# UNIVERSIDADE FEDERAL DO TRIÂNGULO MINEIRO PROGRAMA DE MESTRADO PROFISSIONAL EM INOVAÇÃO TECNOLÓGICA

# RICARDO FERREIRA PIMENTA

FATORES DE PERDAS, CAUSADOS POR SUJIDADE, NOS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO TRIÂNGULO MINEIRO

## RICARDO FERREIRA PIMENTA

# FATORES DE PERDAS, CAUSADOS POR SUJIDADE, NOS SISTAMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO TRIÂNGULO MINEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu — Programa de Mestrado Profissional em Inovação Tecnológica, da Universidade Federal do Triângulo Mineiro, como requisito para obtenção do título de Mestre em Inovação Tecnológica.

Orientador: Professor Dr. Júlio Cesar de Souza

Inácio Gonçalves

Coorientador: Professor Dr. Virgílio de Melo

Langoni

Uberaba - MG

# Catalogação na fonte: Biblioteca da Universidade Federal do Triângulo Mineiro

Pimenta, Ricardo Ferreira

P697f

Fatores de perdas causados por sujidade nos sistemas fotovoltaicos instalados nas unidades da Universidade Federal do Triângulo Mineiro / Ricardo Ferreira Pimenta. -- 2024.

101 p.: il., graf., tab.

Dissertação (Mestrado Profissional em Inovação Tecnológica) --Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Uberaba, MG, 2024 Orientador: Prof. Dr. Júlio Cesar de Souza Inácio Gonçalves Coorientador: Prof. Dr. Virgílio de Melo Langoni

 Energia solar. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Eficiência.
 Gonçalves, Júlio Cesar de Souza Inácio. II. Universidade Federal do Triângulo Mineiro. III. Título.

CDU 551.521.37:621.311.243

### RICARDO FERREIRA PIMENTA

## FATORES DE PERDAS, CAUSADOS POR SUJIDADE, NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO TRIÂNGULO MINEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Profissional em Inovação Tecnológica da Universidade Federal do Triângulo Mineiro como requisito parcial para obtenção do título de mestre.

Uberaba, 31 de julho de 2024

#### Banca Examinadora:

Dr. Julio Cesar de Souza Inácio Gonçalves - Orientador Universidade Federal do Triângulo Mineiro

> Dr. Mário Sérgio da Luz Universidade Federal do Triângulo Mineiro

> > Dr. Adriano Dawison de Lima Universidade de Uberaba



Documento assinado eletronicamente por JULIO CESAR DE SOUZA INACIO GONCALVES, Professor do Magistério Superior, em 01/08/2024, às 09:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do <u>Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020</u> e no art. 34 da <u>Portaria Reitoria/UFTM nº 215, de</u> 16 de julho de 2024.



Documento assinado eletronicamente por MARIO SERGIO DA LUZ, Professor do Magistério Superior, em 02/08/2024, às 16:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 e no art. 34 da Portaria Reitoria/UFTM nº 215, de 16 de julho de 2024.



Documento assinado eletronicamente por Adriano Dawison de Lima, Usuário Externo, em 08/08/2024, às 10:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 e no art. 34 da Portaria Reitoria/UFTM nº 215, de 16 de julho de 2024.



autenticidade deste documento pode conferida site ser no http://sei.uftm.edu.br/sei/controlador\_externo.ohp?acao=documento\_conferir&id\_orgao\_acesso\_externo=0, informando o código verificador 1290190 e o código CRC B0B7702C.

Dedico a meus pais, irmãos, sobrinhos, esposa e minha filha. Ao longo dos anos, vocês foram uma constante fonte de amor e apoio, sem o qual eu não teria conseguido chegar tão longe.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço a Deus por me conceder a oportunidade de estar aqui neste momento significativo.

Expresso minha profunda gratidão a todos os professores doutores do curso, cuja dedicação, empenho e paciência foram fundamentais para o meu crescimento acadêmico. Especialmente, desejo destacar meu orientador, Professor Dr. Júlio Cesar de Souza Inácio Gonçalves, cuja orientação e apoio foram inestimáveis para a realização deste trabalho.

À coordenação do PMPIT da UFTM e ao secretário, Sr. Ênio Santos, minha sincera apreciação pelo seu compromisso, dedicação, amizade e agilidade em resolver problemas.

À minha amada esposa, Ana Cláudia Amâncio Pimenta, expresso meu mais profundo agradecimento pelo apoio incondicional ao longo deste curso, especialmente nos momentos mais desafiadores da minha jornada.

Aos meus pais, cujo apoio constante e confiança inabalável foram pilares essenciais em cada passo que dei.

À minha querida filha, Maria Luísa, agradeço por sua compreensão e apoio diante da minha ausência, pois sem você, essa conquista não seria possível.

Aos amigos do departamento de engenharia e manutenção da UFTM, meu sincero reconhecimento pelo apoio contínuo e pela fé em mim depositada.

A todos vocês que, de alguma forma, contribuíram para minha jornada acadêmica, meu mais profundo e sincero obrigado.

### **RESUMO**

O sistema fotovoltaico é promissor por depender de um recurso limpo e abundante: a radiação solar. No entanto, o acúmulo de sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos é um dos principais fatores que diminuem sua eficiência. Este estudo, realizado no campus ICTE (Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas) da Universidade Federal do Triângulo Mineiro, em Uberaba-MG, teve como objetivo verificar o efeito da sujeira na eficiência dos módulos fotovoltaicos. Para isso, foram coletados e medidos parâmetros climáticos e características elétricas dos módulos, comparando strings de módulos sujos e limpos. A interferência da sujeira na eficiência dos módulos fotovoltaicos foi confirmada por meio de diversas medições nos cenários de módulos limpos e sujos, evidenciando uma perda de eficiência. O presente estudo revelou que o acúmulo de sujeira reduziu a eficiência dos módulos em até 7,50% após sete meses de exposição. A diferença de temperatura entre um módulo sujo e um limpo chegou a 8,9%. Em todas as medições, tanto a corrente de operação quanto a potência gerada foram maiores nos módulos limpos. Isso confirma que a presença de partículas de sujeira reduz a transmitância da superfície dos módulos, causando uma perda de eficiência considerável. Portanto, a adoção de um cronograma de limpeza periódica para os sistemas de geração de energia fotovoltaica pode gerar beneficios significativos ao longo do tempo. Financeiramente, a UFTM está deixando de economizar aproximadamente 35,37% sobre os valores cobrados pela concessionária local (CEMIG), o que representa cerca de R\$25.391,81 por ano com o sistema atual. Com um sistema capaz de suprir todo o consumo do ICTE, as perdas poderiam alcançar R\$29.453,22 por ano. Do ponto de vista econômico, é essencial otimizar a limpeza dos módulos fotovoltaicos para maximizar sua eficiência e prolongar sua vida útil.

**Palavra-chave:** Módulo fotovoltaico; Sujidade; Módulo solar; Energia solar; Eficiência energética.

## **ABSTRACT**

The photovoltaic system is promising because it relies on a clean and abundant resource: solar radiation. However, the accumulation of dirt on the surface of photovoltaic modules is one of the main factors that decrease their efficiency. This study, conducted at the ICTE (Institute of Technological and Exact Sciences) campus of the Federal University of Triângulo Mineiro, in Uberaba-MG, aimed to verify the effect of dirt on the efficiency of photovoltaic modules. For this, climatic parameters and electrical characteristics of the modules were collected and measured, comparing strings of dirty and clean modules. The interference of dirt on the efficiency of photovoltaic modules was confirmed through various measurements in scenarios of clean and dirty modules, evidencing an efficiency loss. The present study revealed that the accumulation of dirt reduced the efficiency of the modules by up to 7.50% after seven months of exposure. The temperature difference between a dirty module and a clean one reached 8.9%. In all measurements, both the operating current and the generated power were higher in clean modules. This confirms that the presence of dirt particles reduces the transmittance of the module surface, causing a considerable efficiency loss. Therefore, adopting a periodic cleaning schedule for photovoltaic power generation systems can yield significant benefits over time. Financially, UFTM is missing out on approximately 35.37% savings on the amounts charged by the local utility company (CEMIG), which represents about R\$25,391.81 per year with the current system. With a system capable of supplying the entire ICTE consumption, losses could reach R\$29,453.22 per year. From an economic point of view, it is essential to optimize the cleaning of photovoltaic modules to maximize their efficiency and prolong their lifespan.

**Keyword:** Photovoltaic module; Dirtiness; Solar module; Solar energy; Energy efficiency.

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Painéis solares instalados no ICTE/UFTM.	4
Figura 2 - Oferta interna de energia elétrica, por fonte (%).	6
Figura 3 - Oferta de energia primária por fonte no Brasil.	7
Figura 4 - Diagrama de bandas de energia.	16
Figura 5 - Exemplo de uma célula fotovoltaica em corte transversal.	16
Figura 6 - Exemplo de célula, módulo e painel fotovoltaico.	19
Figura 7 - Representação das componentes da irradiação solar.	20
Figura 8 - Impacto da variação da irradiação solar em uma célula fotovoltaica	21
Figura 9 - Estação meteorológica no ICTE/UFTM. Estação meteorológica (A);	
termômetro (B) e pluviômetro (C).	22
Figura 10 – Exemplo de sombreamento em placas de energia solar.	25
Figura 11 - Curva I-V, com queda na eficiência por temperatura.	26
Figura 12 - Indicação de inclinação para painéis solares.	27
Figura 13 – Exemplo de microfissuras nós módulos solares.	28
Figura 14 – Exemplo do escurecimento do EVA causando o fenômeno chamado de	
"Browning".	29
Figura 15 - Sujidade nos painéis em condomínio residencial. Vista geral das placas solares instaladas no condomínio residencial (A). Destaca uma das placas solares, de forma mais detalhada (B).	31
Figura 16 - Ponto quente no painel solar devido à sujeira.	32
Figura 17 - Fatores que influenciam a fixação de poeira.	36
Figura 18 - Imagem aérea do bloco F.	37
Figura 19 - Equipamentos para medição das características elétricas.	39
Figura 20 - Equipamentos para coleta de dados das características elétricas.	40
Figura 21 - Disposição dos módulos no presente estudo.	40
Figura 22 - Diagrama do estudo de corrente de operação (Iop)	42
Figura 23 - Articulação do estudo.	42
Figura 24 - Diagrama do estudo de potência e temperatura.	<b>4</b> 4
Figura 25 - Equipamentos que compõem uma estação meteorológica.	45
Figura 26 - Equipamentos utilizados para coleta e caracterização do material	
particulado e sujidade. HIVOL HVS 3000 - Amostrador de alto volume PM1 (A);	
difratômetro LabX XRD-6100 (B).	47
Figura 27 - Níveis de irradiação em diferentes condições climáticas durante o estudo.	
Dia ensolarado (A); dia nublado (B); e dia chuvoso (C). Um único dia foi escolhido	
para representar os niveis de irradiação.	49
Figura 28 - Precipitação na área de estudo de outubro de 2023 a maio de 2024.	50
Figura 29 - Corrente de operação de pico (Iop <sub>p</sub> ) de cada etapa de medição.	51

Figura 30 - Eficiências dos módulos solares de acordo com a sujidade. Módulos	
limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C).	52
Figura 31 - Relação entre irradiação solar e corrente de operação durante a primeira	
medição. Módulos limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C).	54
Figura 32 - Relação entre irradiação solar e corrente de operação durante a quarta	
medição. Módulos limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C).	55
Figura 33 - Relação entre irradiação solar e corrente de operação durante a sétima	
medição. Módulos limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C).	57
Figura 34 - Valor médio da corrente de operação e eficiência.	58
Figura 35 - Valor médio da corrente de operação e eficiência de todo estudo.	59
Figura 36 - Temperatura no módulo sujo vs temperatura módulo limpo.	60
Figura 37 - Relação entre a temperatura nos módulos e a tensão de operação	61
Figura 38 - Valores médios de potência e eficiência pela variação de temperatura.	61
Figura 39 - Relação entre potência e temperatura. Módulos sujos (A); limpos a cada 30 dias (B); limpos a cada 15 dias (C); e limpos a cada 7 dias (D).	63
Figura 40 – Difratograma de raios X para uma amostra de material particulado	٠.
disperso pelo vento.	64

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens na geração hidrelétrica	9
Tabela 2 - Vantagens e desvantagens na geração eólica	11
Tabela 3 - Vantagens e desvantagens na geração fotovoltaica	14
Tabela 4 - Módulo JA solar	41
Tabela 5 - Inversor GoodWe	41

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

°C Grau Celsius % Porcentagem µm Micrometro A Amperes

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

AC Corrente alternada

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

a-Si Silício amorfo Band gap Banda proibida

BEN Balanço Energético Nacional BME Boletim mensal de energia

BT Baixa Tensão CC Corrente contínua CdTe Telureto de cádmio

CEFET Centro Federal de Educação Tecnológica CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais CEPEL Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CIGS Disseleneto de cobre, índio e gálio

CIS Disseleneto de cobre e índio CPV Concentrated photovoltaics

CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

c-Si Silício cristalino

CSP Energia solar concentrada

DGS Deutsche Gesellschaft für Sinnenenergie (Sociedade Alema de Energia

Solar)

DRX Difração de raios-X
DSSC Dye Sensitized Solar Cell
EPE Empresa de Energia Energética
EUA Estados Unidos da América
eV Elétron volt, 1 eV = 8065 cm-1

EVA Ethylene vinyl acetate

FRESNEL Luz continua
G Radiação
GaAs Gálio Arsênico
Ge Germânio

GoodWe Fabricante de inversores solares

HSP Hora de sol pleno I Corrente elétrica

IEA Agência Internacional de Energia

ICTE Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas

INMET Instituto Nacional de Meteorologia

INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IopCorrente de operação ou trabalhoIopmCorrente de operação médiaIoppCorrente de operação de picoIscCorrente de curto-circuito

JA SOLAR Fabricante de módulo solar kJ/m² Quilojoule metro quadrado

kW Quilowatt

kWh/mês Quilowatt hora mês

kWp Quilowatt de potência de pico

MJ Multijunção

MME Ministério de Minas e Energia MPPT Maximum Power Point Tracking

MT Média Tensão

m-Si Silício monocristalino

MW Megawatt n banda negativa

ONS Operador Nacional de Sistema Elétrico

OPV Organic photovoltaics

p banda positiva

P&D Pesquisa e desenvolvimento PET Tereftalato de polietileno

PMPIT Programa de Mestrado Profissional em Inovação Tecnológica

PROINFA Programa de Incentivo a Fontes Alternativas

p-Si Silício policristalino

PV Photovoltaic

PVF Fluoreto de polivinila

R\$ Reais

SFV Sistema fotovoltaico

Si Silício

SPSS Statistical Package for the Social Sciences

STC Standard test conditions

String Conjunto de placas solares conectadas entre si

TWh Terawatt hora

UFTM Universidade Federal do Triângulo Mineiro

US\$ Dolar

UV Ultravioleta V Tensão elétrica

Voc Tensão de circuito aberto

Vop Tensão de operação ou trabalho

W Watt

W/m<sup>2</sup> Watt por metro quadrado Wh/m<sup>2</sup> Watt hora por metro quadrado

Wp Watt-pico

# SUMÁRIO

1	INTR	ODUÇÃO	1
2	2 OBJETIVO		5
	2.1 O	bjetivo geral	5
	2.2 O	bjetivos específicos	5
3	3 REFERENCIAL TEÓRICO		5
	3.1 <b>E</b>	nergias renováveis	8
	3.1.1	Energia hidrelétrica	8
	3.1.2	Energia eólica	10
	3.1.3	Energia fotovoltaica	12
	3.2 P	erdas relacionadas ao sistema de energia fotovoltaica	23
	3.2.1	Sombreamento parcial e sombreamento	24
	3.2.2	Temperatura	25
	3.2.3	Orientação e inclinação dos módulos	26
	3.2.4	Descasamento dos módulos – mismatch	27
	3.2.5	Células rachadas ou quebradas	28
	3.2.6	Sujidade	30
4	MATE	ERIAL E MÉTODOS	36
	4.1 D	escrição da área de estudo	36
	4.2 Pa	arâmetros elétricos	38
	4.3 E	studo comparativo de corrente de operação	40
	4.4 E	studo comparativo potência e temperatura	43
	4.5 C	oleta dos dados meteorológicos	44
	4.6 C	oleta e caracterização do material particulado e sujidade	46
	4.7 V	ariáveis e análises estatísticas	47
5	RESU	LTADOS E DISCUSSÕES	48
6	CONC	CLUSÃO	65
D	DEFEDÊNCIAS 6		

ANEXO A -	Diagrama Unifilar do sistema fotovoltaico instalado no ICTE73	
ANEXO B -	Fatura CEMIG do mês de maio de 2024 ICTE	74
APÊNDICE A	- Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente o	le
	operação7	6
APÊNDICE B	- Dados coletados no estudo comparativo por meio da potência	e
	temperatura	55

# 1 INTRODUÇÃO

O papel da energia elétrica na sociedade é indiscutível, sendo uma das principais fontes desde o século XX, e seu impacto está intrinsecamente ligado à evolução social (Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2019; Ministério de Minas e Energia, 2008). O interesse pelo estudo e produção de energia cresce continuamente, com foco na otimização dos recursos disponíveis. O avanço das tecnologias de transmissão energética impulsiona o desenvolvimento de várias regiões do Brasil. No entanto, apesar dos avanços na transmissão, aproximadamente um terço da população brasileira ainda carece de acesso à rede elétrica (MORAIS, 2015).

No Brasil, o acesso a eletricidade é uma realidade para uma considerável parcela da população, entretanto, persistem desafios relacionados ao fornecimento inadequado, sobretudo devido à distribuição desigual dos recursos energéticos. Apesar da riqueza em recursos naturais, muitas regiões do país ainda enfrentam dificuldades significativas de acesso à energia elétrica, especialmente aquelas localizadas distantes dos grandes centros urbanos, onde se concentra a maior parte da população brasileira (MORAIS, 2015). Essas áreas periféricas, muitas vezes negligenciadas pelos investimentos em infraestrutura energética, enfrentam uma série de obstáculos que limitam ou até mesmo impossibilitam o acesso regular a eletricidade. Nesse contexto, a falta de energia não apenas afeta o cotidiano dos habitantes, prejudicando o desenvolvimento socioeconômico e a qualidade de vida, mas também perpetua desigualdades regionais, agravando as disparidades entre as áreas urbanas e rurais.

A eletricidade é um bem essencial na sociedade moderna. Embora as usinas hidrelétricas desempenhem um papel significativo na matriz energética brasileira, novas fontes, como a solar e a eólica, estão ganhando espaço. As usinas termelétricas ainda são usadas para complementar a produção durante períodos de estiagem das hidrelétricas (TOLMASQUIM, 2007). Isso se torna cada vez mais importante, uma vez que fatores como segurança econômica estão intimamente ligadas ao acesso à energia e às matrizes energéticas. A falta de eletricidade pode desacelerar ou interromper o desenvolvimento econômico de uma região ou país. Por exemplo, com os centros industriais em expansão e o crescimento populacional, a necessidade de energia elétrica tende aumentar (DE ALENCAR *et al.*, 2017). Portanto, para garantir o desenvolvimento econômico, é essencial garantir um fornecimento confiável de energia (COLOMER, 2021).

O consumo médio de eletricidade no Brasil aumenta anualmente em cerca de 3,5%. Esse aumento exige investimentos contínuos no desenvolvimento de novas formas de energia para atender à demanda crescente. Por exemplo, as usinas termelétricas têm sido a principal fonte para suprir esse aumento, mas há uma crescente discussão sobre a implementação de redes elétricas inteligentes e melhorias tecnológicas para otimizar o uso dos recursos existentes (COLOMER, 2021; RIDELENSKY, 2021). Nesse sentido, para utilizar fontes de energia renováveis, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Programa de Incentivo ao Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Esse programa serve apenas para suprir o abastecimento de energia não fornecida por usinas hidrelétricas no período da seca (AGUILAR, *et al.*, 2012; CERETTA, *et al.*, 2020). Portanto, o Brasil, como um dos países com excelentes condições para produção de energia renovável, se projeta como um nortear para a produção de energia com menores custos ambientais.

