre. Do total acumulado de 534,03 mm, 3 meses tiveram chuvas acima de 100 mm. Nos meses em que a chuva observada foi superior a 100 mm, as diferenças entre os padrões sujos e limpos foram menores, o que demonstra que a chuva conseguiu realizar uma lavagem parcial nestes módulos. Para os meses em que a chuva foi menor que 100 mm, a diferença na irradiação captada entre os padrões foi maior e a maior diferença foi observada para o mês em que a chuva foi a menor registrada, 9,9 mm em agosto. Outro ponto relevante observado, foi o de que nos módulos mais inclinados as diferenças entre os padrões foram bem menores, o que demonstra que a inclinação dos módulos acima de 0°, aumenta a capacidade de limpeza realizadas pelas chuvas.

4.2 Segundo semestre do experimento – janeiro a junho de 2020

Para o semestre de janeiro a julho de 2020 apresentado na tabela 6, a captação de irradiação foi influenciada pela inclinação dos módulos. Como no semestre anterior, os maiores valores foram observados entre 15 e 30°, onde os módulos do padrão limpo, apresentaram os maiores valores, demonstrando a influência da sujidade para cada ângulo.

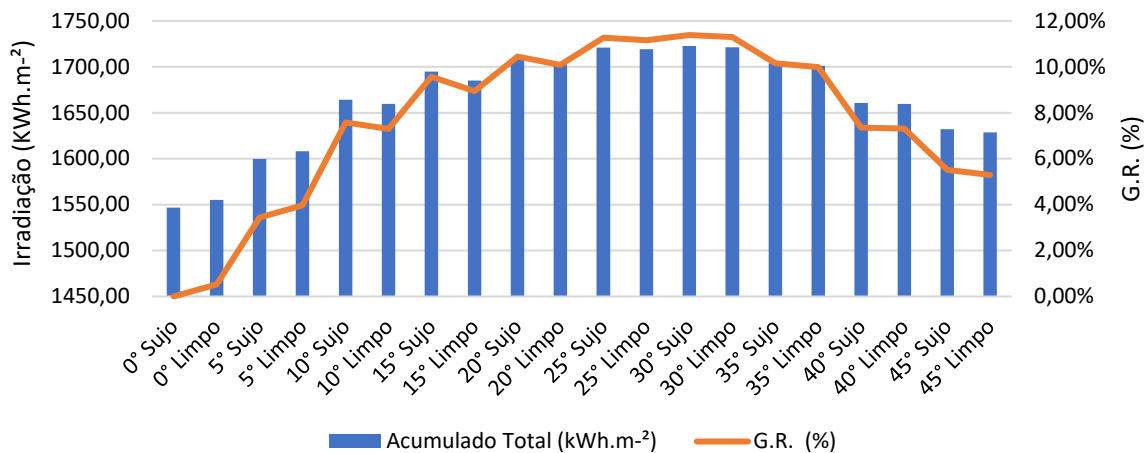
Tabela 6 – Dados referentes ao semestre, janeiro a junho de 2020

Identificação	jan/20 (kWh.m ⁻²)	fev/20 (kWh.m ⁻²)	mar/20 (kWh.m ⁻²)	abr/20 (kWh.m ⁻²)	mai/20 (kWh.m ⁻²)	jun/20 (kWh.m ⁻²)	Acumulado Semestre (kWh.m ⁻²)	Acumulado Total (kWh.m ⁻²)	G.R. (%)	Diferença (%)
0° Sujo	166,32	109,92	173,19	130,24	103,81	91,51	775,00	1546,73	0,00%	0,53%
0° Limpo	164,76	108,19	166,90	122,98	94,90	82,66	740,39	1554,96	0,53%	
5° Sujo	165,31	110,33	177,99	137,12	112,10	99,06	801,90	1599,84	3,43%	0,53%
5° Limpo	162,83	108,54	173,48	131,89	105,60	90,87	773,20	1608,01	3,96%	
10° Sujo	164,06	110,62	182,32	143,33	119,96	106,35	826,64	1664,01	7,58%	-0,28%
10° Limpo	162,11	109,30	179,32	139,93	115,37	100,06	806,10	1659,66	7,30%	
15° Sujo	160,94	109,58	184,97	148,64	126,95	112,58	843,67	1694,77	9,57%	-0,63%
15° Limpo	158,79	108,09	181,10	144,19	121,63	105,57	819,36	1685,08	8,94%	
20° Sujo	156,77	107,86	185,70	152,62	133,15	118,44	854,55	1708,25	10,44%	-0,36%
20° Limpo	154,56	106,42	182,61	148,93	128,50	112,07	833,08	1702,64	10,08%	
25° Sujo	152,43	105,94	186,53	156,05	138,63	123,35	862,93	1721,11	11,27%	-0,12%
25° Limpo	150,57	104,82	184,51	153,75	135,56	119,09	848,31	1719,22	11,15%	
30° Sujo	147,06	103,23	185,36	158,10	142,69	127,20	863,63	1722,83	11,39%	-0,09%
30° Limpo	146,21	102,71	184,12	156,69	140,79	124,18	854,70	1721,46	11,30%	
35° Sujo	140,22	99,51	182,69	158,89	145,77	130,15	857,21	1703,80	10,16%	-0,17%
35° Limpo	139,29	99,05	181,33	157,21	143,46	126,78	847,12	1701,23	9,99%	
40° Sujo	131,38	94,48	177,36	157,39	146,57	131,16	838,34	1660,52	7,36%	-0,05%
40° Limpo	130,30	93,88	176,26	156,16	145,00	128,77	830,36	1659,72	7,31%	
45° Sujo	123,26	90,03	172,81	156,84	148,66	133,44	825,04	1632,07	5,52%	-0,23%
45° Limpo	124,12	90,56	173,09	156,14	147,29	131,25	822,45	1628,57	5,29%	
Chuva	216,9	465,5	88,9	6,3	16,3	107,3	901,20	1435,23	-	-

Observando os valores da tabela 6, foi possível observar que a diferença de captação na irradiação entre os padrões sujo e limpo foi bem pequena. Esta pequena diferença foi devido à abundância de chuvas no período, o que dificultou o acúmulo de sujidade. Portanto, neste período as perdas por sujidade foram bem pequenas como observado na tabela 6, especificamente na coluna da diferença. Diferentemente do observado para o semestre anterior, onde ocorreram perdas significativas devido à sujidade, observou-se influência bastante relevante da chuva no período. A pluviosidade foi responsável por uma remoção significativa da sujidade, observada pelos baixos valores da coluna diferença, para o semestre de janeiro a junho de 2020.

Ainda, observou-se que a limpeza causada pela chuva foi fortemente influenciada pela inclinação dos módulos (tabela 6). Conforme a inclinação aumentava, a diferença de irradiação entre os padrões sujos e limpos foi se tornando cada vez menor, como pode ser observado na figura 4.2 que apresenta valores acumulados dos dois semestres.

Figura 4. 2 – Irradiação acumulada anual, compreendendo os meses de junho 2019 a junho de 2020.



Observando a figura 4.2, notou-se que os valores de “G.R.” para o período entre junho 2019 e julho 2020 aumentaram de forma quase linear, até atingir o seu pico próximo a 30°. Ainda, os valores de G.R. entre 15 e 35° para o período, a diferença observada foi menor que 2%. Estes valores se encontram dentro do erro experimental de 2,03%, o que indica que para os valores observados entre 15 e 30° não houve diferença significativa. Como o gráfico apresenta o acumulado do primeiro ano do experimento, é possível notar que os ganhos de se realizar uma rotina de limpeza não foram tão significativos. A explicação para os resultados observados na figura 4.2 se encontram na tabela 6, onde a quantidade bastante elevada de chuvas conseguiu realizar uma lavagem tão intensa durante o segundo semestre analisado. Assim, ao realizar a análise do acumulado do ano, o fator pluviosidade tornou as perdas devido apenas a sujeira pouco expressiva para todo o período.

Os valores observados para a variável “diferença” apresentaram os menores resultados registrados no experimento, sendo a diferença entre os módulos limpos e sujos não significativos para todos os ângulos. Este fenômeno pode ser explicado, principalmente, pelos altos valores de chuva registrados. O acumulado do semestre janeiro-junho de 2020, foi de 901,2 mm contra 534,03 mm observados no semestre anterior, julho-dezembro de 2019. Este resultado demonstra como a chuva realizou uma lavagem de forma significativa durante o período, evitando que a acumulação de sujeira fosse significativa durante este intervalo.

4.3 Terceiro semestre do experimento – julho a dezembro de 2020

Para o último semestre que compreende os meses entre julho e dezembro de 2020, os resultados apresentados na tabela 7 demonstraram que a captação da irradiação foi influenciada pela inclinação dos módulos, corroborando com o que havia sido observado nos semestres anteriores. A diferença da irradiação captada entre os padrões sujo e limpo foi significativa para todos os ângulos, tanto para o acumulado do semestre quanto para o total. Esta diferença ocorreu devido ao acúmulo de sujidade associada a uma baixa precipitação no semestre.

Tabela 7 – Dados referentes ao semestre, julho a dezembro de 2020

Identificação	jul/20 (kWh.m ⁻²)	ago/20 (kWh.m ⁻²)	set/20 (kWh.m ⁻²)	out/20 (kWh.m ⁻²)	nov/20 (kWh.m ⁻²)	dez/20 (kWh.m ⁻²)	Acumulado Semestre (kWh.m ⁻²)	Acumulado Total (kWh.m ⁻²)	G.R. (%)	Diferença (%)
0° Sujo	90,44	109,68	121,88	108,46	153,97	145,05	729,48	2276,21	0,00%	
0° Limpo	103,62	126,65	143,24	123,66	174,88	162,95	835,00	2389,96	5,00%	5,00%
5° Sujo	98,39	116,95	125,42	109,29	162,61	157,45	770,11	2369,95	4,12%	
5° Limpo	112,93	134,74	148,11	125,75	174,38	161,57	857,47	2465,48	8,31%	4,20%
10° Sujo	110,58	127,75	133,05	112,26	151,88	141,43	776,95	2440,96	7,24%	
10° Limpo	121,70	141,90	152,34	126,87	173,03	160,23	876,07	2535,73	11,40%	4,16%
15° Sujo	117,35	133,09	136,15	112,93	149,85	139,18	788,55	2483,32	9,10%	
15° Limpo	129,75	148,34	155,44	127,24	170,10	156,84	887,70	2572,78	13,03%	3,93%
20° Sujo	126,03	139,61	139,37	112,63	146,56	135,32	799,53	2507,78	10,17%	
20° Limpo	136,90	153,45	157,20	126,16	165,47	152,21	891,40	2594,04	13,96%	3,79%
25° Sujo	135,03	147,23	144,22	114,52	146,06	134,67	821,74	2542,85	11,71%	
25° Limpo	143,20	157,93	158,56	124,97	160,94	147,68	893,27	2612,49	14,77%	3,06%
30° Sujo	141,98	152,33	146,93	114,38	143,02	131,09	829,73	2552,56	12,14%	
30° Limpo	148,01	160,82	158,38	122,58	155,04	141,73	886,56	2608,03	14,58%	2,44%
35° Sujo	145,43	153,62	145,28	110,56	135,38	123,50	813,76	2517,57	10,60%	
35° Limpo	151,96	162,46	156,89	119,19	147,77	134,54	872,82	2574,05	13,08%	2,48%
40° Sujo	148,68	154,92	143,80	107,25	128,12	116,37	799,15	2459,67	8,06%	
40° Limpo	153,36	161,63	153,24	113,93	138,13	125,38	845,67	2505,39	10,07%	2,01%
45° Sujo	151,87	156,36	142,94	104,80	122,85	111,25	790,08	2422,14	6,41%	
45° Limpo	156,30	162,22	150,54	109,54	129,29	116,97	824,86	2453,44	7,79%	1,37%
Chuva	9,9	79,6	31,6	213	131,5	243,9	709,50	2144,73	-	-