A matriz energética do Brasil é vasta e pode ser aproveitada de várias formas e maneiras. Entretanto, no país houve um recuo das hidrelétricas e um aumento nas termelétricas, reduzindo a porcentagem de energia renovável (RIDELENSKY, 2021). Em busca de inovação e fontes de produção de energia elétrica no Brasil de forma que não prejudique o meio ambiente, o país trouxe novas perspectivas de fonte limpa de produção de energia elétrica como eólica e solar. Por exemplo, a produção de energia eólica obteve um aumento significante de 2005 a 2015 participando de 4,08% da matriz elétrica nacional na época. Hoje ela fornece 8,8% da energia elétrica gerada no país (Empresa de Pesquisa Energética – EPE 2021). O mesmo ocorre no território nacional com a energia produzida por meio das placas fotovoltaicas. Segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015), a potência solar era de 1,087 kWp (quilowatt de potência de pico), ou seja, menos de 0,01% da potência instalada no país em 2005. Em 2015 já era 21,333 kWp, mais de 0,02% da energia total produzida. Hoje, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2021), ela é responsável por 1,8% da produção total de energia em todo território nacional.

A geração de energia fotovoltaica é influenciada por vários fatores, como a localização geográfica, o posicionamento dos módulos, existência de sujeiras, que podem alterar a produção de energia elétrica. Em 2022, a ANEEL liberou a Resolução nº 482/2012 que estabelece: todo consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica, seja gerada por mini ou microgeração distribuída, essas inovações auxiliam na

economia financeira, na sustentabilidade e na consciência socioambiental. Inicialmente a aquisição de sistemas fotovoltaicos era de alto custo, porém com a expansão do uso de energia solar e os altos custos de energia elétrica oferecidos pelas concessionárias, além do incentivo para aquisição de sistemas fotovoltaicos, o valor de equipamentos decresceram e, com isso, houve um aumento significativo nas aquisições pelos consumidores.

O aumento exponencial da demanda por energia solar impulsionou o surgimento de diversos fabricantes e fornecedores de equipamentos voltados para esse fim. Embora os equipamentos sejam projetados para gerar a potência indicada pelos fabricantes, é importante reconhecer que existem perdas inevitáveis durante o processo de geração de energia. Essas perdas podem ser influenciadas por uma série de fatores, como o método de instalação, o tipo de equipamento utilizado, entre outros. Diante desse cenário, tornase imprescindível realizar um dimensionamento adequado do sistema, optando por equipamentos de alta eficiência que minimizem as perdas e maximizem a produção de energia.

As perdas térmicas e por sujidade representam uma parte significativa da ineficiência dos sistemas fotovoltaicos, podendo resultar em uma perda de energia superior a 15%, dependendo das condições individuais de instalação (Sociedade Alemã de Energia Solar - DGS, 2013). Esse cenário despertou o interesse de diversos pesquisadores em buscar maneiras de prever, mitigar ou até mesmo evitar essas falhas. Recentemente, uma usina fotovoltaica foi instalada no campus do Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas (ICTE) da Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM), com capacidade de geração em corrente contínua (CC) de 388,08 kWp e em corrente alternada (CA) de 320,0 kW (Quilowatt) (Figura 1). Além disso, está em processo de implementação mais 15 usinas de microgeração, cada uma com capacidade de 320 kWp. Por se tratar de um projeto inovador na UFTM, ele se mostra ideal para a realização de um estudo de caso detalhado, que visa identificar e quantificar as perdas de rendimento dos sistemas fotovoltaicos ao longo do ano hidrológico.

Figura 1 - Painéis solares instalados no ICTE/UFTM



Fonte: Do autor, 2022

## 2 OBJETIVO

# 2.1 Objetivo geral

Quantificar o impacto da sujidade na redução da potência gerada em sistemas fotovoltaicos, visando otimizar a eficiência energética e a viabilidade econômica desses sistemas.

# 2.2 Objetivos específicos

- Monitorar a potência elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos.
  - **Método**: Utilização de sensores e sistemas de monitoramento para coleta contínua de dados de geração de energia.
- Caracterizar o material particulado depositado utilizando difração de raios X (DRX).
  - **Método**: Análise das amostras de sujeira coletadas na superfície dos módulos por meio de DRX para identificar a composição do material particulado.
- Analisar a influência dos fatores climáticos e da sujidade na eficiência dos módulos em converter energia solar em energia elétrica.
  - **Método**: Correlacionar dados climáticos (como temperatura, umidade e radiação solar) com os dados de eficiência dos módulos limpos e sujos.
- Definir a periodicidade ideal da limpeza dos módulos fotovoltaicos.
  - **Método**: Determinação da frequência de limpeza baseada na análise dos dados de perda de eficiência e nas características do material particulado depositado.

# 3 REFERENCIAL TEÓRICO

De acordo com Vichi e Mansor (2009), o conceito de matriz energética refere-se à totalidade da produção e consumo de energia de um determinado país, identificando suas fontes de produção. Essa análise abrange não apenas a eletricidade, mas também outras formas de energia, como combustíveis fósseis (petróleo, carvão, gás natural), energia nuclear, renováveis (solar, eólica, hidrelétrica, biomassa) e outras fontes alternativas. A compreensão da matriz energética de um país é essencial para avaliar sua segurança energética, sustentabilidade ambiental e dependência de fontes externas de

energia. Por meio dessa análise, é possível identificar tendências, desafios e oportunidades para o desenvolvimento e diversificação do setor energético, visando garantir um suprimento confiável e sustentável de energia a longo prazo. O Ministério de Minas e Energia (MME) publica regularmente um boletim mensal de energia, conhecido como BME (Boletim Mensal de Energia), que apresenta o percentual aproximado de energia elétrica fornecida por fonte em relação aos meses anteriores (Figura 2).

Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte (%) 80 67,9 ■ 2023 ■ até o mês(%) 61,0 60 SIN + Isolados + Autoprodução OIEE 2023: 723,2 TWh - Renováveis: 89,2% 40 OIEE 2024: 192,2 TWh - Renováveis: 88,8% 20 13,2 7,0 8,5 8,9 8,0 5,3 5,9 2,0 2,2 1,2 1,1 0,8 0,7 0 HIDRO GÁS DER. NUCLEAR CARVÃO EÓLICA BIOMASSA GÁS SOLAR NATURAL PETRÓLEO INDUSTRIAL

Figura 2 - Oferta interna de energia elétrica, por fonte (%)

Fonte: Ministério de Minas e Energia – Boletim mensal – março de 2024

Além de compreender a matriz energética de um país, é fundamental destacar o crescente papel das energias renováveis nesse contexto. As energias renováveis, como a solar, eólica, hidrelétrica e biomassa, têm ganhado destaque como fontes limpas e sustentáveis de energia, desempenhando um papel crucial na transição para uma matriz energética mais diversificada e ambientalmente responsável (SILVA, SHAYANI E OLIVEIRA, 2018). A expansão dessas fontes renováveis não apenas contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a mitigação das mudanças climáticas, mas também promove a segurança energética ao diversificar as fontes de abastecimento (SILVA, SHAYANI E OLIVEIRA, 2018). Com a tecnologia e a infraestrutura adequadas, as energias renováveis têm o potencial de desempenhar um papel cada vez mais significativo na matriz energética global, proporcionando benefícios econômicos, sociais e ambientais tanto a nível nacional quanto global. Nesse contexto, é essencial monitorar de perto o desenvolvimento e a adoção dessas tecnologias, bem como

promover políticas e investimentos que incentivem sua implementação e expansão em larga escala. A combinação de avanços tecnológicos e apoio governamental é crucial para superar os desafios e maximizar os benefícios das energias renováveis na matriz energética global.

De acordo com dados do Ministério de Minas e Energia (MME), quase metade da energia produzida no Brasil é proveniente de fontes renováveis. Embora a maior parte dessa produção derive de usinas hidrelétricas, observa-se nos últimos anos um crescimento significativo da participação das energias eólica e solar. André Osório, diretor do Departamento de Informações e Estudos Energéticos do MME, destaca que a matriz energética brasileira é expressivo mundialmente, com uma proporção de 48% de energia renovável, mais de três vezes superior a média global. A projeção de crescimento energético nacional para as próximas três décadas é quatro vezes maior que a atual, marcada por uma redução na oferta de energia proveniente de hidrelétricas e um crescimento relevante da bioenergia (Figura 3). Esse crescimento nas fontes eólica e solar é crucial para a transição energética, destacando a importância da eficiência dos módulos fotovoltaicos no contexto brasileiro.

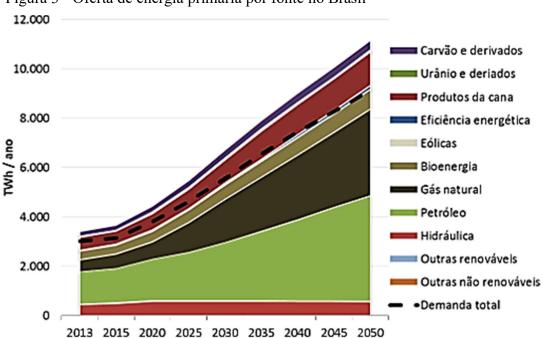


Figura 3 - Oferta de energia primária por fonte no Brasil

Fonte: Silva, Shayani e Oliveira (2018)

A energia proveniente de fontes inesgotáveis, como solar, eólica e hidrelétrica, é classificada como renovável, garantindo disponibilidade futura e apresentando um

impacto ambiental reduzido, o que a torna uma alternativa importante na matriz energética atual (JARDIM, 2007). No entanto, é importante ressaltar que mesmo as chamadas energias "limpas" não são totalmente isentas de impactos, embora possuam menor impacto econômico, ambiental e social em comparação com outras fontes de energia. Isso é ainda mais importante diante das crescentes preocupações com as mudanças climáticas e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa para promover um crescimento econômico seguro e sustentável, torna-se essencial integrar cada vez mais as fontes de energia renovável nas matrizes energéticas nacionais. Este movimento é imperativo não apenas para cumprir as leis ambientais, mas também para garantir a segurança energética do país a longo prazo. Aqui, será apresentado as três principais energias renováveis, bem como suas vantagens e desvantagens.

# 3.1 Energias renováveis

# 3.1.1 Energia hidrelétrica

A energia hidrelétrica é uma das formas mais importantes e amplamente utilizadas de geração de eletricidade em todo o mundo. Baseada no aproveitamento do potencial energético da água em movimento, essa fonte renovável de energia desempenha um papel significativo no suprimento de eletricidade para diversas regiões. As usinas hidrelétricas aproveitam a energia cinética da água em rios ou lagos represados, convertendo-a em energia elétrica por meio de turbinas hidráulicas acopladas a geradores. Em geral, as usinas hidrelétricas emitem menos gases de efeito estufa, principalmente quando comparadas as usinas termelétricas. É um recurso renovável porque usa a água como combustível, embora, tecnicamente, água não pode ser vista como combustível. Em uma usina hidrelétrica, a produção de energia não significa consumo de água, mas os recursos hídricos ficam livres para uso após a produção, sendo por isso considerada uma fonte economicamente competitiva e com baixo custo operacional. A flexibilidade operacional é outra vantagem da energia hidrelétrica.

As usinas hidrelétricas apresentam desvantagens significativas tanto durante a fase de construção quanto na fase de operação. Na etapa construtiva, a remoção da vegetação nativa expõe o solo, resultando em um aumento dos processos erosivos. A interrupção dos cursos d'água ocorre devido à construção de barragens e à formação de reservatórios, impactando o equilíbrio hídrico da região. Os efeitos socioeconômicos se manifestam desde a fase de planejamento, criando expectativas na população e, muitas

vezes, impedindo a preservação de heranças culturais e sociais. Notavelmente, povos e comunidades indígenas e tradicionais são particularmente suscetíveis aos impactos decorrentes da construção dessas usinas (EPE, 2016) (Tabela 1).

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens na geração hidrelétrica

	Vantagens	Desvantagens
Governo	Fonte economicamente competitiva. Com baixo custo de operação quando comparada a outras fontes; fonte renovável.	Incremento populacional que possibilita a sobrecarga nos equipamentos e serviços públicos.
Usuário	Produz grandes montantes de energia.	Comprometimento da qualidade da água.
Agentes do setor	Flexibilidade operacional; Maturidade tecnológica; Aumento da segurança energética de todo sistema.	A retirada de vegetação nativa para formar o reservatório e para abertura de vais de acesso; Necessidade de licenciamento ambiental.
Sociedade	Baixa emissão de gases de efeito estufa; Reservatórios de acumulação regularizada a vazão dos rios; Desenvolvimento social e econômico obtido a partir do avanço da indústria hidrelétrica; Geração de empregos temporários.	A obra pode interferir em locais com elementos de patrimônio histórico, cultural, natural, arqueológico e Paleontológico; Obra pode atingir diretamente cidades. Afetando moradias. Benfeitorias e equipamentos sociais.

Fonte: Dados da EPE, 2016

O Brasil ocupa a nona posição mundial de geração de energia elétrica, contribuindo com 2,6% do total global em 2010. No entanto, destaca-se como o segundo

maior gerador de energia hidrelétrica, representando 11,9% da produção mundial, ficando atrás da China, que foi responsável por 21% da produção em 2010, conforme dados da EPE(2013). Em 2010, o Brasil produziu 403,4TWh de energia hidrelétrica (EPE, 2013). A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, tornando-a uma das mais limpas do mundo em termos de emissões de gases de efeito estufa, devido ao uso de uma fonte renovável. No entanto, o consumo de água dessa fonte é significativo devido à alta evaporação nos reservatórios. Embora a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil tenha origem hidráulica, há também contribuições de outras fontes.

Atualmente, o Brasil utiliza principalmente hidrelétricas como sua principal fonte de energia. O país conta com 1.220 usinas hidrelétricas, totalizando uma capacidade instalada de 92.415 Mw, o que corresponde a 61,34% da matriz elétrica brasileira. Esses números tendem a aumentar nos próximos anos, com sete novos empreendimentos em construção e seis prestes a iniciar (ANEEL, 2016).

## 3.1.2 Energia eólica

O vento, fonte de energia inesgotável da natureza, faz com que a energia eólica se destaque como uma fonte renovável e ilimitada. Segundo Aquila (2015), a energia eólica se destaca das demais devido ao seu crescimento nos países desenvolvidos como nos emergentes. Este tipo de fonte tem uma grande vantagem, se destaca pela produção de energia ser contínua e instantânea, pois a quantidade de energia produzida está diretamente relacionada à densidade do ar, área coberta e rotação das pás (Aneel, 2005) (Tabela 2).

Tabela 2 - Vantagens e desvantagens na geração eólica

	Vantagens	Desvantagens
Poluição	Não emite poluentes	Pode causar poluição sonora e
1 Olulção	diretamente na atmosfera	visual
Sustentabilidade	É uma fonte renovável e limpa	Pode afetar ecossistemas locais e
		habitats de aves
Pode ser uma alternativa mais		Os investimentos iniciais para
Economia	barata às fontes de energia	instalação de parques eólicos
	tradicionais	podem ser significativos
	Pode ser mais eficiente que a	A produção de energia depende
Eficiência	energia solar fotovoltaica, se	da disponibilidade e intensidade
	instalada no local adequado	do vento
Impacto	Reduz a emissão de gases	Pode afetar a mudança de hábito
ambiental	associados ao aquecimento	de migração de algumas aves
ambiciital	global	de inigração de argumas aves
Uso da terra	Otimiza o uso produtivo da	A construção de parques eólicos
Oso da terra	terra	pode afetar ecossistemas locais

Fonte: Autor, 2024

Uma desvantagem (Tabela 2) conhecida da instalação de usinas eólicas, especialmente em parques eólicos próximos a áreas residenciais, é o impacto visual das estruturas e das sombras projetadas na paisagem, que pode ser significativo e mensurável. É importante ressaltar que as turbinas eólicas podem refletir ondas eletromagnéticas, interferindo nos sistemas de comunicação, como a transmissão de televisão (INATOMI; UDAETA, 2005). Além disso, quando os sistemas eólicos são instalados em rotas de migração de pássaros, eles afetam diretamente a vida selvagem, aumentando o risco de colisões com as turbinas. Embora os níveis de poluição sonora, gerados por ruídos de origem mecânica ou aerodinâmica, tenham sido consideráveis em alguns casos, avanços tecnológicos têm contribuído para a redução desses impactos, ainda que possam alterar os padrões de fluxo de ar e influenciar o clima local (INATOMI; UDAETA, 2005). Portanto, a implementação de parques eólicos requer uma avaliação cuidadosa dos impactos ambientais e sociais, bem como medidas adequadas de mitigação.

No Brasil, o sistema eólico tem sido principalmente desenvolvido pelo setor privado (GONÇALVES, ALMEIDA, 2018). De acordo com o Banco de Informações de Geração, atualizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 13 de março de 2019, o país contava com 604 parques eólicos em operação, totalizando uma capacidade instalada de 14.832.793 LMW, o que correspondia a 9,06% da matriz energética brasileira. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a energia eólica já representa 10,9% da matriz elétrica do Brasil e deve atingir 13,6% até o final de 2025. Os maiores parques eólicos estão concentrados na região Nordeste. Em julho (i.e., de 2019), foram registrados quatro recordes de geração média e quatro de geração instantânea (picos). De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), em um dia específico, a capacidade média inédita alcançou 11.399 MW, o suficiente para abastecer 102% da região Nordeste durante 24 horas.

# 3.1.3 Energia fotovoltaica

A energia fotovoltaica é gerada pela conversão da luz solar em corrente elétrica, um processo realizado por meio de módulos ou placas solares compostas por células desenvolvidas a partir de materiais condutores de eletricidade (BARBOSA; FARIA; GONTIJO, 2018). A palavra "fotovoltaico" deriva do grego *photos*, que significa luz, em homenagem ao físico italiano que inventou a pilha elétrica em 1800. O efeito fotoelétrico foi inicialmente observado em 1839 pelo cientista francês Alexandre Edmond Becquerel, que notou uma diferença de potencial entre eletrodos imersos em uma solução ácida. Posteriormente, em 1876, um grupo de cientistas observou o mesmo efeito em um dispositivo de selênio. Esses marcos históricos foram fundamentais para o desenvolvimento e compreensão da tecnologia fotovoltaica (ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015; VIVACQUA, 2016).

Em 1905, o cientista alemão Albert Einstein descreveu o efeito fotoelétrico, que se revelou intimamente relacionado ao efeito fotovoltaico, um achado que lhe rendeu o Prêmio Nobel em 1922 (VILLALVA, 2015). Por sua vez, em 1918, o cientista polonês Czochralski desenvolveu um processo para a fabricação de cristais de silício, um avanço que se tornaria fundamental para a indústria de semicondutores e células solares modernas (VILLALVA, 2015). A história das células fotovoltaicas remonta a 1883, quando C. E. Fritts desenvolveu o primeiro dispositivo que poderia ser efetivamente chamado de célula fotovoltaica, feito de selênio (PINHO e GALDINO, 2014). Esses marcos históricos foram

cruciais para o desenvolvimento subsequente da tecnologia fotovoltaica, pavimentando o caminho para a ampla adoção da energia solar como fonte de eletricidade renovável.

A célula fotovoltaica representa o elemento fundamental do sistema fotovoltaico, capaz de gerar aproximadamente 1,5 Watts (W) de energia. Para aumentar essa capacidade, as células são conectadas em série ou paralelamente, formando módulos e painéis fotovoltaicos (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Após 110 anos desde a descoberta de Becquerel, as primeiras células fotovoltaicas foram produzidas nos laboratórios Bell, nos Estados Unidos, em 1950, impulsionadas por avanços tecnológicos em semicondutores. Essas células eram feitas de lâminas de silício cristalino e apresentavam uma eficiência de conversão relativamente alta, cerca de 6% da energia solar em eletricidade, para a época (ZILLES et al., 2012; VILLALVA, 2015; VIVACQUA, 2016).