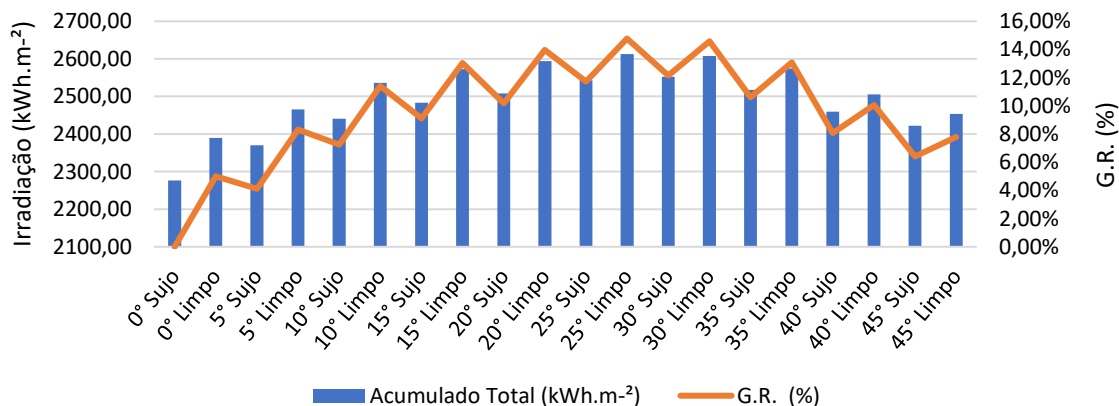
Como observado nos semestres anteriores, nos meses em que a chuva foi mais elevada, a variação de irradiação coletada entre o padrão sujo e limpo para cada um dos ângulos não apresentou diferenças significativas. Isso reforça o quanto a deposição de sujidade foi influenciada fortemente pela chuva. Estas diferenças observadas foram maiores para os ângulos menores que 10° e estas diferenças foram reduzidas, à medida que os módulos foram inclinados, conforme descrito na literatura (PINHO e GALDINO, 2014). O processo oposto ocorreu nos meses em que a chuva foi baixa, nestes a sujidade foi acumulada e a diferença entre os padrões foi mais expressiva, o que foi observado no semestre de janeiro-julho de 2020.

Ainda na tabela 7 são apresentados os valores da “diferença” para o acumulado total dos 18 meses. Nestes valores acumulados, foi possível notar de forma clara a influência significativa da sujidade nos pares de módulos e como esta atuou provocando perdas na captação da irradiação.

A influência da inclinação dos módulos também foi demonstrada nestes valores, para os menores ângulos foram observadas as maiores perdas e nas maiores inclinações as menores perdas, sendo que houve uma queda relevante nas perdas a partir de 10° de inclinação, conforme descrito na literatura (PINHO e GALDINO, 2014).

Observando a figura 4.3 é possível notar uma diferença relevante nos valores de “G.R.” entre os módulos limpos e sujos em todos os ângulos, o que é um indício da influência da sujidade no experimento. Este efeito é ilustrado também no gráfico em barras, onde foi observada uma diferença significativa ao se comparar os pares de módulos alocados nos ângulos analisados. Este resultado demonstra a diferença na irradiação captada no padrões sujo em relação ao padrão limpo, causada pela deposição de sujidade sobre a superfície dos módulos. Demonstra, ainda, a importância de se realizar uma rotina de limpeza, principalmente para os módulos instalados em inclinações inferiores a 10°.

Figura 4. 3 – Irradiação acumulada no período, compreendendo os meses de julho de 2019 a março de 2020



5. Conclusão

A partir dos resultados obtidos no presente trabalho, conclui-se que a sujidade sofreu uma influência bastante significativa da precipitação, como foi observado na figura 4.2 e tabela 6. A tabela 6 demonstrou que a abundância de chuvas no período observado de janeiro a junho de 2020 conseguiu remover a maior parte da sujidade acumulada, interferindo no resultado do acumulado total, como nos resultados não significativos para a variável G.R. e “diferença” encontrados para este período.

Ainda, a sujidade teve um impacto significativo nos G.R. observados, principalmente para os módulos menos inclinados (0° e 5°). Nos ângulos iguais ou superiores a 10° , a perda observada foi menos significativa. A chuva também desempenhou um papel significativo ao realizar a limpeza dos módulos, reduzindo a acumulação de sujidade de forma natural, principalmente para os ângulos superiores a 30° .

É importante ressaltar que, em fevereiro de 2020 e por meio do decreto 64.881 (2020) entrou em vigor a quarentena no Estado de São Paulo. Desta forma, a USP, local onde este experimento foi realizado, teve suas atividades interrompidas. Com isso, a entrada de pessoas sem vínculo com a universidade passou a ser controlada a partir do dia 17 de março de 2020 (CRUESP, 2020). Tais medidas restritivas de circulação visaram o controle da Epidemia do Coronavírus, diminuindo o fluxo normal de pessoas, consequentemente o fluxo de veículos automotores, o que resultou na redução da emissão de poluentes na atmosfera, afetando a quantidade de sujidade que se depositou sobre os módulos.

De forma geral, o ângulo recomendado para o ambiente urbano da cidade de São Paulo encontra-se entre 20° e 30° . A limpeza dos módulos pela chuva foi otimizada nestes ângulos, o que ocasionou na redução das perdas devido à sujidade.

Finalmente, conclui-se que uma rotina de limpeza desempenha um papel importante no controle da sujidade, corroborando com o disposto na literatura (Rezende, 2018). Isso porque, apesar da alta incidência de precipitação, as perdas observadas por sujidade continuam significativas. Com isso, entende-se que a realização de uma rotina de limpeza traz resultados benéficos, mesmo durante períodos com alta incidência de precipitação.

Sugestões para estudos futuros

Para estudos futuros sugere-se:

- Realizar este mesmo estudo em ambientes diferentes, com incidência de fontes de sujidade variadas, como, por exemplo, em locais rurais, centros de cidades com alta fluxo de automóveis e locais de clima árido;
- Realizar novos estudos entre os ângulos de inclinação de 15 e 30°, utilizando intervalos inferiores aos utilizados neste trabalho (ou seja, < 5°); e
- Estudos para compreender a influência dos ventos na deposição e limpeza de sujidade em módulos fotovoltaicos.

6. Referências

- ABDEEN, E.; ORABI, M.; HASANEEN, EL-S. Optimum tilt angle for photovoltaic system in desert environment. **Solar Energy**, v. 155, 2017, pp. 267–280.
- ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10899 Energia solar fotovoltaica — Terminologia, 2013. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=305969>>. Acesso em 10/05/2020.
- ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Infográfico ABSOLAR n.º 33, 01/07/2021. Disponível em: < <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html> >. Acesso em 10/07/2021.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa n. 482. Brasília: ANEEL. 2012.
- _____. PowerBi – Geração Distribuída. Disponível em: < <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJR9> >. Access in 22/08/2019.
- _____. Resolução Normativa n. 687. Brasília: ANEEL. 2015.
- ASIABANPOUR, B.; ALMUSAIED, Z.; ASLAN, S.; MITCHELL, M.; LEAKE, E.; LEE, H. FUENTES, J.; RAINOSEK, K., HAWKES, N.; BLAND, A. Fixed versus sun tracking solar panels: an economic analysis. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v.19, 2017, pp. 1195–1203.
- BABATUNDE, A.A.; ABBASOGLU, S.; SENOL, M. Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, 2018, pp.1017–1026.
- BAHAJ A.S. Generating electricity from the oceans. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, 2011, pp.3399–3416.
- BECQUEREL, E. Report on the electrical effects produced under the influence of solar rays. **Comptes Rendus de L'Academie des Sciences**, v. 9, 1839, pp. 561- 567.
- BEN – Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese / Ano Base 2020. 2021 Disponível em:< <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico->

- 588/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202021-ab%202020_v2.pdf>. Acesso em 20 de Maio de 2021.
- CHINCHILLA, M.; SANTOS-MARTÍN, D.; CARPINTERO-RENTERÍA, M.; LEMON, S. Worldwide annual optimum tilt angle model for solar collectors and photovoltaic systems in the absence of site meteorological data. **Applied Energy**, v.281, 2021.
- CRUESP - Conselho de Reitores das Universidades Estaduais Paulistas. Comunicado CRUESP, 13/03/2020. Disponível em: < https://sites.usp.br/cruesp/wp-content/uploads/sites/620/2020/05/Cruesp_Comunicado03.pdf >. Acesso em 10/01/2021.
- DASSAULT SYSTEMS SolidWorks Corporation: project planning 3D software. Student Version 2018 [S.l.]: Dassault Systems Corporation, 2018.
- DEB, D.; BRAHMBHATT, N.L. Review of yield increase of solar panels through soiling prevention, and a proposed water-free automated cleaning solution. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, 2018, pp. 3306-3313
- EKO. MS-80 Especificações técnicas do piranômetro. 2019. Disponível em: < <https://eko-eu.com/products/solar-energy/pyranometers/ms-80-pyranometer/pdf> >. Acesso em: 04/06/2019.
- FOKUHL E.; NAEEM T.; SCHMID A.; GEBHARDT P.; GEIPEL T.; PHILIPP D. LeTID - A Comparison of Test Methods on Module Level. IN: 36th European PV Solar Energy Conference and Exhibition. Marseille 2019.
- FRITTS, C.E. On a New Form of Selenium Cell, and some Electrical Discoveries made by its use. **American Journal of Science**, v. 26, 1883, pp. 465-472.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global Energy Review, 2020. Disponível em: < <https://webstore.iea.org/download/direct/2995> >. Acesso em 20 de Março de 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Renewables 2019 Analysis and forecast to 2024, 2019. Disponível em:< https://www.oecd-ilibrary.org/energy/renewables-2019_b3911209-en >. Acesso em 20 de Março de 2021.
- IEA^a – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global Energy Review, 2021. Disponível em: < <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021> >. Acesso em 27 de Junho de 2021.
- IEA^b – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Renewable Energy Market Update, Outlook for 2021 and 2022, 2021. Disponível em: < <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021> >. Acesso em 27 de Junho de 2021.