A crise do petróleo na década de 1970 renovou e ampliou o interesse nas aplicações terrestres de energia fotovoltaica. No entanto, naquela época, o custo de fabricação das células precisava ser drasticamente reduzido, até mesmo em um fator de 100 vezes, em comparação com o custo das células especiais, para tornar essa forma de conversão de energia economicamente viável. Em 1970, os Watts de pico (Wp), potência medida em condições de teste padrão (STC, Standard Test Conditions), eram vendidos por US\$ 150,00. Com o avanço da tecnologia e o aumento da produção de módulos solares, o preço do Wp atualmente gira em torno de US\$ 0,50 (ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014; PORTAL SOLAR, 2018). O valor médio do Wp de energia fotovoltaica no Brasil no primeiro trimestre de 2024 foi de R\$2,76. O menor preço já registrado.

Atualmente, os painéis fotovoltaicos são empregados em aplicações de média e baixa potência, destinadas à geração de eletricidade para sistemas mais complexos. Assim como as usinas termelétricas que geram eletricidade a partir de combustíveis fósseis, as usinas fotovoltaicas e as instalações de placas solares têm como objetivo complementar a produção de energia elétrica, especialmente durante períodos de estiagem, considerando que mais da metade da energia elétrica do Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas (Tabela 3). No mercado atual, existem diversos modelos de placas solares, diferenciandose em tamanho, potência, durabilidade, capacidade de geração noturna, e tipo de instalação, que pode ser autônoma ou conectada à rede de distribuição tradicional (PEREIRA, 2019). Nesse sentido, a integração da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira é especialmente relevante, considerando a predominância das

hidrelétricas no país, proporcionando uma solução sustentável para períodos de estiagem e diversificando as fontes de energia.

Tabela 3 - Vantagens e desvantagens na geração fotovoltaica

Vantagens	Desvantagens
Fonte renovável, limpa e inesgotável de energia	Para ser fabricado, um painel solar consome grande quantidade de energia, que, às vezes, é maior do que a própria energia gerada por ele
Não poluente	Preços elevados em relação à produção de energia por meio de fontes não renováveis
Exige pouca manutenção em suas centrais de produção	Produção variável de acordo com as condições atmosféricas
Painéis solares cada vez mais eficientes e com custos cada vez mais baixos	Durante a noite, a energia solar não é produzida
Fonte de energia viável para lugares afastados e de difícil acesso, visto que não necessita de grandes investimentos na manutenção de equipamentos	Regiões localizadas em latitudes médias/altas produzem pouca energia durante o inverno
Excelente fonte de energia para países tropicais, como o Brasil, cuja radiação solar costuma ser intensa durante boa parte	O armazenamento desse tipo de energia é pouco eficiente se comparado à energia hidrelétrica, aos combustíveis fósseis e à
do ano  Requer áreas menos extensas para ser produzida	biomassa  Requer um sistema eficiente de armazenamento

Fonte: Autor, 2024

# 3.1.3.1 Efeito fotovoltaico e painéis

A conversão da energia solar em eletricidade acontece por meio do efeito fotovoltaico, um processo fundamental no funcionamento dos painéis solares. Esse fenômeno ocorre quando os fótons, partículas de luz solar, atingem os átomos presentes nas células fotovoltaicas dos painéis. Quando essa interação ocorre, os elétrons dos átomos absorvem a energia dos fótons, adquirindo assim energia suficiente para se movimentar e escapar de seus átomos. Esse movimento de elétrons gera uma corrente

elétrica, que é a base da energia solar fotovoltaica. Essencialmente, cada célula fotovoltaica do painel solar é composta de materiais semicondutores, como o silício, que possuem a capacidade de liberar elétrons quando expostos à luz solar. Quando a luz solar incide sobre o painel, os fótons são absorvidos pelos átomos do material semicondutor, fornecendo energia suficiente para que os elétrons se movam através do material, criando assim uma corrente elétrica. É esse fluxo de elétrons que é capturado e canalizado para gerar eletricidade utilizável.

A transformação direta da energia solar em eletricidade, sem a necessidade de um processo térmico, é realizada em materiais semicondutores. Esses materiais têm a capacidade de gerar corrente elétrica quando excitados por fótons provenientes da luz solar. Segundo Goswami (2015), o comportamento dos semicondutores é explicado pelo arranjo dos elétrons nos orbitais ao redor do núcleo atômico. Uma quantidade mínima de energia é necessária para manter a estabilidade dessa configuração, e os semicondutores distribuem elétrons em camadas e subcamadas, criadas pelas forças atrativas do núcleo. As camadas internas requerem uma quantidade maior de energia externa para quebrar essas forças, tornando os elétrons das camadas mais externas, conhecidas como camadas de valência, mais sensíveis às interações com elétrons de átomos vizinhos. Quando esses elétrons externos são excitados, eles saltam do átomo de origem, transformando-o em um íon carregado positivamente, e se ligam a um átomo vizinho para formar um íon carregado negativamente. As forças atrativas entre esses íons com cargas opostas criam ligações iônicas (GOSWAMI, 2015).

É importante ressaltar que alguns elétrons nas camadas de valência são energeticamente ativos e estão longe o suficiente do núcleo para que possam ser ejetados do átomo com uma pequena força. Esses elétrons são responsáveis pela transferência de calor e eletricidade, e essa região é chamada de banda de condução. A diferença de energia entre o elétron na camada de valência e o elétron na camada anterior é denominada banda proibida ou band gap (GOSWAMI, 2015). Ademais, materiais com uma banda de condução completa geralmente possuem band gaps vazios, sendo classificados como isolantes (GOSWAMI, 2015). Já os materiais com band gaps preenchidos são classificados como condutores, predominantemente representados pelos metais. Os semicondutores, por sua vez, possuem uma banda de condução parcialmente preenchida e um band gap menor ou igual a 3 eV (elétron volt), sendo classificados como

tais. A figura 4 ilustra a relação entre os níveis de energia e a classificação dos materiais para a transmissão de eletricidade.

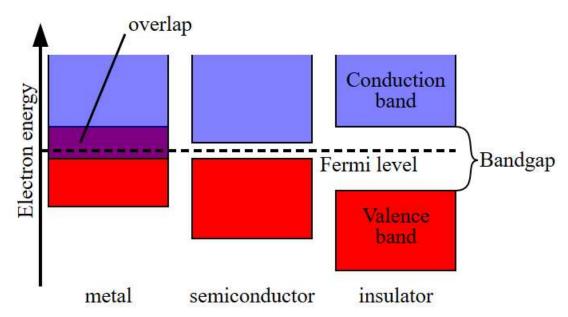


Figura 4 - Diagrama de bandas de energia

Fonte: Adaptada de Hanania et al., 2015

Os semicondutores podem ser intrínsecos ou extrínsecos, sendo os materiais intrínsecos representados por materiais puros e os materiais extrínsecos com impurezas em sua configuração molecular, denominadas dopantes. A dopagem é o processo de adição de materiais cujas camadas de valência apresentam excesso ou déficit de elétrons em relação ao semicondutor, mesmo que as impurezas sejam eletricamente neutros. Se o dopante tiver mais elétrons de valência do que o semicondutor, é chamado de dopante-n, caso contrário, é chamado de dopante-p (GOSWAMI, 2015).

Um semicondutor do tipo n pode se tornar um íon carregado positivamente quando um elétron extra é removido. Assim como os semicondutores do tipo p podem se tornar íons carregados negativamente quando fornecidos com uma deficiência de elétrons. De acordo com Goswami (2015), uma junção pn é definida como uma junção entre uma região semicondutora p e uma região semicondutora n, com a junção resultante tendo uma carga positiva próxima ao material p. Nessa configuração, a carga negativa do lado p restringe o movimento de outros elétrons do lado n para o lado p devido à expulsão elétrica, promovendo o movimento dos elétrons do lado p para o lado n. Uma carga

positiva é apresentada por eles. Tal carga positiva pode ser interpretada com um espaço preenchido por elétrons, fazendo com que a junção pn se comporte como um diodo.

Segundo Pinho e Galdino (2014), o efeito fotovoltaico consiste em aumentar a energia dos elétrons na camada de valência pelo valor do fóton incidente a uma taxa uniforme, de forma que essa energia fique acima do band gap. Os elétrons saltam para a zona de condução e estão livres para se mover. Se a energia for menor que o band gap, nenhum salto ocorrerá e, como resultado, a energia do fóton aumenta a energia cinética do elétron, manifestada pelo aumento da temperatura. Por proporção unitária, um fóton só pode excitar um elétron por vez, tornando-o um dos fortes limitadores de energia em semicondutores e a baixa eficiência de conversão fóton-elétron desses materiais. O impacto do fóton no semicondutor promove uma diferença de potencial do lado *n* para o lado *p* (Figura 5).

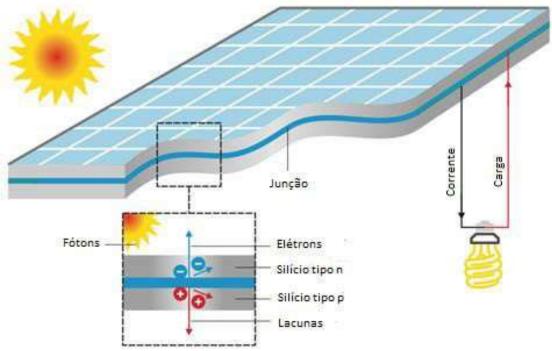


Figura 5 - Exemplo de uma célula fotovoltaica em corte transversal

Fonte: Adaptado de IEA (2011)

O processo de geração de elétrons livres no lado n do semicondutor permite o estabelecimento de um circuito elétrico, facilitando o fluxo dos elétrons livres para o ponto de aplicação desejado. Consequentemente, quando os elétrons livres fluem do lado n, são criados buracos carregados positivamente, e parte dos elétrons gerados retorna ao lado n para tentar preencher esses buracos e neutralizar as cargas positivas. Para explorar efetivamente o efeito fotovoltaico, é essencial depositar uma fina camada de

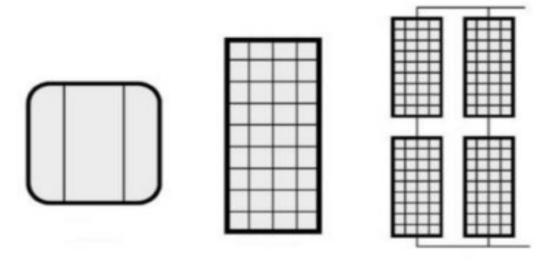
semicondutor tipo n em uma fração menor do que a camada de semicondutor tipo p. Isso reduz o acúmulo de elétrons no lado n durante a operação do efeito fotovoltaico, evitando sobrecargas térmicas dentro da estrutura (GOSWAMI, 2015).

Em termos simplificados, a tecnologia fotovoltaica emprega materiais semicondutores dopados para converter a energia solar em eletricidade por meio de células fotovoltaicas. O silício é o material mais comumente utilizado para fabricar essas células, sendo dopado com impurezas de fósforo para o lado negativo e boro para o lado positivo. Essas células podem ser agrupadas em módulos fotovoltaicos, cuja energia pode ser convertida diretamente em corrente contínua (CC) ou alternada (CA) por meio de um inversor fotovoltaico (PINHO e GERALDINO, 2014). As tecnologias envolvidas na produção de células fotovoltaicas são divididas em três gerações (PINHO e GALDINO, 2014):

- A 1ª geração é a do silício cristalino (c-Si), que é dividida em células de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Juntas representam mais de 85% do mercado e são consideradas tecnologias de alta confiabilidade, destacando-se por oferecer excelentes eficiências comerciais de 21% a 27% em laboratório;
- A 2ª geração é dividida em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS); e telureto de cádmio (CdTe). As células da segunda geração são menos eficientes do que as células de primeira geração e estão ganhando força apenas em uma pequena parte do mercado que compete com a tecnologia c-Si. Existem problemas com a disponibilidade do material, vida útil, toxidade do componente e eficiência das células, que afetam negativamente o uso em larga escala. A eficiência das células fotovoltaicas e película fina no laboratório é de 14% a 23%;
- A 3ª geração ainda está em fase de testes, pesquisa e desenvolvimento (P&D), a escala de produção é pequena e está dividida nas três cadeias produtivas a seguir: Célula fotovoltaica Multijunção e célula fotovoltaica com concentradores (CPV Concentrated Photovoltaics), células sensibilizadas por corantes (DSSC- Dye-Sensitized Solar Cell) e células orgânicas ou polímeras (OPV Organic Photovoltaics). Células com tecnologia CPV alcançaram as mais altas eficiências, com módulos de alto desempenho atingindo eficiências de cerca de 27% a 46% no laboratório. O que torna essa tecnologia inutilizável é o alto custo e a falta de competitividade da fabricação de células.

A potência máxima de uma célula fotovoltaica geralmente não ultrapassa os 2 Watts, o que se mostra insuficiente para a maioria das aplicações, seja em ambientes residenciais ou industriais. Por esse motivo, é necessário agrupar várias células em série e em paralelo para superar essa limitação. O número de células em um módulo é determinado pelos requisitos de tensão e corrente da carga que será alimentada. Além disso, é possível agrupar esses módulos para aumentar ainda mais a tensão e a corrente, alcançando assim valores de potência mais elevados. Esse agrupamento de módulos resulta na formação de um painel solar fotovoltaico, como ilustrado na figura 6.

Figura 6 - Exemplo de célula, módulo e painel fotovoltaico



Fonte: SIMIONI, Tássio, 2017

## 3.1.3.2 Radiação solar

O termo "radiação solar" é frequentemente empregado para se referir ao fluxo de energia proveniente do Sol, ou à quantidade de energia por unidade de área, definida como irradiação solar. A densidade desse fluxo de energia na irradiação solar que chega ao topo da atmosfera é denominada constante solar e possui um valor padrão de aproximadamente 139 Watts por metro quadrado (W/m²). No entanto, devido às perdas de energia na atmosfera, a irradiação média que atinge o solo é de cerca de 1000 Watts por metro quadrado (W/m²), sendo este último valor utilizado para determinar a potência nominal dos módulos solares.

A radiação solar que incide sobre um objeto específico é composta por um espectro de diferentes comprimentos de onda e é constituída por três componentes distintos: a radiação direta, que resulta dos raios solares que atingem diretamente a

superfície do objeto; a radiação difusa, originada a partir de reflexões na atmosfera e no albedo, que é a capacidade de refletância dos elementos ao redor do objeto, como solo e edifícios (Figura 7).

Figura 7 - Representação das componentes da irradiação solar



Fonte: Pinho; Galdino (2014)

A figura 8 mostra que a intensidade de corrente elétrica (A) diminui proporcionalmente à redução da irradiância solar (W/m²). Mantendo-se a temperatura constante, a corrente elétrica da célula fotovoltaica aumenta linearmente com a maior incidência de irradiância solar, enquanto a tensão de circuito aberto (Voc) apresenta um crescimento logarítmico (BARBOSA, 2010; LEMOS, 2016).

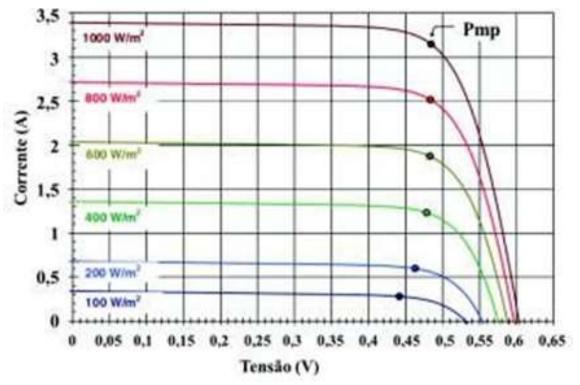
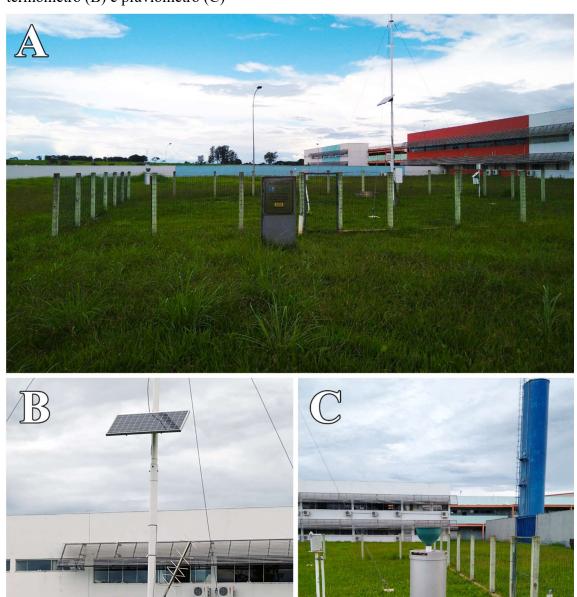


Figura 8 - Impacto da variação da irradiação solar em uma célula fotovoltaica

Fonte: Alonso, 2016

A radiação solar é comumente medida por meio de um equipamento especializado chamado piranômetro. Este instrumento é parte integrante de uma estação meteorológica projetada para coletar informações sobre a radiação em uma superfície plana. O piranômetro é especificamente projetado para medir a densidade de fluxo da radiação solar do hemisfério superior, na faixa de comprimento de onda de 0,3 μm (micrômetros) a 3 μm. Um piranômetro típico não requer energia externa para operar, sendo capaz de funcionar de forma autônoma. No entanto, avanços recentes na tecnologia têm introduzido o uso de dispositivos eletrônicos que demandam pouca energia externa. A figura 9 ilustra a estação meteorológica do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), localizada no campus ICTE da UFTM, que inclui um piranômetro para medição precisa da radiação solar.

Figura 9 - Estação meteorológica no ICTE/UFTM. Estação meteorológica (A); termômetro (B) e pluviômetro (C)



Fonte: Do autor, 2022

## 3.1.3.3 Viabilidade econômica e viabilidade ambiental

Quando se trata da relação entre a população e os impactos ambientais, é evidente que há uma forte ligação entre a busca por fontes de energia de baixo custo e os encargos

ambientais associados. Por exemplo, uma usina fotovoltaica, cujo custo de instalação pode chegar a aproximadamente R\$30.114,00 (com base em valores médios para o ano de 2024), para apenas 21 módulos fotovoltaicos. Embora esse investimento inicial possa parecer substancial, é importante considerar o contexto mais amplo. Ao analisar os benefícios ambientais, torna-se claro que o custo inicial da usina fotovoltaica é compensado pelos impactos reduzidos ao meio ambiente a longo prazo (DANTAS; POMPERMAYER, 2018). Quando esses sistemas são instalados em locais apropriados, seu índice total de poluição é significativamente baixo, portanto, lidando com uma fonte de energia limpa e renovável que não emite poluentes atmosféricos durante a geração de eletricidade. Essa abordagem energética não apenas contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, mas também ajuda a preservar os recursos naturais e a proteger ecossistemas delicados (DANTAS; POMPERMAYER, 2018).

Apesar dos diversos pontos positivos, a energia fotovoltaica também possui algumas desvantagens. O principal problema de poluição associado às placas solares está intrinsecamente ligado ao seu processo de fabricação. Os impactos ambientais decorrentes das usinas fotovoltaicas exigem uma análise minuciosa, especialmente no que diz respeito ao desmatamento e à perda de habitat para a instalação dos módulos, além do impacto visual que essas estruturas podem acarretar (DANTAS; POMPERMAYER, 2018). No entanto, observa-se os avanços proporcionados por pesquisas recentes e novas fontes de estudo. Por meio dessas investigações, estão sendo desenvolvidas abordagens que visam mitigar esses problemas ambientais. Um exemplo é a crescente utilização do topo de edificios para a instalação de projetos fotovoltaicos. Essa prática não apenas reduz significativamente a poluição visual, mas também minimiza os impactos adversos sobre a fauna e a flora, ao mesmo tempo em que aproveita espaços já urbanizados (LANA et al., 2015; ROSA; GASPARIN, 2016). Essa tendência aponta para uma perspectiva positiva de conciliação entre as demandas energéticas e a preservação ambiental, mostrando que é possível alcançar um equilíbrio sustentável por meio da inovação e da conscientização.