- ILSE, K.K.; FIGGIS, B.W.; NAUMANN, V.; HAGENDORF, C.; BAGDAHN, J. Fundamentals of soiling processes on photovoltaic Módulos. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 98, 2018, pp. 239-254.
- INMET- Instituto Nacional de Meteorologia. Banco de Dados Meteorológicos do INMET, estação meteorológica do Mirante de Santana, 2020. Disponível em < <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos> >. Acesso em 01 de julho de 2021.
- IRENA – International Renewables Energy Agency. Renewables Power Generation Costs in 2020, 2021. Disponível em <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020> >. Acesso em 27 de Junho de 2021.
- KAZEM, H.A., CHAICHAN, M.T.; AL-WAELI, A.H.A.; SOPIAN, K. A review of dust accumulation and cleaning methods for solar photovoltaic systems. **Journal of Cleaner Production**, v.276, 2020, pp. 1-22.
- KLEIN, S.A. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, v.19, p. 325-329, 1977.
- LIU, X.; YUE, S.; LI, J.; LU, L. Study of a dust deposition mechanism dominated by electrostatic force on a solar photovoltaic Módulo. **Science of The Total Environment**, v.754, 2021.
- M. DECEGLIE; L. MICHELI; M. MULLER. Quantifying soiling loss directly from PV yield, **IEEE Journal of Photovoltaics**, v.2, 2018, pp. 547 - 551.
- MILLER, J. T. A.; JACKSON, J. Impact of Soiling and Pollution on PV Generation Performance. Technical Memorandum. Sandia National Laboratory. CH2M HILL. 8 Outubro. 2009.
- NETO, G.B.L.; JATENCO-PEREIRA, V. Movimentos da Terra, 2018. Disponível em:< http://www.astro.iag.usp.br/~aga210/pdf_2018a/MovimentoTerra_2018.pdf >. Acesso em 15 de Maio de 2020.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. Best research-cell efficiencies. Disponível em:< <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. Acesso em 27 de Junho de 2021.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. Photovoltaic Module Soiling Map. Disponível em:< <https://www.nrel.gov/pv/soiling.html>>. Acesso em 27 de Junho de 2021.
- OHL, R.S. Russell Ohl. Light-sensitive electric device including silicon. 1941 wvg/vron R. 5. US Patent 2402662A. 15 de junho, 1948. pp. 4.

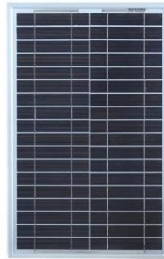
- PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; COSTA, R.S.; LIMA, F.J.L.; RÜTHER, R.; ABREU, S.L.; TIEPOLO, G.M.; PEREIRA, S.V.; SOUZA, J.G. Atlas brasileiro de energia solar, 2ed. São José dos Campos: INPE, 2017, 88p.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro. Março de 2014.
- REZENDE, Vinícius Gouveia Scartezini. “Análise das Perdas de Produtividade em Geradores Fotovoltaicos por Efeito de Sujidade”. (Dissertação de Mestrado). Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia. São Paulo, 2018.
- SALEM, M.R.; ALI, R.K.; ELSHAZLY, K.M. Experimental investigation of the performance of a hybrid photovoltaic/thermal solar system using aluminum cooling plate with straight and helical channels. **Solar Energy**, v. 157, 2017, pp. 147-156.
- SÃO PAULO. Decreto n.º 64.881, de 22/03/2020. Decreta quarentena no Estado de São Paulo, no contexto da pandemia do COVID-19 (Novo Coronavírus), e dá providências complementares. Diário Oficial - Executivo - Suplemento, 23/03/2020, p.1.
- SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M.N.; MAZUMDER, M.K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 107, 2014, pp.576–604.
- SHIRAKAWA, M. A.; JOHN, V. M.; SANTOS, R.; MOCELIN, A.; ZILLES, R. Avaliação da influência de biofilmes (fungos e fototróficos) na eficiência energética de módulos fotovoltaicos. IN: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino Americana de ISES. São Paulo. 2012.
- YADAV, S.; HACHEM-VERMETTE, C.; PANDA, S.K.; TIWARI, G.N.; MOHAPATRA, S.S. Determination of optimum tilt and azimuth angle of BiSPVT system along with its performance due to shadow of adjacent buildings, **Solar Energy**, v. 215, 2021, pp. 206-219.

ANEXO 1 – Datasheet dos módulos KOMAES KM(P)20 e Curva IxV.



SPECIFICATION SHEET

SOLAR MODULE – KM(P)20



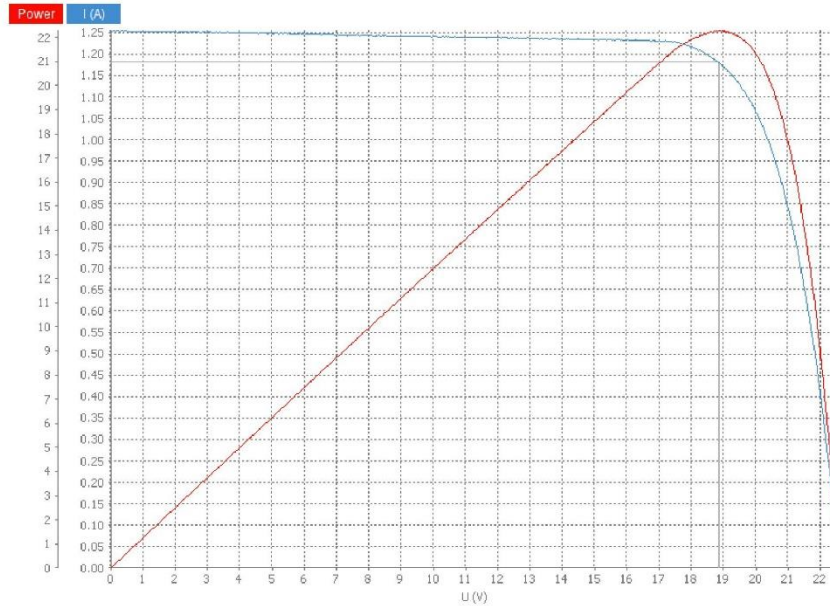
ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
Model Number		KM(P)20
Maximum Power	Pmax(W)	20
Power Tolerance	%	±5%
Maximum Power Voltage	Vm(V)	17.56V
Maximum Power Current	Im(A)	1.14A
Open Circuit Voltage	Voc(V)	21.56V
Short Circuit Current	Isc(A)	1.23A
Maximum System Voltage	VDC	750V
Cell Efficiency	%	16.2
Module Efficiency	%	11.4
Cells per Module	Pcs	36
Cell Type		Polycrystalline silicon
Cell Size	mm	156 x 22
Temperature coefficient of Isc	%/°C	+0.05
Temperature coefficient of Voc	%/°C	-0.34
Temperature coefficient of power	%/°C	-0.5
NOCT (Nominal operating cell temperature)	°C	47 ± 2
Operating Temperature	°C	-40 ~ +85
MECHANICAL CHARACTERISTICS		
Dimensions	mm	500 x 350 x 28
Weight	Kg	2.4
Type of Junction Box		PV junction box
Cable Type, Diameter		Without
Connector		Without
Tempered Glass		3.2 mm, high transmission, low iron

***STC Conditions:** Irradiance of 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperature of 25°C.

NINGBO KOMAES SOLAR TECHNOLOGY CO., LTD.
 Add: Jifeng Road, Jishigang Industrial Zone, Yinzhou District, Ningbo, China
 Tel: 0086-574-8802 0999 Fax: 0086-574-8803 6555
 E-mail: cat@komaes.com Http:// www.komaes-solar.com



Operator **Givaldo dos Reis** Measurement **2019/05/27 15.14.27**
 PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



KM(P)20			
Manufacturer	Komaes Solar	Type	policristalin
Serial number	1851004020P1160337	Configuration DUT	Module
Single cell area	34.32 cm ²	DUT area	1750.00 cm ²
Cells in series	36	Cells in parallel	1

Fraunhofer		Irradiance Channel 4	
Serial number	032-2017		
Sensitivity	3737.500 mV/(kW/m ²)	Temperature coefficient	0.05%/°C



MS-80 Pyranometer

Technical Specifications

ISO 9060:2018 Class A (Secondary standard)

Sub-category "Fast response" and "Spectrally flat"

Quartz diffusor technology

ISO 17025 certified calibration

5 years warranty and recommended recalibration

MS-80 is a unique pyranometer compliant to the "Fast response" and "Spectrally flat" sub-category under ISO 9060:2018 Class A. The innovative patented design was inspired by the combination of latest technologies and state-of-the-art thermopile sensor, enabling a breakthrough in unprecedented low zero-offset behavior and fast sensor response.

The compact sensor with a single dome, based on an isolated thermopile detector and Quartz diffusor is immune to offsets and integrates all optional value-added functions such as a ventilator, heater and different industrial interfaces. The heater and ventilator are suggested, particularly in areas impacted by dew, frost, snow, and dust.

The MS-80A is an MS-80 with a built-in 4-20mA converter and MS-80M with built-in MODBUS converter. They are compatible with the industrial output standards. Due to the ultra-low temperature dependency and exceptional non-linearity

characteristics, the converter guarantees an optimal sensor performance, under any environmental conditions.

The MS-80 pyranometers are manufactured in a consistent way followed by strict quality inspection and performance evaluation. For each sensor, the directional response and temperature dependency are measured and validated through a measurement report that comes with the sensor. EKO provides a unique calibration compliant to the international standards defined by ISO/IEC 17025/9847.

The sensor has a 5 years warranty, 5 years recommended re-calibration interval and no longer the requirement for the desiccant to be changed.

	MS-80
ISO 9060:2018	Class A
ISO 9060:1990	(Secondary Standard)
Sub-category "Spectrally flat"	Compliant
Sub-category "Fast response"	Compliant
Output	Analog (mV)
Response time 95%	< 0.5 Sec.
Zero off-set a) 200W/m ²	+/- 1 W/m ²
Zero off-set b) 5K/hr	+/- 1 W/m ²
Complete zero off-set c)	+/- 2 W/m ²
Non-stability change/1 year	-
Non-stability change/5 years	+/- 0.5 %
Non-linearity at 1000W/m ²	+/- 0.2 %
Directional response at 1000W/m ²	+/- 10 W/m ²
Spectral error	+/- 0.13 %
Temperature response -10°C to 40°C	+/- 1 %
Temperature response -20°C to 50°C	+/- 1 %
Tilt response at 1000W/m ²	+/- 0.2 %
Sensitivity	Approx. 10 μV/W/m ²
Impedance	< 45000 Ω
Operating temperature range	-40 - 80 °C
Irradiance range	0 - 4000 W/m ²
Wavelength range	285 - 3000 nm
Ingress protection IP	67

Cable length	10 m
--------------	------

Options	MS-80
Cable length	20 / 30 / 50 m
Ventilation unit	MV-01
Albedo mounting kit	MS-albedo Kit

Specifications are subject to change without further notice.

ANEXO 3 – Certificado de calibração do piranômetro EKO MS-80.



EKO INSTRUMENTS CO., LTD.



1-21-8 Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo 151-0072 Japan TEL: +81.3.3469.6711 FAX: +81.3.3469.6719 E-mail: info@eko.co.jp

www.eko.co.jp

Calibration Certificate

Requester : EKO INSTRUMENTS Europe B.V.
Lulofsstraat 55, Unit 32, 2521 AL,
Den Haag, The Netherlands

ISO 17025 / ISO 9847



Manufacturer : EKO Instruments Co., Ltd.

Description : Pyranometer

Model : MS-80

ISO Classification : Secondary Standard

Serial Number : S16002014

Accessories : Cable

Product Conditions :

Certificate Number : S16002014-EX16-093

Issue date : May 09, 2016

Calibration Date : April 22, 2016

Calibration Procedure : LM-10

Calibration Conditions

Temperature	25±3	[°C]
Irradiance	1000±50	[W/m ²]
Solar Simulator in-stability	0.3	[%]

Calibration Results

Sensitivity	10.8	[$\mu\text{V}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Uncertainty	0.67	[%] (Coverage factor $k = 1.96$)

The above product is calibrated and traceable to the reference pyranometer in compliance with ISO/IEC9847 Direct beam calibration (type IIc). Measurement uncertainties at the time of calibration are consistent with the Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM).