# 3.2 Perdas relacionadas ao sistema de energia fotovoltaica

As perdas nos sistemas de energia solar representam um desafio significativo para a eficiência e a viabilidade econômica da geração de energia fotovoltaica. Essas perdas, que podem ocorrer em várias etapas do processo de conversão de energia solar em

eletricidade, resultam em uma redução na produção total de energia do sistema. Isso não apenas diminui a quantidade de energia gerada, mas também afeta a rentabilidade do investimento em energia solar. Além disso, perdas excessivas podem impactar negativamente a sustentabilidade ambiental dos sistemas, uma vez que menos energia é produzida a partir de fontes renováveis, aumentando assim a dependência de combustíveis fósseis e contribuindo para as emissões de gases de efeito estufa. Aqui, será apresentado os principais motivos relacionados as perdas nos sistemas de energia solar.

## 3.2.1 Sombreamento parcial e sombreamento

A sombra parcial é um fator crítico que pode causar perdas significativas nos sistemas fotovoltaicos (ARAÚJO, RANK, BUENO, 2016). Essa interferência pode ser desencadeada por uma variedade de elementos, como árvores, postes, edificios e até mesmo módulos solares adjacentes que lançam sombras uns sobre os outros (Figura 10). A imprevisibilidade do sombreamento é outra questão a ser considerada, já que fatores como folhas de árvores ou detritos de pássaros podem repentinamente cobrir parte dos módulos, comprometendo sua capacidade de geração de energia. Nesse sentido, a orientação dos módulos durante o planejamento e a instalação desempenha um papel crucial. É essencial garantir que os módulos sejam posicionados de forma a minimizar a ocorrência de sombras ao longo do dia e ao longo do ano, garantindo assim um desempenho ótimo do sistema fotovoltaico. A análise cuidadosa do ambiente circundante e a implementação de medidas para mitigar os efeitos das sombras são fundamentais para maximizar a eficiência e a confiabilidade da geração de energia solar.



Figura 10 – Exemplo de sombreamento em placas de energia solar

Fonte: Imagem da internet, 2024

# 3.2.2 Temperatura

A temperatura desempenha um papel crucial no processo de conversão de energia nas placas solares fotovoltaicas. O aumento da temperatura ambiente pode resultar em uma redução significativa na eficiência e na potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Por exemplo, pode haver uma redução de 0,3 a 0,4% para cada aumento de 1°C na temperatura ambiente (ALMEIDA, 2012). Isso ocorre porque, à medida que a temperatura aumenta, os materiais semicondutores dos quais os módulos fotovoltaicos são feitos se tornam menos eficientes na conversão da luz solar em eletricidade. Esse fenômeno ocorre devido ao aumento da resistência dos materiais, o que resulta em perdas de energia durante o processo de conversão. Portanto, é essencial considerar a temperatura ambiente ao projetar e instalar sistemas fotovoltaicos, buscando estratégias que ajudem a minimizar o impacto do calor excessivo. Isso pode incluir a escolha de locais bem ventilados para a instalação dos módulos, a fim de dissipar o calor de maneira eficiente e reduzir as perdas associadas à elevação da temperatura.

A curva I-V, ou curva corrente-tensão, é uma representação gráfica que descreve a relação entre a corrente elétrica (I) e a tensão (V) em um sistema fotovoltaico. Esta curva é fundamental para entender o desempenho dos painéis solares em diferentes condições ambientais, incluindo variações de temperatura. Uma característica importante

da curva I-V é a queda na eficiência do sistema com o aumento da temperatura. Com o aumento da temperatura, os elétrons encontram maior resistência ao atravessar o material, resultando em uma redução na corrente elétrica gerada pelo sistema (Figura 11).

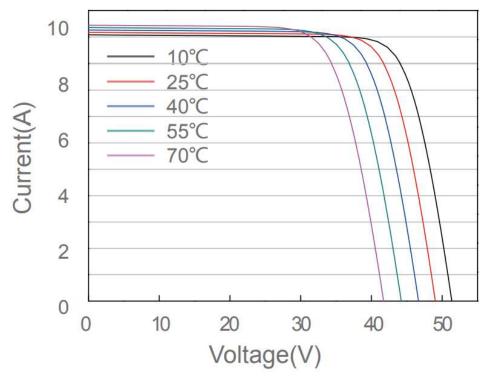


Figura 11 - Curva I-V, com queda na eficiência por temperatura

Fonte: JA Solar, 2023

# 3.2.3 Orientação e inclinação dos módulos

Quando se trata de instalar painéis solares fotovoltaicos, a inclinação correta desempenha um papel crucial na maximização da rentabilidade do sistema. Uma inclinação inadequada pode resultar em uma significativa perda de eficiência, afetando negativamente o desempenho e a produção de energia ao longo do tempo. A inclinação dos painéis solares influencia diretamente a quantidade de luz solar que eles podem capturar e converter em eletricidade (Figura 12). Se os painéis forem inclinados muito verticalmente, eles podem receber menos luz solar direta, resultando em uma produção de energia inferior. Da mesma forma, se os painéis forem inclinados muito horizontalmente, a luz solar pode não ser capturada de forma eficiente, levando a perdas de energia significativas.

Segundo Rüther (2004), os efeitos da inclinação e orientação das placas no desempenho do gerador estão intrinsecamente ligados à proporção entre a radiação solar

direta e a radiação difusa no local. A radiação direta representa a luz solar que incide diretamente sobre a superfície, enquanto a radiação difusa é aquela que é dispersada após atravessar a atmosfera, resultando em perdas decorrentes de obstáculos como nuvens (Figura 7). Determinar a inclinação ideal para maximizar a incidência solar ao longo do ano envolve igualar os resultados à latitude local, considerando sempre a orientação em relação à linha do equador (Figura 12). Por exemplo, para a cidade de Araraquara, localizada a 21º de latitude, essa seria a inclinação ótima para obter o melhor aproveitamento da energia solar disponível.

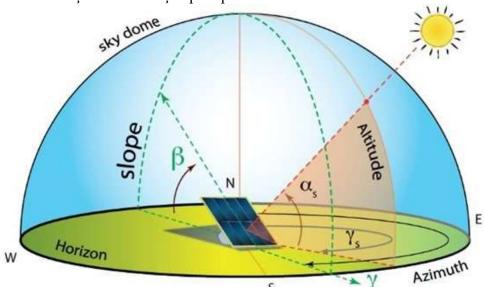


Figura 12 - Indicação de inclinação para painéis solares

Fonte: portal-energia.com, 2023

#### 3.2.4 Descasamento dos módulos – mismatch

O descasamento dos módulos, também conhecido como mismatch, é um fenômeno que ocorre devido ao uso de módulos fotovoltaicos com características incompatíveis entre si. Segundo Araújo, Rank e Bueno (2016), cada módulo fotovoltaico possui suas próprias características, determinadas pelas células fotovoltaicas nele contidas. Esse descasamento pode ocorrer quando um módulo possui uma célula com menor corrente fotovoltaica do que as demais, o que afeta a eficiência de todo o sistema. Essas diferenças nas características dos módulos podem surgir devido a variações no processo de fabricação, nas condições ambientais durante a operação ou mesmo devido ao envelhecimento desigual das células fotovoltaicas ao longo do tempo. Quando um ou mais módulos no sistema têm um desempenho inferior devido ao descasamento, isso pode reduzir significativamente a produção total de energia do sistema fotovoltaico. Portanto,

para mitigar os efeitos do descasamento dos módulos, são necessárias medidas de controle e monitoramento durante a instalação e operação do sistema.

## 3.2.5 Células rachadas ou quebradas

As células rachadas ou quebradas representam um desafio significativo para a eficiência e durabilidade dos módulos fotovoltaicos (Figura 13). Ao longo de seu ciclo de vida, desde a fabricação até a operação, os módulos são submetidos a vários tipos de estresse mecânico. Isso inclui não apenas os processos de fabricação, processamento e instalação, mas também as condições climáticas adversas enfrentadas durante a operação, como vento, chuva e neve. Esses fatores podem resultar em estresse térmico sobre as células, levando a danos potenciais. Quando uma célula fotovoltaica está rachada ou quebrada, isso pode ter um impacto significativo no desempenho do módulo. As rachaduras podem criar pontos quentes e áreas sem geração de energia, prejudicando não apenas a eficiência do módulo, mas também acelerando sua degradação ao longo do tempo.

Figura 13 – Exemplo de microfissuras nós módulos solares

Fonte: Imagem da internet, 2024

A degradação dos módulos fotovoltaicos é um fenômeno que pode afetar significativamente sua eficiência e vida útil ao longo do tempo. Um dos principais efeitos desse processo é conhecido como "Browning", conforme demonstrado por Meyer e Dyk (2004) (Figura 14). Esse efeito ocorre devido ao escurecimento do EVA (Etileno Acetato de Vinila), um material plástico usado para encapsular as células fotovoltaicas nos módulos. A radiação UV do sol causa esse escurecimento, reduzindo a transmissão óptica do EVA e, consequentemente, prejudicando a eficiência do módulo em até 50%. Outro efeito de degradação é o "yellowing", que ocorre antes do "Browning" e também é causado pela exposição aos raios UV. No entanto, ao contrário do "Browning", o "yellowing" é reversível e pode ser corrigido deixando o módulo fotovoltaico exposto ao sol por alguns dias. Além disso, a delaminação é outro problema comum associado à degradação dos módulos. Isso ocorre quando o EVA se separa da superfície das células fotovoltaicas, criando uma interface óptica adicional que aumenta a refletividade e reduz a eficiência do módulo.

Figura 14 - Exemplo do escurecimento do EVA causando o fenômeno chamado de "Browning"



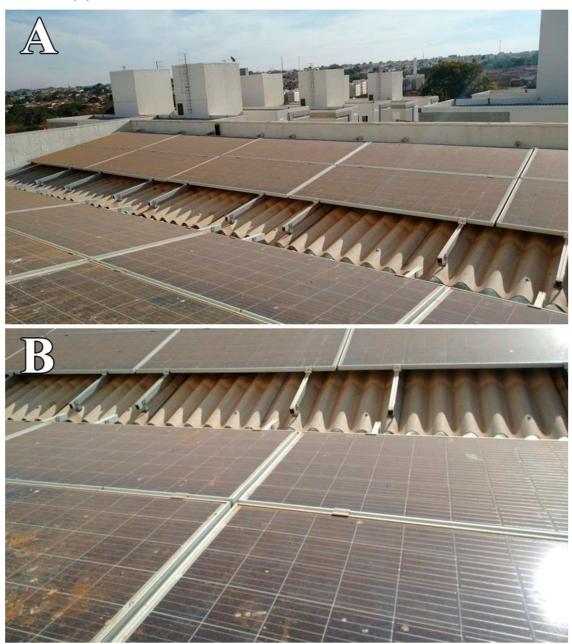
Fonte: Imagem da internet, 2024

Finalmente, a infiltração de água é uma forma grave de degradação que pode resultar em danos irreversíveis aos módulos. Isso acontece quando há defeitos de fabricação que comprometem a vedação do módulo, permitindo que a água penetre pelos aros ou pela caixa de vedação. A infiltração de água pode corroer as conexões elétricas e danificar irreparavelmente o módulo, tornando-o inutilizável. Esses diferentes tipos de degradação destacam a importância de manter os módulos fotovoltaicos adequadamente protegidos e monitorados para garantir seu desempenho e durabilidade ao longo do tempo. Galdino e Silva (2014), sugerem que sem revestimento antirreflexo, mais de 30% da luz que atinge a célula pode ser refletida, resultando em redução de eficiência.

# 3.2.6 Sujidade

A sujidade é outro fator importante que pode afetar o desempenho dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo. O acúmulo de poeira, sujeira, poluição atmosférica, fezes de pássaros e outros resíduos na superfície dos painéis solares podem reduzir significativamente a quantidade de luz solar que atinge as células fotovoltaicas, diminuindo assim a produção de energia (Figura 15). Por exemplo, as zonas industriais com trafego intenso de veículos e climas secos acumularão mais sujidade nos módulos fotovoltaicos. Esse fenômeno é especialmente relevante em áreas com baixa precipitação pluviométrica, onde a chuva não é capaz de lavar naturalmente a sujeira dos módulos. O enxague do módulo com água da chuva reduzirá os efeitos do acúmulo de sujeira. Um ângulo de pelo menos 10° é geralmente suficiente para que isso ocorra (DGS, 2013). Em outras palavras, quanto maior a inclinação do módulo, mais fácil é a autolimpeza. Além disso, o design do painel, com suas bordas elevadas, ajuda a promover mais acúmulo de sujeira. Se o sistema estiver em um ambiente empoeirado, a limpeza regular pode melhorar muito o desempenho do sistema.

Figura 15 - Sujidade nos painéis em condomínio residencial. Vista geral das placas solares instaladas no condomínio residencial (A). Destaca uma das placas solares, de forma mais detalhada (B)

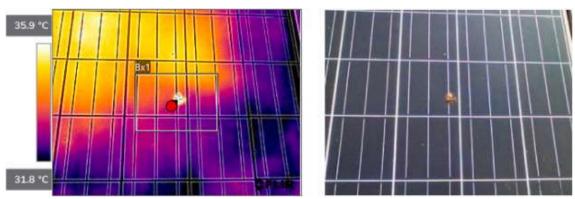


Fonte: Do autor, 2022

Além disso, a sujidade pode criar uma camada opaca sobre a superfície dos painéis, dificultando ainda mais a absorção da luz solar pelas células fotovoltaicas (Figura 15). Isso pode chegar a uma redução de 15% em áreas secas (SIMIONI, 2017). Isso pode levar a uma redução adicional na eficiência do sistema, resultando em uma menor geração de eletricidade. Nesse caso, o dispêndio de recursos (e.g., água) pode levar a operações e custos adicionais para a operação e manutenção desses sistemas. Em média, o acúmulo

de poeira causa perdas de 4% ao ano. Mas em condições ambientais favoráveis, o problema é exacerbado e se acumula. Perdas de até 35% podem ocorrer em um período de 6 meses A sujidade também pode contribuir para o surgimento de pontos quentes nos painéis, onde a temperatura aumenta devido à absorção desigual de luz, o que pode causar danos às células e reduzir a vida útil do sistema como um todo (Figura 16). Portanto, a manutenção regular e a limpeza adequada dos módulos fotovoltaicos são essenciais para garantir que o sistema opere com eficiência máxima e tenha uma vida útil prolongada (AYORA *et al.*, 2023).

Figura 16 - Ponto quente no painel solar devido à sujeira. A imagem à esquerda mostra uma imagem térmica, enquanto a imagem à direita é uma imagem em luz visível



### Fonte: Ayora et al, 2023

# 3.2.6.1 Fator sujidade e a eficiência do sistema solar de energia

Na atmosfera terrestre, uma vasta gama de partículas com diferentes formas e tamanhos está sempre presente. Quando essas partículas se acumulam sobre os módulos fotovoltaicos, elas formam uma camada de sujidade que atua como uma barreira, dificultando a penetração da irradiação solar até as células fotovoltaicas. Esse acúmulo de sujeira não apenas reduz a quantidade de luz solar que alcança as células, mas também afeta a qualidade e a eficiência da conversão de energia. Com o tempo, o acúmulo de sujeira pode resultar em uma diminuição significativa na potência elétrica de saída dos módulos. Portanto, a limpeza regular dos módulos fotovoltaicos é essencial para garantir o máximo desempenho e eficiência do sistema solar (HICKEL *et al.*, 2016; SILUK, 2017).

A sujidade refere-se a pequenas partículas sólidas presentes na atmosfera, provenientes de diversas fontes (HICKEL et al., 2016) e atividades microbianas

(SHIRAKAWA *et al.*,2015). De maneira geral, a sujeira é um residual de compostos inorgânicos presentes em poeira, pólen de plantas, carbono amorfo resultante de queima de combustíveis e vegetação, resíduos oleosos oriundos de processos produtivos e tráfego de veículos, bem como fezes de pássaros e outros (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013). É reconhecido que os microrganismos são incluídos nesta "poeira", entretanto isso não foi devidamente caracterizado. A deposição de partículas de 0,5 a 10 mícron de tamanho tende a reduzir a intensidade da irradiação solar, atingindo as células mais rapidamente do que as partículas maiores (EL-SHOBOKSHY; HUSSEIN, 1993) e a precipitação tem pouco ou nenhum efeito de limpeza em pequenas partículas de 2 a10 μm (APPELS *et al.*, 2013). Como essas dimensões refletem exatamente os tamanhos de células microbianas, biofilmes subaéreos são susceptíveis de desempenhar um papel extremamente importante na redução da produtividade dos sistemas fotovoltaicos por espalhamento de luz ou efeitos de absorção (SHIRAKAWA *et al.*, 2015).

O acúmulo de sujeira nos módulos é um processo natural, sendo que as características e as taxas variam de local para local, baseado na geografia, clima e região (URREJOLA *et al.*, 2016). As condições ambientais como umidade, ventos e variações sazonais influenciam significativamente a taxa e o tipo de sujeira acumulada nos módulos, impactando seu desempenho ao longo do tempo (PAUDYAL; SHAKYA, 2016; URREJOLA *et al.*, 2016). Nesse sentido, o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico desempenha um papel importante no fator de perda por sujidade e na frequência de limpeza dos módulos. Considerando o efeito da gravidade tende-se a depositar a poeira sobre as placas, assim, recomenda-se instalar as placas com uma inclinação para gerar menos acúmulo de sujeira e facilitar a limpeza e manutenção das placas (TAMIZHMANI *et al.*, 2016).

A deposição de poeira sobre os módulos fotovoltaicos limita a eficiência da irradiação solar, resultando em perdas na conversão de energia do sistema. Operações de limpeza regulares e procedimentos de detecção de falhas podem evitar danos e perdas durante a geração de energia fotovoltaica devido à contaminação dos módulos. Além da limpeza periódica, a NBR 15424 (ABNT, 2016) recomenda a inspeção termográfica infravermelha utilizando uma câmera capaz de produzir imagens térmicas, conhecidas como termogramas, com base na radiação infravermelha. Isso permite medir a temperatura e visualizar a distribuição de calor dos componentes, equipamentos ou

condições de operação do objeto. No entanto, as perdas causadas pelo acúmulo de sujeira nos módulos muitas vezes são negligenciadas pelas empresas que implementam a tecnologia fotovoltaica (TAMIZHMANI *et al.*, 2016).

Décadas se passaram desde os pioneiros estudos sobre os efeitos da sujeira em superfícies planas usadas para a conversão de energia solar. Um marco nesse campo foi o notável trabalho de Hottel e Woertz em Boston, EUA, durante a década de 1940. Nesse estudo, uma série de três coletores solares planos foram monitorados por três meses. Mesmo com uma perda solar de apenas 1%, observou-se que o desempenho do sistema diminuiu em até 4,7% devido ao acúmulo de sujeira na superfície do coletor instalado a um ângulo de 30° em relação à horizontal. Esses resultados catalisaram uma série de novos estudos que se seguiram nos anos subsequentes.

Seguindo a metodologia pioneira de Hottel e Woertz, Dietz conduziu pesquisas na região nordeste dos Estados Unidos na década de 1960. Seu estudo revelou que amostras de vidro montadas em vários ângulos de inclinação, de 0° a 50°, experimentaram reduções de até 5% na radiação coletada devido ao acúmulo de sujeira na superfície dos painéis solares. Na década de 1970, Sayigh contribuiu para o campo com um estudo realizado na Arábia Saudita, onde analisou pares de seis coletores de placas solares. Cada par foi colocado em uma inclinação específica: um a 0°, outro a 30° e o terceiro a 60° em relação ao plano horizontal. Em cada dupla, um dos coletores era submetido à limpeza diária, enquanto o outro não era limpo. Um estudo comparativo da energia absorvida por cada coletor revelou as consequências do acúmulo de sujeira na eficiência do sistema.