Reference Instruments	Model	S/N	Sensitivity [$\mu\text{V}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]	Calibration due
Pyranometer	MS-802	PRN-REF.05	7.084	2016/11/22
Digital Multimeter	34401A	MY41014381		2016/8/5

EKO Instruments Co., Ltd.

1-21-8, Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo, 151-0072, Japan

S.Yoshida / Calibration responsible

Sheeji Yoshida

Certificate Number : S16002014-EX16-093

Page 1/2

Calibration Results

<i>n</i>	Ref. Irradiance [W/m ²]	Pyranometer Output [mV]	Sensitivity [$\mu\text{V}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]	<i>n</i>	Ref. Irradiance [W/m ²]	Pyranometer Output [mV]	Sensitivity [$\mu\text{V}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
1	1027.9	11.1	10.8	6	1027.9	11.1	10.8
2	1027.9	11.1	10.8	7	1027.9	11.1	10.8
3	1027.9	11.1	10.8	8	1027.9	11.1	10.8
4	1027.9	11.1	10.8	9	1027.9	11.1	10.8
5	1027.9	11.1	10.8	10	1027.9	11.1	10.8
Σ Mean (<i>n</i> = 10)		11.1	10.8				
Std. deviation			0.0030				

Calibration Procedure

The pyranometer was calibrated against a calibrated reference pyranometer using a 1000 W/m² (AM1.5 class AAA) sun simulator as source. The pyranometer is situated on a horizontal table and aligned to the optical axis of a normal incidence light source. By alternating the position of the calibrated reference pyranometer with the test pyranometer the output signal of both pyranometers are recorded and used to solve the equation of the unknown sensitivity variable. The operating conditions are maintained constant (e.g. ambient temperature and normal incidence irradiance), hence the pyranometer uncertainty figure from 10 readings (*n*) is determined by taking into account the sensitivity uncertainty (*U_s*), uncertainty of temperature (*U_t*), normal distribution (*d*), and repeatability (*U_r*) of the reference pyranometer and the max. deviation of the incident irradiance between the measurement intervals.

Uncertainty

The expanded calibration uncertainty associated with the pyranometer sensitivity figure is calculated as the square root of the sum of the squares of the reported uncertainties:

1) Uncertainty of reference (<i>U_s</i>)	0.31%
2) Uncertainty of temperature (<i>U_t</i>)	0.14%
3) Repeatability (<i>U_r</i>)	0.04%
4) Distribution (<i>d</i>)	0.03%
Total uncertainty (<i>U_c</i>)	0.34%
Expanded uncertainty (<i>U</i>)	0.67% (Coverage factor <i>k</i> = 1.96)

$$\text{Expanded Uncertainty} = 1.96 \times \sqrt{((U_s)^2 + U_t^2 + U_r^2 + d^2)}$$

Traceability

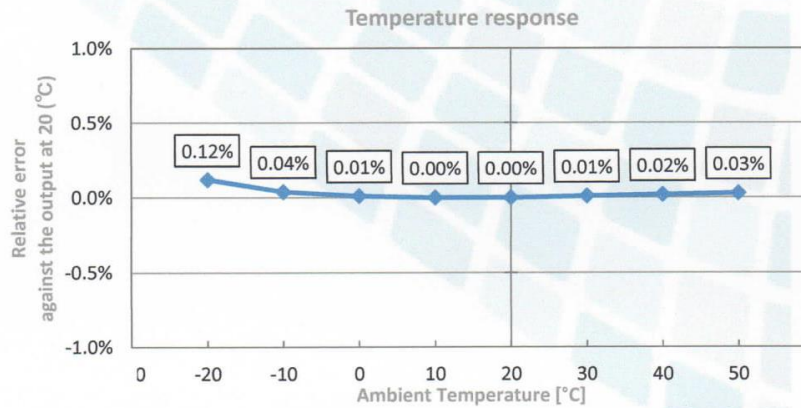
Annually the reference pyranometer MS-802 is calibrated against the primary standard PMO-6 according to the sun-and-shade method under ISO9846. The primary standard is directly traceable to the WRR (World Radiometric Reference) and maintained in the group of standard radiometers calibrated every 5 years during the IPC. The data logger is traceable to JEMIC (Japan Electric Meters Inspection Corporation).

Temperature Response Measurement Test Report ISO 9060

Manufacturer : EKO Instruments Co., Ltd. **Issue date :** May 09, 2016
Description : Pyranometer
Model : MS-80
ISO Classification : Secondary Standard
Serial Number : S16002014

Specification : Pyranometer output signal can be affected by a change in ambient temperature, called "Temperature Response". The pyranometer temperature response characteristics are defined by ISO9060 as the percentage deviation due to change in ambient temperature of 50°C. EKO test conditions are more stringent and defined within an interval of 70°C.

Measurement result :



Item	ISO9060	EKO Instruments
Temperature Response	0.12% ($\Delta T=50^{\circ}\text{C}$)	0.12% ($\Delta T=70^{\circ}\text{C}$)
Pass Criteria	< 2%	< 1%
Conclusion	Pass	Pass

The pyranometer responsivity was measured inside a climate chamber within the temperature range -20°C to 50°C. During the test, the pyranometer was mounted in horizontal position and exposed to a constant irradiance (Solar Simulator AAA class / 1000 W/m² / IEC60904-9) while the ambient temperature was changed. The measurement results are interpolated and plotted as a change of the pyranometer responsivity in steps of 10°C relative to 20°C.



Directional Reponse Measurement Report ISO 9060

Manufacturer : EKO Instruments Co., Ltd.

Description : Pyranometer

Model : MS-80

ISO Classification : Secondary Standard

Issue date : May 09, 2016

Serial Number : S16002014

Measurement date : April 21, 2016

Specification : As defined ISO 9060 a pyranometer output signal is supposed to be proportional to the cosine of the light's angle of incidence. The pyranometer directional response characteristics are defined as the maximum tolerable error for zenith angles (0° to 80° at 1000W/m² irradiance) to the ideal cosine response.

Criteria : +/- 10W/m² / 0 - 80° zenith angle

Measurement procedure

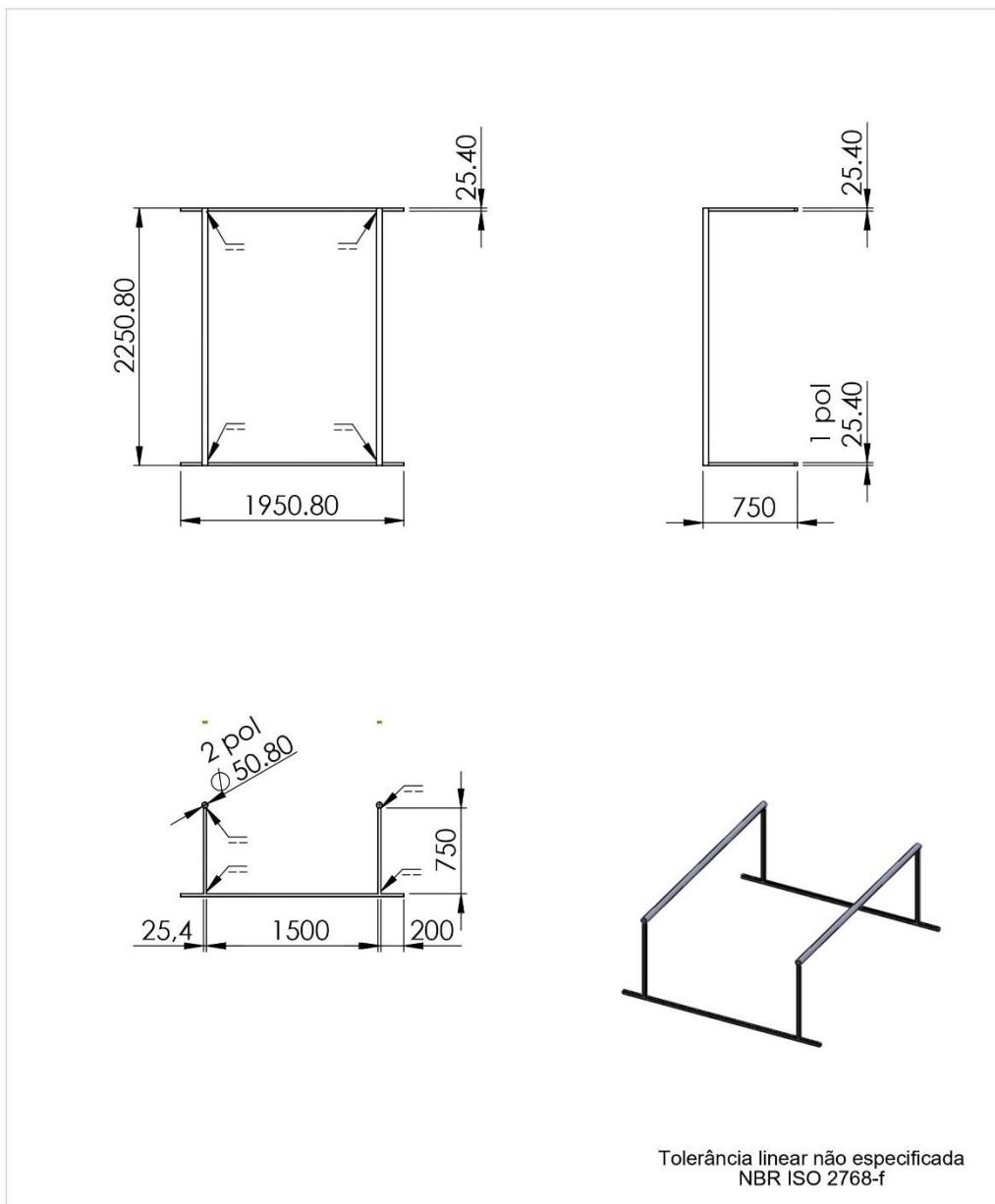
The pyranometer was placed on an automated goniometer stage to simulate the directional response for different zenith and azimuth angles at constant irradiance (Solar Simulator AAA class / 1000 W/m² / AM1.5 / Degree of parallelism of the light <3°, temporal instability <0.3%). Subsequently the pyranometer output (mV) was measured at 5 zenith angles and 4 azimuth angles (40°, 70°).

Directional response


Zenith angle [°]	South [%]	East [%]	North [%]	West [%]
20	0.21	-	-	-
40	-0.62	-0.27	-0.21	-0.41
60	-1.32	-	-	-
70	-1.79	-0.77	-1.09	-1.18
80	-2.62	-	-	-

Zenith angle [°]	South [W/m ²]	East [W/m ²]	North [W/m ²]	West [W/m ²]
20	2.0	-	-	-
40	-4.8	-2.0	-1.6	-3.1
60	-6.6	-	-	-
70	-6.1	-2.6	-3.7	-4.0
80	-4.6	-	-	-

APÊNDICE 1 – Planta baixa das estruturas de suporte.



Tolerância linear não especificada
NBR ISO 2768-f

01	Solda Filete e União nas partes indicadas		AÇO ABNT 1010/20
Peça	Denominações e Observações	Quant.	Denominações e Observações
	TÍTULO:		UNIDADE:
	Estrutura de Suporte para Módulos Solares		mm
	DESENHISTA Alessandra Camelo CREA-SP 5070286989		PROJEÇÃO:
	RESPONSÁVEL: Roberto Zilles		ESCALA: 1:50
REALIZADO POR:		DATA: 25/09/2018	FOLHA Nº: 01

IEE/USP - SP

Formato A4 [210 x 297]