A entrega de energia de um sistema de energia solar plano (PV) ou um sistema óptico de concentração (CPV ou CSP), geralmente é determinada pela quantidade de radiação disponível do sol e pelo espectro de luz emitida e vários relacionados a fatores ambientais, climáticos e fatores inerentes e o desempenho de componentes. Para atingir o nível atual de desempenho do sistema solar, muito tempo e dinheiro foram investidos para garantir a confiabilidade suficiente dos componentes do sistema. No entanto, muito menos tempo e dinheiro são gastos abordando fatores externos que podem impedir a implantação da tecnologia. Uma questão externa que não é considerada na maioria das implantações do sistema solar é o efeito de depósitos como poeira e partículas de sujeira em superfícies expostas ou intermediarias (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

Grandes usinas de energia solar geralmente estão localizadas em áreas semiáridas ou desérticas, onde a luz solar é abundante e disponível para conversão de energia solar. No entanto, essas plantas sofrem com fatores ambientais agravantes, como temperaturas elevadas e altas concentrações de poeira atmosférica. O desempenho do coletor solar afetado pela poluição leva a perdas significativas na eficiência energética em todas as usinas de energia solar em todo o mundo. A perda de transmissão ocorre quando a poeira e outras partículas se acumulam nos painéis solares. Isso se aplica às perdas de transmissão em sistemas fotovoltaicos concentradores (CPV) e fotovoltaicos planares (PV) e às perdas de retorno em sistemas fotovoltaicos concentradores (CSP) (SAYYAH; HORENSTEIN; MAZUMDER, 2014).

## 3.2.6.2 Fatores de influência relativos à sujidade

As propriedades essenciais do pó incluem o tamanho e distribuição das partículas, densidade, forma, composição química, carga e capacidade de aderência. Esses atributos são críticos para entender o comportamento da sujeira em sistemas fotovoltaicos. Além disso, as condições ambientais desempenham um papel fundamental e estão intrinsecamente ligadas a essas propriedades. Entre os fatores ambientais significativos estão a umidade, o vento (incluindo mudanças na direção e velocidade) e a duração da exposição ao ambiente (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013). As características de deposição de poeira em sistemas fotovoltaicos são determinadas por dois fatores principais que se inter-relacionam: as propriedades do próprio pó e as condições do ambiente local (MANI, 2010). O ambiente local engloba uma série de elementos específicos do local, incluindo as principais atividades humanas, características de construção na área circundante (como altura de instalação, materiais de revestimento e orientação dos painéis), o tipo de vegetação presente e as condições climáticas predominantes. A interação entre esses fatores influencia significativamente a aderência e o comportamento do pó sobre os sistemas fotovoltaicos (Figura 17).

Propriedades da Poeira Sistemas PV ângulo de inclinação e orientação (Tipo de poeira - química, (Exposição, biológica, propriedades movimentos do Sol e eletrostáticas, tamanho, vento) forma e peso) Fatores que Temperatura ambiente e influenciam a Velocidade do vento umidade fixação da poeira Características dos vidros Características locais (Textura da superfície do (Vegetação local, pedestres, painel PV e características tráfego de veículos e da cobertura) poluição do ar)

Figura 17 - Fatores que influenciam a fixação de poeira

Fonte: Mani; Pillai (2010)

Diante do contexto, essa base teórica estabelece um contexto fundamental para a análise prática dos sistemas fotovoltaicos.

# 4 MATERIAL E MÉTODOS

#### 4.1 Descrição da área de estudo

O sistema fotovoltaico utilizado neste estudo pertence à Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM), uma instituição pública de ensino superior localizada nas cidades de Uberaba e Iturama, em Minas Gerais. Originalmente conhecida como Faculdade de Medicina do Triângulo Mineiro (FMTM), a instituição foi transformada em UFTM em 2005 por meio de um decreto federal, e em 2015 inaugurou o Campus Universitário de Iturama.

Com a abertura dos cursos de graduação em engenharias em 2010, e devido à alta demanda, foi criada a Cidade Universitária, composta por três complexos prediais: Unidade I, Unidade II e Unidade III. A usina fotovoltaica objeto deste estudo está situada na Unidade II, conhecida como Univerdecidade. Esta usina é composta por 1008 módulos fotovoltaicos, cada um com 385 Watts de potência de pico, ocupando uma área de 1.992,879 m². A usina tem uma potência nominal total de 388,08 kWp e uma produção média de 47.951,16 kWh/mês. Os módulos estão distribuídos entre diversos inversores. Na Unidade II, Bloco E, há dois inversores de 50 kW com 160 módulos cada e um inversor de 35 kW com 108 módulos. No Bloco C, 152 módulos estão conectados a um inversor de 50 kW. No Bloco G, há um inversor de 50 kW com 160 módulos, e no Bloco

F, 160 módulos estão conectados a um inversor de 50 kW. Na Unidade III, há um inversor de 35 kW com 108 módulos. O SFV (Sistema fotovoltaico) em análise está instalado no bloco F da unidade II, zona urbana da cidade de Uberaba, estado de Minas Gerais, ocupa 316,33 m² do telhado de fibrocimento do bloco, ilustrado na figura 18.

Figura 18 - Imagem aérea do bloco F



Fonte: Do autor, 2023

O SFV do Bloco F representa 15,87% da potência total instalada na Unidade II. Este sistema foi instalado em 2022, conforme as normas de geração distribuída, e está diretamente conectado à rede elétrica de baixa tensão (BT) da UFTM e à rede de média tensão (MT) da concessionária CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais S.A.). O sistema possui 61,60 kWp, constituído por arranjos fotovoltaicos conectados a um inversor de 50 kW de capacidade instalada. São 160 módulos de 385 W, dispostos em estruturas metálicas fixadas nos telhados do Bloco F. Os módulos estão organizados em 11 arranjos conectados em série e paralelo, distribuídos da seguinte forma: dois arranjos com 14 módulos, três arranjos com 14 módulos e seis arranjos com 15 módulos cada. Esses arranjos estão distribuídos em quatro MPPT (Maximum Power Point Tracking) com a seguinte configuração: MPPT 1 com dois arranjos de 14 módulos, MPPT 2 com três arranjos de 14 módulos, e MPPT 3 e MPPT 4 com três arranjos de 15 módulos cada.

Neste estudo, foram avaliados os dados coletados dos MPPT 1, 2, 3 e 4 do inversor de 50 kW. Para garantir a consistência, strings idênticas no inversor foram limitadas e as demais desconectadas durante todo o estudo. As strings dos MPPT 2, 3 e 4 foram limpas regularmente, enquanto as strings do MPPT 1 não foram limpas durante todo o período

de avaliação. O estudo utilizou a mesma potência em módulos para comparação de dados síncronos.

#### 4.2 Parâmetros elétricos

Com o objetivo de quantificar o efeito da sujeira na eficiência dos módulos fotovoltaicos, foram medidos os principais parâmetros elétricos necessários para a caracterização e comparação dos módulos. Esses parâmetros foram medidos através de equipamentos específicos capazes de medir indicadores dos módulos fotovoltaicos (Figura 19 e 20). Os parâmetros medidos incluem:

- Tensão de circuito aberto (Voc) Tensão fornecida pelo módulo nos seus terminais estando os mesmos desconectados, medida em volts (V). Voc é importante para dimensionar sistemas fotovoltaicos, garantindo que as tensões máximas dos componentes conectados sejam respeitadas;
- Tensão de circuito em operação (Vop) Tensão fornecida pelo módulo nos seus terminais estando os mesmos conectados ao inversor, medida em volts (V);
- Corrente de operação (Iop) Corrente elétrica contínua (c.c.) que flui através do circuito do módulo quando este recebe energia solar, medida em ampere (A);
- Corrente de curto-circuito (Isc) Corrente elétrica que o módulo fornece estando seus terminais curto-circuitados, medida em ampere (A);
- Temperatura (°C) Parâmetro que mede o grau de agitação térmica, medida em graus Celsius (°C);
- Radiação (G) Energia emitida pelo sol que se propaga pelo espaço por meio de ondas eletromagnéticas, medida em W/m<sup>2</sup>.

As medições foram feitas em cenário onde os módulos estevam sujos e limpos, com diferentes condições ambientais e em diferentes momentos. As coletas destes dados foram feitas diariamente e foram lançadas em uma planilha para efeito de cálculos e análise do impacto da sujidade na geração de potência elétrica dos módulos sujos e limpos. Para a construção de gráficos e cálculos, utilizamos os seguintes softwares e aplicativos: a versão de teste do Statistical Package for the Social Sciences (SPSS), o Microsoft Excel 2013 e o aplicativo SEMS Portal, fornecido pelo fabricante dos inversores GoodWe.

A equação 1 foi utilizada para calcular as perdas relativas de corrente resultantes do acúmulo de sujeira nos módulos.

$$Irelatvo = \frac{Ioplimpo - Iopsujo}{Ioplimpo} \tag{1}$$

Onde Iop<sub>limpo</sub> é a corrente gerada pelos módulos limpos e Iop<sub>sujo</sub> pelos módulos sujos.

A perda absoluta de potência causada pela sujidade foi determinada pela equação 2.

$$Pperdida, absoluta = Plimpo - Psujo$$
 (2)

Onde  $P_{limpo}$  é a potência gerada pelos painéis limpos e  $P_{sujo}$  é a potência gerada pelos painéis sujos.

Figura 19 - Equipamentos para medição das características elétricas



Fonte: Do autor, 2023

Figura 20 - Equipamentos para coleta de dados das características elétricas

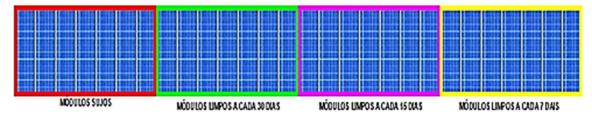
Instrumento utilizado	Característica da medida	Unidade	Fabricante	Modelo	Faixa de medição	Precisão
Alicate Amperimetro	Corrente CA/CC e tensão CC/CA	(A-V)	FWKE	FLUKE 325	0 a 400A (CC)	2% ± 5digitos
Alicate Amperimetro	Corrente CA/CC e tensão CC/CA	(A-V)	FWKE	FLUKE 376FCMXBR	0 a 1000A (CC)	2% ± 5digitos
Radiôpmetro	Energia solar	W/m2	INSTRUTHERM	MES-100	0,1 W/m <sup>2</sup> a 2000W/m <sup>2</sup>	±1% ±10 contagens
Termômetro digital	Temperatura da superfície do módulo	(°C)	FLUKE	62 MAX	″-30 °C a 500 °C″	±10W/m2ou± 5%, o que for maior na luz solar.
Câmera térmica (termovisor)	Temperatura da superfície do módulo	(°C)	FUR	E-40	"-20 °C a 650 °C"	±2°C ou ±2°C de leitura, o que for maior.
Voltímetro	Tensão AC/CC	(V)	MNIPA	ET-2082E	200m a 1000V	0,50%

Fonte: Do autor, 2023

# 4.3 Estudo comparativo de corrente de operação

O estudo foi conduzido entre os meses de outubro de 2023 e abril de 2024, na sala técnica e no telhado do Bloco F da Unidade II da UFTM. O gerador fotovoltaico, colocado em funcionamento em setembro de 2023, possui uma potência instalada de 10.780 Wp. Ele é composto por quatro arranjos, cada um com sete módulos de 385 Wp da fabricante chinesa JA Solar, modelo JAM72S09-385/PR de silício monocristalinos. A figura 21 demonstra a disposição dos módulos, sendo os de contorno vermelho os módulos sujos, contorno verde são os módulos limpos a cada 30 dias, contorno magenta limpos a cada 15 dias e com contorno amarelo os limpos a cada 7 dias. Os módulos são de silício monocristalinos, dados dispostos na tabela 4, e os inversores são conversores de CC-CA trifásicos da fabricante chinesa GoodWe, modelos GW35KLV-MT e GW50KLV-MT, dados apresentados na tabela 5.

Figura 21 - Disposição dos módulos no presente estudo



Fonte: Autor, 2023

Tabela 4 - Módulo JA solar

Modelo	JAM72S09-385/PR
Potência nominal (Wp)	385 Wp
Tensão de operação (V)	39,90 V
Corrente de operação (A)	9,65 A
Tensão em circuito aberto (V)	49,04 V
Corrente de curto-circuito (A)	10,17 A
Eficiência do módulo (%)	19,5 %
Dimensões L x W x H mm	1981 x 998 x 40mm

Fonte: JA solar, 2023

Tabela 5 - Inversor GoodWe

Modelo	GW35KLV-MT	GW50KLV-MT
N° de MPPT	4	4
Potência nominal (kW)	35kW	50kW
Tensão de operação (VCC)	200 – 650Vcc	200 – 650Vcc
Frequência de operação (Hz)	50/60Hz	50/60Hz
Corrente nominal (ACC)	30/30/30/30 A	44/44/44 A
Corrente de curto (ACC)	38/38/38/38 A	55/55/55/55 A
Fator de potência	0,80 – 1Ind./Cap.	0,80 – 1 Ind./Cap.
Rendimento (%)	98,8%	98,7%
Tensão de saída (Vac)	220 V	220V
Corrente de saída (CA)	96 A	133 A

Fonte: Do autor, 2023

O diagrama unifilar geral das instalações fotovoltaicas da UFTM no ICTE está detalhado no Anexo A. Os módulos foram dispostos em quatro arranjos, cada um com sete módulos (Figura 22), e para coletas dos dados foi utilizado um termômetro digital, um voltímetro digital, um amperímetro digital, um radiômetro e o aplicativo de monitoramento do inversor e dados obtidos na estação meteorológica. A disposição e a rotina de limpeza dos arranjos foram as seguintes: arranjo 1: Conectado na string 2 da MPPT1, não foi limpo durante todo o estudo; arranjo 2: Conectado na string 10 da

MPPT3, foi limpo a cada 30 dias; arranjo 3: Conectado na string 14 da MPPT4, foi limpo a cada 15 dias; arranjo 4: Conectado na string 6 da MPPT2, foi limpo a cada 7 dias. O formato articulado do estudo é demonstrado na figura 23.

MODULOS

INVERSOR

(7x)JA Solar-385Wp lop = 7,50 A Vop = 244 V Pmp = 2695W

RADIÔMETRO

TERMÔMETRO

AMPERÎMETRO

Figura 22 - Diagrama do estudo de corrente de operação (Iop)

Fonte: Autor, 2023

Figura 23- Articulação do estudo

Referências de entrada	Instrumentos utilizados	Painéis	Resultados	
Irradiância solar	Radiômetro	Módulos sujos	Matriz de correlação de Pearson entre as variáveis (lop; T; G; Vop; lsc)	
Vop(V)	Voltimetro		Gráficos de dispersão (Software/Excel)	
lop(A)	Amperimetro	Módulos limpos	Cálculo de perda de eficiência por meio de comparação entre as correntes de operção (lop)	
Temperatura(°C)	Termômetro		Cálculo monetário	
Dia/hora	Calendário/relógio			

Fonte: Autor, 2023

A limpeza dos módulos foi realizada manualmente, utilizando panos de algodão macios e água potável, sem o uso de detergentes ou produtos abrasivos, conforme recomendado por Hickel (2017). Após a limpeza, prosseguimos com a coleta dos dados tanto dos módulos sujos quanto dos limpos. Com os dados anotados, conduzimos análises

comparativas. As coletas dos parâmetros ocorreram entre 8h00 e 16h00, com intervalos de uma hora entre cada coleta. Os parâmetros foram medidos entre a saída dos módulos fotovoltaicos e as entradas das strings das MPPT's do inversor em corrente contínua (CC), sem considerar possíveis perdas nos cabos e no inversor entre CC e CA. As coletas dos dados foram realizadas durante uma semana nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2023, e nos meses de janeiro, fevereiro, março e abril de 2024.

## 4.4 Estudo comparativo potência e temperatura

Para este estudo, as medições foram realizadas durante um dia no mês de abril de 2024, na sala técnica e sobre o telhado do Bloco F da Unidade II da UFTM. A metodologia utilizada foi semelhante à anterior, empregando sete painéis de silício monocristalino com potência de pico de 385 Wp, conectados ao inversor em strings e MPPT's distintas. Foram estabelecidas as seguintes rotinas de limpeza: (1) um arranjo limpo a cada 7 dias; (2) um arranjo limpo a cada 30 dias; (3) um arranjo limpo a cada 15 dias e; (4) um arranjo que permaneceu sujo durante todo o estudo. Os parâmetros medidos incluíram a corrente de operação (Iop), a tensão de operação (Vop), a radiação (W/m²) e a temperatura na superfície dos painéis (°C). As medições foram realizadas entre 8h30 e 15h45, com intervalos de 15 minutos, nas saídas dos módulos fotovoltaicos em corrente contínua (CC), sem considerar as perdas nos cabos, conexões e no inversor de corrente contínua para corrente alternada (CA). A Figura 24 exibe o diagrama do estudo, onde utilizamos um amperímetro digital, um radiômetro, um voltímetro digital, uma câmera termovisor e o aplicativo de monitoramento do inversor e também dados coletados na estação meteorológica.

+ (7x) JA Sobr-38 5Wp Sup 7,50 A

Vop = 7,50 A

Vop = 244 V

Prop = 289 5W

RADIOMETRO

TER MOVISOR

AMPERIMETRO

AMPERIMETRO

Figura 24 - Diagrama do estudo de potência e temperatura

Fonte: Autor, 2024

# 4.5 Coleta dos dados meteorológicos

Os dados da estação meteorológica foram coletados automaticamente do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) instalada em 2017 na unidade II (estação A568). A estação meteorológica encontra-se equipada com sensores eletrônicos de medição e registro de variáveis climáticas.

A estação A568 encontra-se a 60 metros dos módulos utilizados no presente estudo. Na A568 foram coletados dados de radiação solar, temperatura do ar e precipitação. Para radiação solar foi utilizado o equipamento piranômetro, este fornece valores em W/m². A temperatura do ar (grau Celsius) foi medida por meio de termômetro e a precipitação por meio de pluviômetro (em mm). A figura 25 mostra imagens dos equipamentos de uma estação meteorológica.



Figura 25 - Equipamentos que compõem uma estação meteorológica

Fonte: Do autor, 2023

A insolação diária que determinada superfície recebe é denominada HSP (Hora de sol Pleno), não representa a quantidade de horas de sol direto que atinge o local em um dia, mas sim o equivalente em horas padrão de irradiação. Para se calcular o valor de HSP diário consideramos os valores de irradiação solar no plano horizontal obtidos através das coordenadas do local e dados solarimétricos disponibilizados no Brasil pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), em parceria com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). O valor de HSP é calculado através da equação 3, dividindo o valor da irradiação diária no local por 1000W/m². A duração da luminosidade solar aumenta com a aproximação do verão no hemisfério sul, porém essa variação não é tão acentuada em comparação com países próximos aos polos geográficos.

$$HSP = \frac{\frac{Wh}{m^2} * dia}{\frac{W}{m^2}} \tag{3}$$

Os dados de radiação obtidos pelo INMET são em kJ/m² e em W/m² pelo radiômetro portátil, para equipararmos os valores na construção gráfica efetuamos a conversão de kJ/m² para W/m² através da equação 4 ou equação 5.

$$\frac{Kj}{hm^2} = \frac{1000Ws}{m^2h\left(\frac{3600s}{h}\right)} = \frac{0,277778}{m^2} \tag{4}$$

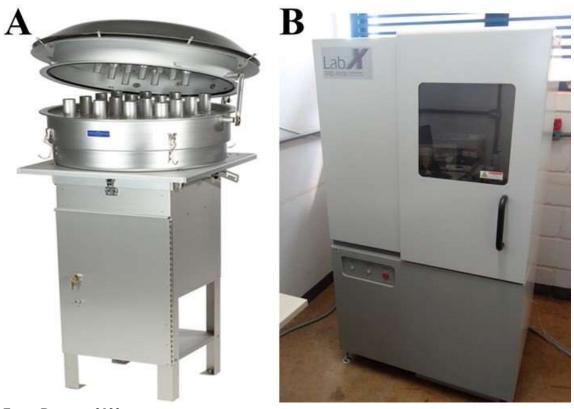
OU

$$\frac{3,6milJ}{hm^2} = \frac{W}{m^2} \tag{5}$$

# 4.6 Coleta e caracterização do material particulado e sujidade

O material particulado foi coletado três vezes por semana pelo amostrador de grande volume PM10, do fabricante HIVOL, modelo HVS3000. Este aparelho atende aos requisitos da norma ABNT 13412 (Material particulado em suspensão na atmosfera — Determinação da concentração de partículas inaláveis pelo método do amostrador de grande volume acoplado a um separador inercial de partículas). A fotografia do equipamento é mostrada na figura 26A.

Figura 26 - Equipamentos utilizados para coleta e caracterização do material particulado e sujidade. HIVOL HVS 3000 - Amostrador de alto volume PM1 (A); difratômetro LabX XRD-6100 (B)



Fonte: Do autor, 2023

Após as coletas, as amostras de sujeira foram analisadas em laboratório para determinar suas características. A análise foi realizada com um difratômetro de raios-X, o LabX XDR6100 (Figura 26B). Essa técnica permite obter informações detalhadas sobre a estrutura atômica e molecular dos cristais presentes nas amostras, pois os átomos cristalinos causam a difração do feixe de raios-X incidente em várias direções específicas.

## 4.7 Variáveis e análises estatísticas

Foi utilizada correlação de Pearson para avaliar a relação entre as variáveis em nosso estudo. Para calcular as perdas monetárias, utilizamos os valores das tarifas da concessionária local (CEMIG), considerando o consumo do local onde o sistema está instalado. Foram considerados o valor estimado de energia produzida anualmente, o consumo médio mensal e as perdas por sujidade. Não foram consideradas as perdas anuais descritas pelo fabricante dos módulos, nem as perdas por sombreamento, inclinação, direcionamento e perdas nas conexões e cabos, bem como no inversor ao converter CC para CA. Os cálculos envolveram a anotação dos valores das perdas médias entre módulos

sujos e limpos ao longo de todo o estudo, resultando na média de perda de eficiência por sujidade. A energia gerada é equivalente à tarifa de consumo fora de ponta, que atualmente é de R\$0,52953480 por kWh. O valor cobrado pelo kWh na ponta é de R\$2,56248608. É importante destacar que o sistema fotovoltaico instalado no ICTE não supre toda a energia consumida na instalação, sendo necessária sua ampliação para tal.

É importante ressaltar que a demanda contratada se mantém constante, ou seja, o valor do contrato será cobrado integralmente. O sistema fotovoltaico deve compensar tanto o consumo fora de ponta quanto o consumo de ponta. Para a instalação de um sistema fotovoltaico, a potência de geração deve ser igual ou inferior à demanda contratada.

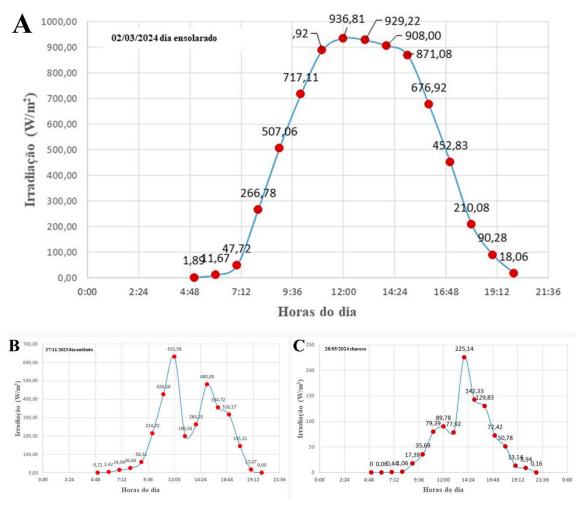
# 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Aqui, são apresentados e discutidos os resultados dos estudos descritos acima. Comparações com a literatura atual são realizadas, focando particularmente na perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos por sujidade. Essas discussões e comparações fundamentarão as conclusões deste estudo.

## 5.1 Dados da irradiação

Aqui serão apresentados os perfis diários de radiação, os quais sugerem o mesmo padrão para os dias ensolarados e com pouca nebulosidade ou nenhuma. Para os dias nublados ou chuvosos a irradiância fica inconstante. A figura 27 apresenta os níveis de irradiação de acordo com o tempo para um dia ensolarado (a) , nublado (b) e chuvoso (c). Em um dia ensolarado (Figura 27A) às 12:00 horas a irradiação atingiu 936,81W/m² e uma média de 470,90 W/m², com o dia nublado (Figura 27B) a irradiação atingiu 631,58 W/m² às 12:00 horas e uma média de 196,97 W/m² e em um dia chuvoso (Figura 27C) a irradiação chegou a 225,14 W/m² às 13:00 horas e uma média de 55,56 W/m². Analisando os gráficos, podemos observar que os módulos solares continuam a gerar energia mesmo em dias chuvosos. Em dias ensolarados, eles são capazes de alcançar sua potência máxima de pico.

Figura 27 - Níveis de irradiação em diferentes condições climáticas durante o estudo. Dia ensolarado (A); dia nublado (B); e dia chuvoso (C). Um único dia foi escolhido para representar os níveis de irradiação



Fonte: Autor, 2024

Entre outubro e dezembro, a média diária de insolação, medida em Horas de Sol Pleno (HSP), foi de 5 horas e 18 minutos. No período de janeiro a abril, essa média diária diminuiu para 4 horas e 55 minutos (CRESESB). A quantidade de energia gerada a partir de recursos solares varia conforme as condições climáticas. Em dias ensolarados, onde há mais horas de sol pleno, a produção de energia é significativamente maior. Nos dias nublados, a energia gerada é menor devido à redução na intensidade solar. Já nos dias chuvosos, a produção de energia é mínima, uma vez que a quantidade de luz solar direta é muito limitada. Isso sugere que a disponibilidade de horas de sol pleno influencia diretamente a eficiência na geração de energia solar em diferentes condições meteorológicas.

# 5.2 Precipitação

O evento de chuva mais significante ocorreu em 1° de janeiro de 2024, com um volume de ocorrência de aproximadamente 47 mm em um único dia, conforme registrado pelo INMET. Analisamos o impacto da sujidade no desempenho dos módulos fotovoltaicos tanto antes quanto após a precipitação. No gráfico da figura 28, observa-se que março foi o mês com maior volume de chuva durante o período de estudo, acumulando um total de 407 mm. Nos demais meses, a ocorrência média foi de 98,34 mm.

CHUVA (mm) 450 400 350 300 250 200 150 100 50 0 Out Abr Mai Nov Dez Jan Fev Mar

Figura 28 - Precipitação na área de estudo de outubro de 2023 a abril de 2024

Fonte: INMET, 2024

## 5.3 Comparação por meio de corrente de operação

O acúmulo de resíduos na superfície dos painéis solares reduz a quantidade de luz solar que eles absorvem, o que resulta em uma diminuição da eficiência do sistema (CASANOVA *et al.*, 2013). Esse impacto é avaliado medindo-se a corrente de operação ou corrente de trabalho dos painéis, comparando arranjos de painéis sujos com os de painéis limpos em intervalos de 30, 15 e 7 dias. A figura 29 ilustra as correntes de pico

registradas, a irradiação solar e os meses em que as medições foram realizadas. Em dezembro de 2023, por exemplo, a corrente de pico nos painéis sujos foi de 11,30 A. Em contraste, nossos painéis limpos a cada 30 dias, a corrente de pico foi de 11,60 A, enquanto nos painéis limpos a cada 15 dias, a corrente foi de 11,90 A, para os painéis limpos a cada 7 dias, a corrente de pico também foi de 11,60 A. A irradiação de pico foi de 1151,14 W/m². Esses resultados indicam que a variação na corrente de pico entre os diferentes intervalos de limpeza dos painéis foi mínima. Isso sugere que a frequência de limpeza dos painéis pode ser a mesma, independentemente do intervalo, sem causar uma perda significativa de eficiência. Isso é de suma importância pois as limpezas podem acarretar altos custos (ABU-NASER, 2017)

Figura 29 - Corrente de operação de pico (Iop<sub>p</sub>) de cada etapa de medição

DADOS MEDIDOS						
Mês	Período (dias)	Corrente painéis sujos (A)	Corrente painéis limpos a cada 30 dias (A)	Corrente painéis limpos a cada 15 dias (A)	Corrente painéis limpos a cada 7 dias (A)	Irradiação (W/m2)
out/23	01 a 06	9,60	10,00	9,90	10,00	967,31
nov/23	06 a 11	11,00	11,40	11,60	11,80	1126,70
dez/23	04 a 09	11,30	11,60	11,90	11,60	1151,14
jan/24	13 a 18	12,10	12,50	12,50	12,40	953,75
fev/24	01 a 06	10,80	11,10	11,20	11,20	1024,06
mar/24	25 a 30	12,20	12,40	12,50	12,30	945,20
abr/24	12 a 17	8,70	9,50	9,40	9,60	877,33

Fonte: Autor, 2024

A diminuição na eficiência dos painéis solares é evidenciada nos gráficos de dispersão apresentados na figura 30, que utilizam as leituras de corrente de operação de pico (Iop<sub>p</sub>) destacadas na figura 29. Uma análise visual desses gráficos revela um aumento específico na corrente de operação de pico (Iop<sub>p</sub>) para os painéis limpos. Com base na corrente de operação de pico, Abdallah e colaboradores (2022) sugerem um cronograma de limpeza semanal durante determinados meses do ano, para manter a planta de painéis fotovoltaicos operando com eficiência máxima. Vale destacar que o aumento verificado no presente estudo foi apresentado sem levar em conta fatores como condições climáticas ou frequência de limpeza.

 Corrente painéis sujos (A) Corrente painéis limpos a cada 30 dias (A) 13,00 12,50 12,00 11,50 Corrente Iop(A) 11,00 10,50 10,00 9,50 9,00 8,50 8,00 4 6 0 1 2 3 5 7 8 Semanas **B**<sub>13,00</sub> C 12,50 12,50 12,00 12,00 (V) 11,50 11,00 You 11,50 (4) Corrente I 10,50 10,00 9,50 9 10,50 10,00 9,00 9,00 8,50 8,50 8,00 Semanas

Figura 30 - Eficiências dos módulos solares de acordo com a sujidade. Módulos limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C)

Fonte: Autor, 2024

Os gráficos (Figura 30) mostram que a Iopp dos painéis limpos é consistentemente maior do que a dos painéis sujos ao longo de todas as semanas de medição. Na quarta semana, a corrente de pico nos painéis limpos a cada 30 dias e a cada 15 dias foi de 12,50 A, enquanto nos painéis limpos a cada 7 dias foi 12,40 A. Após a intensa sessão de março, que acumulou 407 mm de chuva (Figura 28), inspirou-se uma redução significativa na corrente de pico dos módulos sujos. Em abril, na sétima semana, a corrente de pico dos módulos sujos caiu para 8,70 A. Comparativamente, essa redução representa uma perda de eficiência de 8,42% em relação aos módulos limpos a cada 30 dias, de 7,45% em relação aos módulos limpos a cada 15 dias e de 9,38% em relação aos módulos limpos a cada 7 dias.

Ao longo do estudo, foram realizadas medições nove vezes ao dia, abrangendo uma ampla faixa de irradiação solar, que variou de 1,0 a 1151,0 W/m². Em todas essas complexidades, os módulos fotovoltaicos limpos mantiveram a corrente operacional superior aos módulos sujos. Isso destaca que a corrente operacional é diretamente proporcional à irradiação (correlação positiva), quanto maior a irradiação, maior a corrente gerada pelos módulos. Esses resultados são amplamente corroborados por outros estudos similares (VIVAR *et al.*, 2010; CASANOVA *et al.*, 2013; SAYYAH *et al.*, 2014; ABU-NASER, 2017). Essa análise é demonstrada através das dispersões das duas variáveis apresentadas na figura 31, que contêm dados da primeira medição. Da mesma forma, a figura 32 exibem dados da quarta medição, enquanto a figura 33 mostra dados da sétima medição. Detalhes adicionais estão disponíveis nas planilhas do Apêndice A.

Na primeira medição a irradiação variou de 181,86 a 967,31W/m². Na Figura 31A, observa-se que a correlação entre a corrente de operação e a irradiação é fraca tanto para os módulos limpos quanto para os módulos sujos, uma vez que ambos estavam em condições semelhantes de limpeza. A matriz de correlação de Pearson revelou valores de R²=0,3934 para os módulos limpos e R²=0,3994 para os módulos sujos. Apesar das condições similares, a corrente dos módulos limpos a cada 30 dias foi consistentemente maior em comparação com os módulos sujos, resultando em uma perda média de eficiência de 5,53% com um desvio padrão de 3,12%, (Figura 34). Nos painéis solares da Califórnia (EUA), as perdas médias causadas pelo acúmulo de sujeira foram de 0,051% por dia (MEJIA & KLEISSL, 2013). Além disso, em 26% dos locais estudados, as perdas ultrapassaram 0,1% por dia (MEJIA & KLEISSL, 2013).

A 12,00 y = 0.0075x + 0.7414 $R^2 = 0,3934$ 10,00 Corrente de operação (lop) 8,00 6,00 4,00 2,00 = 0,0074x + 0,5722 $R^2 = 0,3994$ 0,00 150,0 250,0 350,0 450,0 550,0 750,0 850,0 950,0 Irradiação (W/m2) P. limpos a cada 30 dias ..... Linear (lop - P. sujos) ..... Linear (lop - P. limpos a cada 30 dias) В  $C_{12,00}$ 8,00 4,00

Figura 31 - Relação entre irradiação solar e corrente de operação durante a primeira medição. Módulos limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C)

Fonte: Autor, 2024

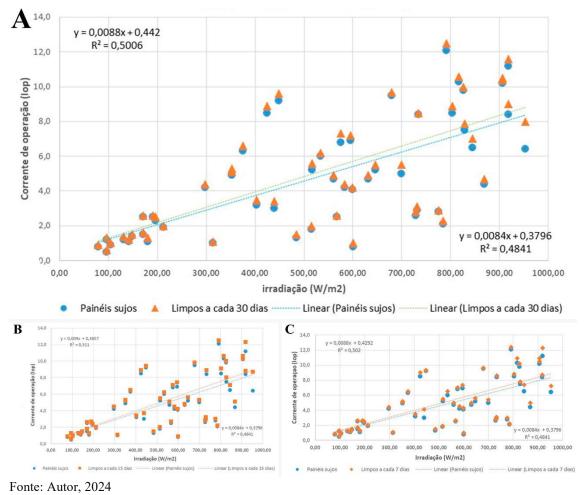
550,0 650, Irradiação (W/m2)

Na Figura 31B, nota-se que a correlação entre a corrente de operação e a irradiação é fraca tanto para os módulos limpos quanto para os módulos sujos, pois ambos estavam em condições de limpeza semelhantes. A matriz de correlação de Pearson indicou valores de R²=0,3824 para os módulos limpos e R²=0,3994 para os módulos sujos. Mesmo com condições parecidas, os módulos limpos apresentaram uma corrente de operação consistentemente maior a cada 15 dias em relação aos módulos sujos. Isso resultou em uma perda média de eficiência de 6,21% nos módulos sujos, com um desvio padrão de 2,95%, (Figura 34). Na Figura 31C, observa-se uma correlação fraca entre a corrente de operação e a irradiação, tanto para os módulos limpos quanto para os módulos sujos, que estavam em condições de limpeza semelhantes. A análise da matriz de correlação de Pearson revelou valores de R²=0,3852 para os módulos limpos e R²=0,3994 para os módulos sujos. Apesar das condições similares, nos módulos limpo a corrente de operação foi consistentemente maior a cada 7 dias em comparação com os módulos sujos.

Essa diferença resultou em uma perda média de eficiência de 6,11% nos módulos sujos, com um desvio padrão de 2,20%, (Figura 34).

A irradiação variou de 78,58 a 953,75 W/m² na quarta medição. Na Figura 32A, observa-se uma correlação moderada entre a corrente de operação e a irradiação para os módulos limpos, para os módulos sujos a correlação é fraca. A análise da matriz de correlação de Pearson revelou valores de R²=0,5006 para os módulos limpos e R²=0,4841 para os módulos sujos. Os módulos limpos a cada 30 dias demonstraram uma corrente de operação consistentemente maior em comparação com os módulos sujos. Essa diferença resultou em uma perda média de eficiência de 5,85% nos módulos sujos, com um desvio padrão de 4,31%, (Figura 34).

Figura 32 - Relação entre irradiação solar e corrente de operação durante a quarta medição. Módulos limpos a 30(A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C)



Na Figura 32B, a análise revela uma correlação moderada entre a corrente de operação e a irradiação nos módulos limpos, enquanto nos módulos sujos essa correlação

é fraca. Especificamente, a matriz de correlação de Pearson mostra valores de R<sup>2</sup>=0,511 para os módulos limpos e R<sup>2</sup>=0,4841 para os módulos sujos. Observe que os módulos limpos a cada 15 dias apresentaram uma corrente de operação consistentemente maior em comparação com os módulos sujos. Esta diferença resultou em uma perda média de eficiência de 6,67% nos módulos sujos, com um desvio padrão de 4,71%, conforme ilustrado na Figura 34.

A análise, figura 32C, indica uma correlação moderada entre a corrente de operação e a irradiação nos módulos limpos a cada 7 dias, em contraste com uma correlação fraca observada nos módulos sujos. A matriz de correlação de Pearson quantifica essa diferença, apresentando um valor de R<sup>2</sup>=0,502 para os módulos limpos e R<sup>2</sup>=0,4841 para os módulos sujos. Notavelmente, os módulos limpos, mantidos em um intervalo de limpeza de 7 dias, exibiram uma corrente de operação consistentemente superior em relação aos módulos sujos. Esta discrepância levou a uma perda média de eficiência de 6,21% nos módulos sujos, com um desvio padrão de 4,68%, conforme demonstrado na Figura 34.

Durante a sétima medição, a irradiância variou entre 58,33 e 877,33 W/m². Conforme ilustrado no gráfico da Figura 33A, a acumulação de sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos diminui a eficiência do gerador. As medições indicaram que as correntes nos módulos limpos foram consistentemente superiores às dos módulos sujos. No gráfico, os pontos correspondentes aos módulos sujos ficam abaixo dos pontos dos módulos limpos a cada 30 dias. Com base nesses dados, calcula-se que a sujeira presente na superfície dos módulos sujos reduziu sua eficiência em 6,67%, com um desvio padrão de 4,18% (para mais detalhes, consulte a Figura 34).

Estudando os efeitos da radiação solar na célula fotovoltaica, Buni e colaboradores (2018) avaliaram a relação entre radiação solar, corrente, tensão e eficiência. Os resultados indicaram uma proporcionalidade direta entre a radiação solar e a produção de energia, bem como a eficiência dos painéis solares (BUNI *et al.*, 2018). Isso implica que um aumento na radiação solar leva a um aumento na corrente de saída, o que, por sua vez, melhora a eficiência dos painéis solares. No entanto, o aumento na radiação solar também resultou em um aumento na temperatura das células fotovoltaicas, o que tem um efeito negativo sobre os parâmetros estudados (BUNI *et al.*, 2018).

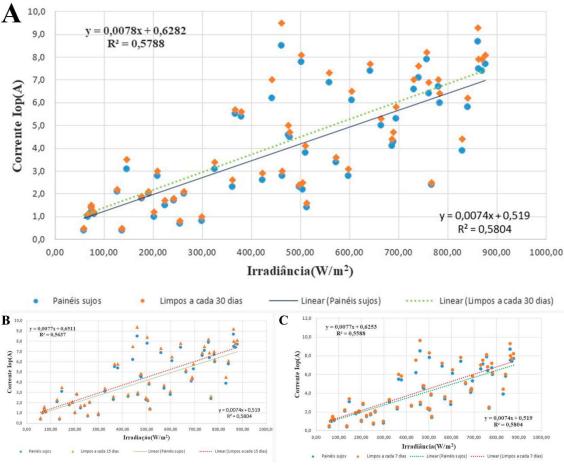


Figura 33 - Relação entre irradiação solar e corrente de operação durante a sétima medição. Módulos limpos a 30 (A); limpos a 15 (B); e limpos a 7 dias (C)

Fonte: Autor, 2024

O gráfico da Figura 33B demonstra claramente que há redução na eficiência dos módulos sujos em relação aos módulos limpos. As medições mostraram que as correntes geradas pelos módulos limpos foram mais altas em comparação com os módulos sujos. Os pontos dos módulos sujos estão abaixo dos pontos dos módulos limpos no gráfico indicam que o acumulo de sujeira nos módulos causou uma diminuição na eficiência de aproximadamente 6,78% em relação aos módulos limpos a cada 15 dias e um desvio padrão de 4,23% (Figura 34). O gráfico da Figura 33C ilustra de forma clara a redução na eficiência dos módulos fotovoltaicos sujos em comparação aos módulos limpos. As medições indicaram que as correntes geradas pelos módulos limpos foram superiores às dos módulos sujos. No gráfico, observa-se que os pontos correspondentes aos módulos sujos estão abaixo dos pontos dos módulos limpos, evidenciando que o acúmulo de sujeira

resultou em uma diminuição de eficiência de aproximadamente 6,08% em relação aos módulos limpos a cada 7 dias, com um desvio padrão de 4,14% (Figura 34).

Na figura 34, podemos observar a diferença dos valores de corrente média de operação (Iop<sub>m</sub>) entre os módulos sujos e limpos da primeira, quarta e sétima medição. Os valores foram medidos em um intervalo aproximado de três meses entre uma medida e outra e com climas diferentes. Por exemplo, nos módulos limpos a cada 30 dias os valores de corrente de operação foram 5,37A, 4,55A e 3,85A. Nos módulos limpos a cada 15 dias foram 5,41A, 4,65A e 3,85A e de 5,42A, 4,75A e 3,75A nos módulos limpos a cada 7 dias e nos módulos sujos foi de 5,12A, 4,30A e 3,60A. Portanto estima-se que a sujidade nos módulos reduz a eficiência dos mesmos em comparação aos módulos limpos a cada 30 dias em 5,53%, 5,85% e 6,67%, nos módulos limpos a cada 15 dias em 6,21%, 6,67% e 6,46% e nos limpos a cada 7 dias em 6,11%, 6,21% e 6,08%. A diminuição no desempenho dos módulos solares devido ao acúmulo de sujeira resulta em perdas significativas de energia em plantas solares ao redor do mundo, independentemente de sua localização geográfica (veja SAYYAAH *et al.*, 2014).

Figura 34 - Valor médio da corrente de operação e eficiência. A quantidade de medidas é referentes ao total de medidas por arranjo

Valores médios de corrente Iop e perda de eficiência												
Data (Intervalo)		01/10 a 06/10/23			13/01 a 18/01/24	1		12/04 a 17/04/24				
Qtidade medidas		54			54		54					
Horário (Horas)	08:00 às 16:00				08:00 às 16:00			08:00 às 16:00				
Corrente média Iop <sub>m</sub>	Iop (A)	Perda estimada de eficiência	Desvio padrão	Iop (A)	Perda estimada de eficiência	Desvio padrão	Iop (A)	Perda estimada de eficiência	Desvio padrão			
Módulos sujos	5,12	(%)	(%)	4,30	(%)	(%)	3,60	(%)	(%)			
Limpos a cada 30 dias	5,37	5,53%	3,12%	4,55	5,85%	4,31%	3,85	6,67%	4,18%			
Limpos a cada 15 dias	5,41	6,21%	2,95%	4,65	6,67%	4,71%	3,85	6,78%	4,23%			
Limpos a cada 7 dias	5,42	6,11%	2,20%	4,75	6,21%	4,68%	3,75	6,08%	4,14%			

Fonte: Autor, 2024

Esses valores variam de acordo com o acumulo de sujeira na superfície dos módulos e as mudanças climáticas da região (APPELS *et al.*, 2013; JIANG *et al.*, 2016). Na figura 35 nos mostra a média da corrente de operação (Iop), a perda estimada e o desvio padrão da medição feita durante todo o estudo, medidas entre os meses de outubro de 2023 a abril de 2024 com um total de 504 medições (i.e., valor por arranjo).

Figura 35 - Valor médio da corrente de operação e eficiência de todo estudo. A quantidade de medidas é referente ao total de medidas por arranjo

VALORES M	ÉDIOS DE CORRENTE	Iop e PERDA	A DE EFICIÊNO	CIA
Data (Intervalo)	01/10/23 a 17/04/2024		D 1	
Qtidade medidas	504	Amplitude	Perda estimada de	Desvio
Horário (Horas)	08:00 às 16:00	Amphitude	estimada de eficiência (%)	padrão (%)
Grandeza (média)	Corrente Iop (A)		enciencia (70)	
Módulos sujos	4,63	12,00		
Limpos a cada 30 dias	4,90	12,20	7,30%	5,40%
Limpos a cada 15 dias	4,92	12,20	7,50%	5,30%
Limpos a cada 7 dias	4,92	12,10	7,00%	6,30%

Fonte: Autor, 2024

A figura 35 sugere que a corrente de operação média do arranjo sujo foi de 4,63A enquanto no arranjo com módulos limpos a cada 30 dias foi de 4,90A, no limpo a cada 15 dias foi de 4,93A e no arranjo limpo a cada 7 dias foi de 4,93A. Isso indica que a sujidade presente na superfície dos módulos reduz sua eficiência em aproximadamente 7,30%, com desvio padrão de 5,40% em relação aos módulos limpos a cada 30 dias, em relação aos módulos limpos a cada 15 dias a redução de eficiência chegou a 7,50% com desvio padrão de 5,30% e nos módulos limpos a cada 7 dias a redução de eficiência ficou próximo de 7,00% e com desvio padrão de 6,30%. Entretanto, é fundamental destacar que as medições nos módulos sujos e limpos foram realizadas pelos mesmos equipamentos e em mesmas condições, deste modo os valores são relativos. Dessa forma, as incertezas nos resultados provenientes das medições são minimizadas ou até mesmo eliminadas (HICKEL *et al.*, 2016). O estudo indicou que a potência é proporcional a corrente de operação (Iop) e serve como referência para análises de perda de eficiência.

## 5.4 Comparação por meio de potência e temperatura

A Figura 36, (A- módulo sujo / B- módulo limpo), apresenta uma termografía capturada em uma área específica dos painéis solares, onde foram identificados valores diferentes de temperatura. O módulo sujo apresentou uma temperatura aproximadamente 6,7°C superior à do limpo. Outros trabalhos sugerem que o aumento da temperatura acarreta diretamente na diminuição da eficiência das placas (SMITH *et al.*, 2013).

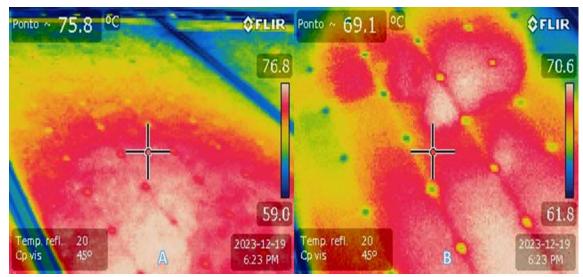


Figura 36 - Temperatura no módulo sujo vs temperatura módulo limpo

Fonte: Autor, 2023

O grau de influência da sujeira no desempenho dos módulos fotovoltaicos varia conforme a localidade, pois as condições ambientais do local onde os módulos estão instalados, assim como as variações sazonais, impactam diretamente a quantidade, o tipo e o tamanho das partículas de sujeira encontradas na superfície dos módulos (ARAÚJO et al., 2019). Excrementos de pássaros são o tipo de sujeira que tem maior potencial de prejudicar o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, pois sua presença não é homogênea e leva facilmente à formação de pontos quentes no dispositivo (MAGHAMI et al., 2016). A figura 37 demonstra que o aumento da temperatura provoca uma redução significativa na tensão de operação. Como o produto entre tensão e corrente é a potência, a diminuição da tensão é um dos principais fatores que contribuem para a queda de eficiência de um módulo fotovoltaico quando a temperatura aumenta. De acordo com SINHA et al. (2014), a temperatura pode afetar a eficiência do módulo em até 6%.

De acordo com a figura 37, os módulos sujos (triângulo) e módulos limpos (retângulo) estão com correlação negativa entre as variáveis, ou seja, a tensão é inversamente proporcional a temperatura. As correlações de Pearson entre as variáveis T e Vop foram calculadas, resultando em uma correlação de  $R^2 = 0,7453$  nos módulos sujos (representado por triângulos) e uma correlação de  $R^2 = 0,7862$  nos módulos limpos (representado por retângulos). Esses resultados apontam para uma forte correlação, indicando uma relação inversamente proporcional entre as variáveis nos dois cenários

analisados. A figura 38 nos mostra a média de potência em relação a variação da temperatura, os dados foram obtidos no dia 04 de abril de 2024, as medidas se deram entre 8h30min e 15h45min com intervalo de leitura de 15 minutos, totalizando 30 medições no sistema com módulos sujos, módulos limpos a cada 30 dias, módulos limpos a cada 15 dias e módulos limpos a cada 7 dias.

Temperatura x Tensão Tempreratura x Tensão 265,00 265,00 260,00 E 260,00 operação (V) 255,00 255,00 орегаçãо 250,00 250.00 245,00 245,00 240,00 240,00 de Fensão de 235,00 235,00 Tensão 230,00 230,00 y = -1,0798x + 293,29 y = -1,136x + 297,14  $R^2 = 0,7862$  $R^2 = 0,7453$ 225.00 225,00 220,00 220,00 37,0 47,0 52,0 57,0 62,0 40,0 44,0 48,0 36.0 52.0 56.0 60.0 32.0 Temperatura (°C) Temperatura (°)

Figura 37 - Relação entre a temperatura nos módulos e a tensão de operação

Fonte: Autor, 2024

Figura 38 - Valores médios de potência e eficiência pela variação de temperatura. A quantidade de medidas é referente ao total de medidas por arranjo

Valores médios de potência e eficiência pela variação de temperatura												
Data (Intervalo)		04/04/2024										
Qtidade medidas		30		Diferença de potência média								
Horário (Horas)	08:30 às 15:45 entre módulos sujos											
Potência média	W	Ganho	Desvio									
Módulos sujos	estimado de eficiência (%)		padrão (%)	W	%							
Limpos a cada 30 dias	1707,21	3,41%	2,19%	55,18	3,23%							
Limpos a cada 15 dias	1720,12 4,25%		2,52%	68,09	3,96%							
Limpos a cada 7 dias	1739,18	5,16%	2,40%	87,15	5,01%							

Fonte: Autor, 2024

Como demonstrado na figura 38, a potência média nos módulos sujos foi de 1652,03 Watts, enquanto nos módulos limpos a cada 30 dias foi de 1707,21 Watts, o que representa um ganho de eficiência de 3,41% e um desvio de padrão de 2,19%. Em relação

aos módulos limpos a cada 15 dias esse ganho foi de 4,25% e o desvio padrão de 2,52%, já nos módulos limpos a cada 7 dias o ganho foi de 5,16% e o desvio padrão em 2,40%. Com isso podemos sugerir que a sujidade presente na superfície dos módulos diminui a eficiência dos mesmos (veja apêndice B).

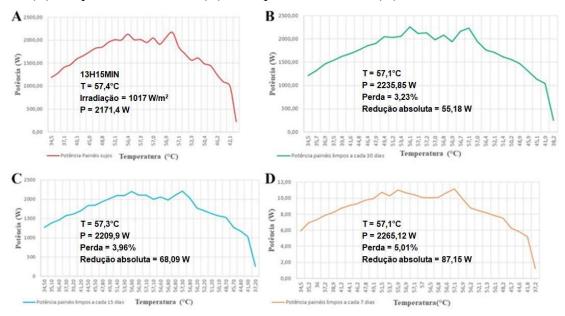
A condição padrão para a obtenção das curvas características dos módulos é definida por uma radiação de 1000 W/m² (radiação recebida na superfície da Terra em um dia claro, ao meio-dia) e uma temperatura de 25°C na célula (a eficiência da célula diminui com o aumento da temperatura). Os principais fatores que influenciam as propriedades elétricas de um painel são a intensidade da luz e a temperatura da célula (PINHO *et al.*, 2014). A corrente gerada no módulo aumenta linearmente com o aumento da intensidade da luz. Em contrapartida, à medida que a temperatura da célula aumenta, a eficiência do módulo diminui, o que reduz o ponto de operação para a geração máxima de energia e o efeito sujidade amplia esta situação (APPELS *et al.*, 2013). A figura 39 demonstram essa perca de eficiência pela temperatura devido ao acumulo de material particulado na superfície dos módulos.

A temperatura na superfície dos módulos sujos variou entre 34,5°C e 57,4°C. Para os módulos limpos, a cada 30 dias, a temperatura variou entre 34,5°C e 57,2°C; para os limpos a cada 15 dias, entre 34,5°C e 57,3°C; e para os módulos limpos a cada 7 dias, entre 34,5°C e 57,1°C. Às 13h15, a potência de pico dos módulos sujos foi de 2171,40 Watts, com uma irradiação de 1017 W/m² e temperatura de 57,40°C. Comparativamente, sob as mesmas condições de irradiação, a potência de pico dos módulos limpos a cada 30 dias foi de 2235,85 Watts com temperatura de 57,10°C; para os módulos limpos a cada 15 dias, a potência de pico foi de 2209,90 Watts com temperatura de 57,30°C; e para os módulos limpos a cada 7 dias, a potência de pico atingiu 2265,12 Watts com temperatura de 57,10°C.

Em relação aos módulos sujos, a perda de eficiência foi significativa. Comparando com os módulos limpos a cada 30 dias, a perda de eficiência foi de 3,23%, resultando em uma redução absoluta de potência de 55,18 Watts. Em relação aos módulos limpos a cada 15 dias, a perda de eficiência foi de 3,96%, com uma redução absoluta de 68,09 Watts. Por fim, em comparação com os módulos limpos a cada 7 dias, a perda de eficiência foi de 5,01%, com uma redução absoluta de 87,15 Watts. Portanto, este estudo demonstra que a sujeira nos módulos solares eleva a temperatura da sua superfície, o que provoca uma queda na tensão. Como a tensão é diretamente proporcional à potência, essa elevação

de temperatura, mesmo sob irradiação constante, resulta em uma diminuição da eficiência e, consequentemente, da potência gerada pelos módulos.

Figura 39 - Relação entre potência e temperatura. Módulos sujos (A); limpos a cada 30 dias (B); limpos a cada 15 dias (C); e limpos a cada 7 dias (D)



Fonte: Autor, 2024

O sistema instalado no ICTE é de grande proporção, com grande benefício ambiental ao gerar energia limpa, e a principal questão levantada é quanto esse sistema traz de retorno financeiro. A potência média estimada de geração é de 47.951,16 kWh/mês, que representa aproximadamente 62% da energia consumida, tanto em hora de ponta como fora de ponta. Com as perdas por sujidade esta porcentagem tende a diminuir, agregando despesas a instituição. Em linhas gerais, as perdas de eficiência à sujidade nos módulos fotovoltaicos podem variar de 2% a 25%, com uma média em torno de 5%, (A-B). Devido a essa variação significativa, o acúmulo de sujeira nos módulos tornou-se um foco de estudo em diversas áreas, incluindo aspectos qualitativos, quantitativos e econômicos (A-B). Com base nos resultados do presente estudo, é possível sugerir que no ICTE a perda média de eficiência por sujidade foi de 5,94%, em energia equivale a 2.848,30 kWh/mês e em valores aproximadamente R\$1.508,30, totalizando em um ano R\$18.100,00.

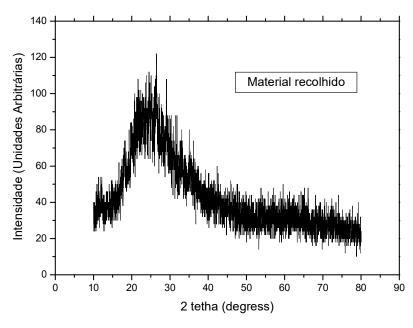
A energia gerada é consumida em parte de forma instantânea pela instalação e a excedente injetado na rede, a média de consumo fora de ponta do Instituto Tecnológico de Ciências Exatas é de 64.225,00 kWh/mês e a média de consumo em horário de ponta é de 8.750,00 kWh/mês. O total de tarifa paga sobre o kWh/mês do horário fora de ponta

e de ponta é de R\$56.431,13. Considerando o valor tarifário de horário fora de ponta, e agregando os mesmos a energia total gerada e injetada na rede, o valor faturado a ser descontado da conta é de R\$25.391,81 economia de aproximadamente 35,37% nos valores da tarifa cobrados no consumo de horário fora de ponta (veja anexo B).

Com o sistema estimado capaz de suprir o consumo de energia da instalação em horário de ponta e fora de ponta, de 77.992,972 kWh/mês aproximadamente, os 5,94% de perda seriam 4.632,783 kWh/mês com valor aproximado de R\$2.453,22 por mês, as perdas chegariam ao valor aproximado anualmente de R\$29.438,63. Portanto, a manutenção periódica de todo sistema fotovoltaico instalado no ICTE torna-se economicamente viável.

Corroborando com os resultados apresentados anteriormente, na figura 40 é apresentado o difratograma de Raios x para uma amostra de poeira coletada pelo amostrador de alto volume PM1 em área próxima à área de medição. Nela podemos ver um padrão amorfo característico de uma mistura extremamente fina de vários materiais carreados pelo vento. Analise similar foi encontrada analisando o material depositado nas placas. O Halo amorfo encontrado entre 15 e 25 graus pode ser atribuído pela grande quantidade de areia fina amorfa e material orgânico e mascara a presença de fases cristalinas, comumente encontradas em material particulado carreado pelo vento como óxido de ferro.

Figura 40 – Difratograma de raios X para uma amostra de material particulado disperso pelo vento



### 6 CONCLUSÃO

Segundo a literatura, o acúmulo de sujeira nas superfícies dos módulos fotovoltaicos, combinado com fatores como irradiância e temperatura, é uma das principais causas de perda de eficiência desses sistemas. Diante disso, este estudo buscou avaliar os efeitos da sujeira na eficiência dos módulos fotovoltaicos por meio de coleta de dados, medições específicas, análises estatísticas, comparações entre arranjos de módulos limpos e sujos e caracterização do material particulado.

A radiação solar e a temperatura são fatores ambientais cruciais que influenciam o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Foi demonstrado que a intensidade da radiação solar tem uma influência positiva significativa sobre a corrente gerada pelos módulos, enquanto a temperatura afeta negativamente a tensão. À medida que a sujeira se acumula nas superfícies dos módulos, a temperatura tende a aumentar, exacerbando a perda de eficiência. No presente estudo, apesar da correlação positiva entre a irradiância e a corrente de operação (Iop) dos módulos fotovoltaicos, a análise dos gráficos de dispersão das medições iniciais mostrou uma correlação fraca entre irradiância (G) e Iop para módulos sujos e limpos. Isso se deve à dispersão dos dados ao longo dos dias medidos e à baixa quantidade de sujeira nos módulos. Nas medições subsequentes, foi observado que a correlação entre irradiância (G) e corrente de operação (Iop) variou com o estado de limpeza dos módulos. Na quarta medição, a correlação era moderada para módulos limpos e fraca para módulos sujos devido ao acúmulo de sujeira. Na sétima medição, tanto módulos limpos quanto sujos apresentaram correlação moderada o que se deve à significativa precipitação nas semanas anteriores às medições. Em todas as medições, a corrente de operação foi consistentemente maior nos módulos limpos em comparação com os sujos.

A interferência da sujeira na eficiência dos módulos fotovoltaicos foi confirmada através de diversas medições nos cenários de módulos limpos e sujos, evidenciando uma perda de eficiência. O estudo revelou que o acúmulo de sujeira reduziu a eficiência dos módulos em até 7,50% após sete meses de acúmulo.

Durante os testes, observou-se que as características físicas e elétricas dos módulos fotovoltaicos estavam de acordo com as especificações dos fabricantes. A análise da queda de tensão devido ao aumento da temperatura, causada pela sujeira na superfície dos módulos, mostrou que estas variáveis são inversamente proporcionais: à medida que a temperatura aumenta, a tensão diminui. Como a potência é diretamente

proporcional à corrente, a diminuição da tensão resulta em menor potência gerada. A diferença de temperatura entre um módulo sujo e um limpo chegou a 8,9%. Em todas as medições, tanto a corrente de operação (Iop) quanto a potência gerada (W) foram maiores nos módulos limpos. Isso confirma que a presença de partículas de sujeira reduz a transmitância da superfície dos módulos, causando uma perda de eficiência considerável.

Este estudo evidenciou que a adoção de um cronograma de limpeza periódica para os sistemas de geração de energia fotovoltaica pode gerar benefícios significativos ao longo do tempo. Financeiramente, a Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM) está deixando de economizar aproximadamente 35,37% sobre os valores cobrados pela concessionária local, CEMIG, o que representa cerca de R\$25.391,81 por ano com o sistema atual. Com um sistema capaz de suprir todo o consumo do Instituto de Ciências e Tecnologias Exatas (ICTE), as perdas poderiam alcançar R\$29.453,22 por ano. Do ponto de vista econômico, é importante otimizar a limpeza dos módulos fotovoltaicos para maximizar sua eficiência e prolongar sua vida útil. O momento mais adequado para realizar a limpeza é no início da manhã ou no final da tarde, quando os módulos estão mais frios e a geração de energia é menor, minimizando o risco de danos térmicos.

Embora não haja um intervalo de limpeza que seja ideal para todas as regiões devido às variações climáticas e de poluição, estudos e ensaios indicam que a limpeza dos módulos não deve exceder um período de 60 dias. Este cronograma ajuda a mitigar os efeitos adversos da acumulação de sujeira, garantindo uma performance mais consistente e eficiente do sistema fotovoltaico.

### REFERÊNCIAS

ABDALLAH, Ramez et al. *The effects of soiling and frequency of optimal cleaning of PV panels in Palestine*. **Energies**, v. 15, n. 12, p. 4232, 2022.

ABU-NASER, Mohammad. *Solar panels cleaning frequency for maximum financial profit.* **Open Journal of Energy Efficiency**, v. 6, n. 3, p. 80-86, 2017.

AGUILAR, R. S.; OLIVEIRA, C. S.; ARCANJO, G. L.; Energia Renovável: Os ganhos e os impactos sociais, ambientais e econômicos nas indústrias brasileiras. XXXII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO Desenvolvimento Sustentável e Responsabilidade Social: As Contribuições da Engenharia de Produção.

AMÉRICA DO SOL. Atlas brasileiro de energia solar. [S. 1., 2014] Disponível em: <a href="http://www.americadosol.org/atlas-brasileiro-de-energia-solar">http://www.americadosol.org/atlas-brasileiro-de-energia-solar</a>. Acesso em: 22 jan. 2023.

APPELS, R.; LEFEVRE, B.; HERTELEER, B.; GOVERDE, H; BEERTEN, A.; PAESEN, R.; MEDTS, K.; DRIESEN, J.; POORTMANS, J. *Effect of soiling on photovoltaic modules*. *Solar Energy*. V. 96, p.283-291, 2013.

ARAÚJO, D. N., CARVALHO, P. C. M., & DUPONT, I. M., 2019. Efeitos da acumulação de sujeira sobre odesempenho de módulos fotovoltaicos. Revista Tecnologia, vol. 40, n. 2, pp. 1-23.DOI: 10.5020/23180730.2019.9414.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15424:** ensaios não destrutivos: termografia: terminologia. 2. Ed. Rio de Janeiro, 2016.

AYORA, E., MUNJI, M., KABERERE, K., & THOMAS, B. Performance analysis of 600 kWp grid-tied rooftop solar photovoltaic systems at strathmore university in Kenya. *Results in Engineering*, 19, 101302, 2023.

BARBOSA, E. R.; FARIA, M. dos S. F. de; GONTIJO, F. de B. **Influência da sujeira na geração fotovoltaica**. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17a 20 de abril de 2018. Disponível em: << <a href="https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/655/655">https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/655/655</a>. Acesso em: 17 out. 2022.

BUNI MJ, AL-WALIE AA, AL-ASADI KA. *Effect of solar radiation on photovoltaic cell.* **International Research Journal of Advanced Engineering and Science**. V. 3, p. 47-51, 2018.

BURSZTYN, M.: Energia Solar e Desenvolvimento Sustentável no Seminário: o desafio da integração de políticas públicas. Jornal: *Estudos avançados*. Ano, 2020. V. 34. Pg. 98.

CASANOVA, J. Z.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; GALVÁN, P. B.; CARPENA, P.; LÓPEZ, L.

- CERETTA, P. S.: SARI, J. F.; CERETTA, F. C. C.; Relação entre emissões de CO2, crescimento econômico e Energia Renovável. Jornal, Desenvolvimento em Questão, v. 18, pg. 50, 2020.
- COLOMER, M.; Economia e Energia no Brasil. Revista Brasileira de Energia. Ed.2; pg. 27. Ano 2021.
- DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M.; Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília, Texto para Discussão, No. 2388, 2018. Disponível em: <a href="https://www.econstor.eu/bitstream/10419/211339/1/1024301222.pdf">https://www.econstor.eu/bitstream/10419/211339/1/1024301222.pdf</a> >. Acesso em: 17 out. 2022.
- DARWISH, Z. A.; KAZEM, H. A.; SOPIAN K.; AL-GOUL, S. M. A.; ALAWADHI, H. Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 41, pp. 735-44. 2015. DOI: Disponível em: <a href="https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.068">https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.068</a>.
- DE ALENCAR, D. B.; DE MATTOS, A.; OLIVEIRA, C.; RODRIGUEZ, R. C. L.; LEITE, J. L. M.; FILHO, J. C.; RESTON, J. C.; **Different Models for Forecasting Wind Power Generation:** Case Study, Energies, 2017.
- DGS German Solar Energy Society. **Planning and Installing Photovoltaic Systems.** 2013.
- DURGADEVI, S. ARULSELVI, S. P. NATARAJAN. "Photovoltaic modeling and its characteristics" in Proc. of IEEE International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology, p.1-12, 2011.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA EPE; **Balanço Energético Nacional.** Empresa de pesquisa energética, 2021.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA EPE; **Balanço Energético Nacional.** Empresa de pesquisa energética, 2019.
- FILLIPO, A.; ANDRIGO, E. F. M.; GESSNER, E.; PALADINI, E. P.; **Desafios** e **perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada.** Revista Empreender e Inovar, v. 1. N 1, 2019.
- GOSWAMI, D. Yogi. Principles Of Solar Engineering, 3. Ed. Boca Raton: Taylor & Francis Inc., 2015. 822 p.
- HANANIA, Jordan; STENHOUSE, Kaylin, DONEV, Jason. **Energy Education.** Disponívelem: < https://energyeducation.ca/encyclopedia/Conduction\_band >. Acesso em: 08 jan. 2023.
- HICKEL, B. M. et al. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos: revisão e medições de campo. In: Congresso Brasileiro De Energia Solar, 6., Belo Horizonte, 2016. Anais [...] Belo Horizonte, 2016.

Disponível em: <a href="https://www.researchgate.net/profile/lucas-nascimento/publication/301544739">https://www.researchgate.net/profile/lucas-nascimento/publication/301544739</a> analise da influencia do acumulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de modulos fv revisao e medicoes de campo/links/57185 13c08aed8a339e5b5e8/analise-da-influencia-do-acumulo-de-sujeira-sobre-diferentes-tecnologias-de-modulos-fv-revisao-e-medicoes-de-campo.pdf

HICKEL, Bernardo Meyer. **O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos – metodologia e avaliação através de curvas IxV em campo.** 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017. Disponível em: <a href="https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/181232">https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/181232</a>. Acesso em: 17 out. 2022.

IBM SPSS Statistic 21. IBM. 2012. *Software*. Disponível em: <a href="https://www-01.ibm.com/software/analytics/spss/products/statistics/">https://www-01.ibm.com/software/analytics/spss/products/statistics/</a>

IEA. Solar Energy Perspectives. Disponível em: <a href="https://phlebas.co/2014/09/23/a-primer-on-photovoltaics-in-solar-energy-systems-part-1/">https://phlebas.co/2014/09/23/a-primer-on-photovoltaics-in-solar-energy-systems-part-1/</a>. Acesso em: 09 jan. 2023. Javed, W; B. Guo, & B. Figgis, "Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables", Solar Energy, vol. 15, pp. 397-407, Nov. 2017. [12] L. C.

JIANG, Yu; LU, Lin; LU, Hao. A novel model to estimate the cleaning frequency for dirty solar photovoltaic (PV) modules in desert environment. **Solar Energy**, v. 140, p. 236-240, 2016.

LANA, L. T. C.; ALMEIDA, E.; DIAS, F. C. L. S.; ROSA, A. C.; ESPÍRITO SANTO, O. C.; SACRAMENTO, T. C. B. *et al.* Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica. **Engenharias On-line,** v. 1, n. 2, 2015. Disponível em: <a href="https://201.48.93.203/index.php/eol/article/view/3574">https://201.48.93.203/index.php/eol/article/view/3574</a> Acesso em: 17 out. 2022.

LEMOS, L. O. Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, p. 123, CEFET MG - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2016.

M.; CARDONA, M. S. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications.* V. 21, p. 790-796, 2013.

MAGHAMI, M. R. et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews.** Vol. 59, p.1307 – 1316, 2016.

MANI, F.; PULIPAKA, S.; KUMAR, R. Characterization of power losses of a soiled PV panel in Shekhawati region of India. Solar Energy. V. 131, p. 96-106, 2016. MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic performance: Research status, challenges and recommendations. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 14, p. 3124-3131, 2010.

MEJIA, F.; KLEISSL, J. Soiling losses for solar photovoltaic systems in California. *Solar Energy*. V. 95,p. 357-363, 2013.

MEJIA, F.; KLEISSL, J. Soiling losses for solar photovoltaic systems in California. **Solar Energy**. V. 95,p. 357-363, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Brasil, 2008. "Matriz Energética Nacional, 2030". Vasa.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Boletim mensal de energia julho 2022. Disponível em: <a href="https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/boletins-mensais-de-energia/2022-2/portugues/1-boletim-mensal-de-energia-julho-22.pdf/view">https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/boletins-mensais-de-energia/2022-2/portugues/1-boletim-mensal-de-energia-julho-22.pdf/view</a>. Acesso em:21 jan. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Energia renovável chega a quase 50% da matriz energética brasileira. Disponível em: <a href="https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/08/energia-renovavel-chega-a-quase-50-da-matriz-eletrica-brasileira-1">https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/08/energia-renovavel-chega-a-quase-50-da-matriz-eletrica-brasileira-1</a>. Acesso em: 22 jan. 2023.

MORAIS, L.; Estudo sobre o panorama da energia elétrica no Brasil e tendências futuras. Aleph, 2015.

PAUDYAL, B. R.; SHAKYA, S. R. **Dust accumulation effects on efficiency of solar PV modules for off grid purpose:** A case study of Kathmandu. Solar Energy, v. 135, p.103–110, 2016. DOI: < <a href="https://doi.org/10.10116/j.solener.2016.05.046">https://doi.org/10.10116/j.solener.2016.05.046</a>>. Acesso em: 17 out. 2022.

PEREIRA, N. X. **Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada**. 2019. Dissertação (Mestrado em Ciências Ambientais) -- Disponível em: <a href="https://hdl.handle.net/11449/181288">https://hdl.handle.net/11449/181288</a>. - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita", Sorocaba, SP, 2019. Acesso em: 17 out. 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, CEPEL / CRESESB, p. 529, 2014.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A.(Org). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2.ed. Rio de Janeiro: Centro de referência para energia solar. Disponível em:

https://www.cresesb.cepel/publicacoes/download/manual\_de\_engenharia\_FV\_2014.pdf. Acesso em: 22 jan. 2023.

Portal-energia.com/ como-saber-inclinacao-painel-solar-fotovoltaico/. Acesso em: 25 jan. 2023.

RIDELENSKY, M. D.; A sustentabilidade ambiental de projetos de sucesso com diferentes alternativas de energia. Research, Society and Development 10(11), 2021.

- ROSA, A. R. O.; GASPARIN, F. P. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 7, n. 2. p. 140-147, dez. 2016. Disponível em: <a href="https://rbens.org.br/rbens/article/view/157/155">https://rbens.org.br/rbens/article/view/157/155</a>. Acesso em: 17 out. 2022.
- SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L.L. A comprehensive review of the impact of duston the use of solar energy: history, investigations, results, literature, and mitigation approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 689-744, 2013.
- SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**. V. 107, p. 576-604, 2014.
- SHIRAKAWA, M. A.; ZILLES, R.; MOCELIN, A.; GAYLARDE, C. C.; GORBUSHINA, A.; HEIDRICH, G.; GIUDICE, M. C.; DEL NEGRO, G. M. B.; JOHN, V. M. Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment. Journal of Environmental Management. V. 157, p. 160-167, 2015.
- SILUK, Andrei Ruppenthal. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos aplicados à edificação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017. Disponível em: <a href="http://repositorio.ufsm.br/handle/1/14260">http://repositorio.ufsm.br/handle/1/14260</a> Acesso em: 17 out. 2022.
- SILVA, L. R. D. J. R.; SHAYANI, Rafael Amaral; Oliveira., M. A. G. D. ANÁLISE COMPARATIVA DAS FONTES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA, COM LEVANTAMENTO DE CUSTOS AMBIENTAIS, aplicada ao Distrito Federal. Congresso Brasileiro de Energia Solar, Universidade de Brasília, v. 1, n. 1, p. 1-10, dez./2005. Disponível em: <a href="https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/527">https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/527</a>. Acesso em: 23 jan. 2023.
- SILVA, M.; LANA, T. R.; SILVA JUNIOR, J. A.; TALARICO, M. G.; **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.** *Revista Mythos* 14(2), 2021.
- SIMIONI, T. O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil. 2017. *Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE*, 2017.
- SMITH, Matthew K. et al. *Effects of natural and manual cleaning on photovoltaic output.* **Journal of solar energy engineering**, v. 135, n. 3, p. 034505, 2013.
- TAMIZHMANI, G.; KING, B.; VENKATESAN, A.; DELINE, C.; PAVGI, A.; TATAPUDI, S. *et al.* Regional soiling stations for PV: soling loss analysis. **2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference**, Portland, p. 1741-1746, 2016. DOI: 10.1109/PVSC.2016.7749922 Acesso em: 17 out. 2022.
- TOLMASQUIM, M. T.; **Matriz energética brasileira.** Jornal Novos Estudos (79) Ano 2007.

URREJOLA, E.; ANTONANZAS, J.; AYALA, P.; SALGADO, M.; RAMÍREZ-SAGNER, G.; CORTÉS, S. *et al.* Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. **Energy Conversion and Management**, v. 114, p. 338–347, 2016. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.016 Acesso em: 17 out. 2022.

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações. 2ª Ed., São Paulo, Érica /Saraiva, p. 224, 2015.

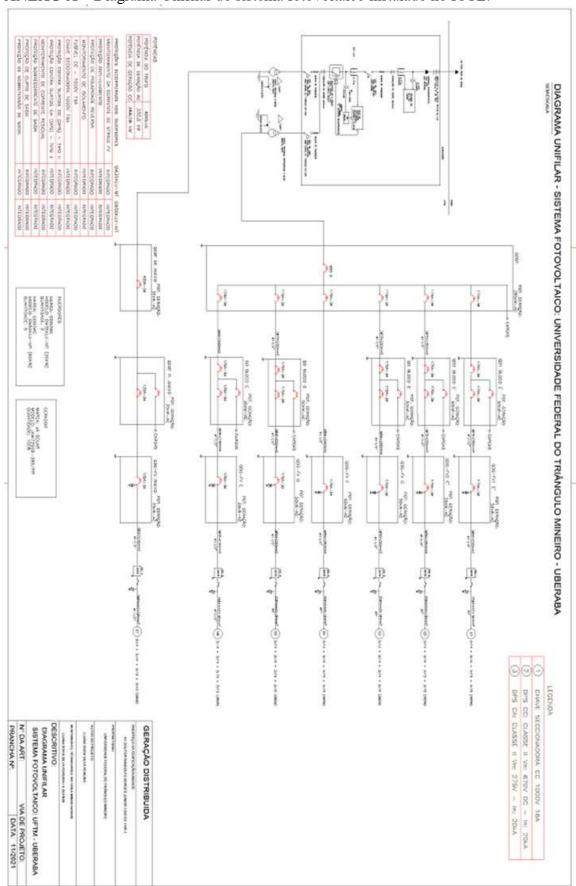
VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J.R. Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2012.

VIVACQUA, D. N. Considerações sobre a fabricação nacional de módulos fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, p. 92, Universidade de São Paulo, 2016.

VIVAR, M.; HERRERO, R.; ANTÓN, I.; MORENO, F. M.; MORETÓN, R.; SALA, G.; BLAKERS, A. W.; SMELTINK, J. *Effect of soiling in CPV systems*. *Solar Energy*. V. 84, p. 1327-1335, 2010.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo, Oficina de Textos, p. 208, 2012.

**ANEXO** A – Diagrama Unifilar do sistema fotovoltaico instalado no ICTE.



### **ANEXO B** – Fatura CEMIG mês de maio de 2024 - ICTE.



CNPJ 25.437.4"/

SEGUNDA VIA

UFTM UBURABA UNIVERDECIDADE 38064-300 UBERABA, MG

Referente a ABR/2024

Vencimento 11/06/2024 Valor a pagar(R\$) 76.534,70



NOTA FISCAL Nº 145845058 - SÉRIE 000 Data de emissão: 02/05/2024 Consulte pela chave de acesso em: http://www.sped.fazenda.mg.gov.br/spedmg/nf3e chave de acesso: 31240506981180000116660001458450581056387457 Protocolo de autorização: 1312400159360924 02.05.2024 ás 20:24:51

N° DO CLIENTE	№ DA INSTALAÇÃO
7000005360	3010767222

	Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária		Datas de	Leitura			
	Poder Público	Poder Publico Federal	THS Verde A4	Anterior 31/03	Atual 30/04			Próxima 31/05	1
		Va	lores Faturados				0.0000000	=	

			Valore	s Faturad	05				
ltens de Fatura	Unid.	Quant.	Prego Unit. (RS)		PIB/COFINS	Base Calo.	Allq.	ICMS	Tarifa Unit
Demanda Ativa HFP s/ ICMS	KW	271	20,14275218	5.458,68	258,19	0,00	0,00	0,00	19,19000000
Demanda Ativa HFP	kW	329	24,56433192	8.081,64	313,44	8.081,64	18,00	1.454,69	19,19000000
Energia Attva HFP	kWh	74.200	0,52953480	39.291,45	1.523,94	39.291,45	18,00	7.072,45	0,41368000
Energia Attva HP Contrib Ilum Publica Municipal Imposto Retido - CSLL Imposto Retido - COFINS Imposto Retido - PISIPASEP	kWh	11.200	2,56248608	28.699,83 260,09 -815,30 -2.445,93 -529,95	1.113,14	28.699,83	18,00	5.165,97	2,0018500
Imposto Retido - IRPJ TOTAL				-1.465,81 76.534,70	3.208,71	76.072,92		13,693,12	

Grandezas Contratadas

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 3.202, de 23/05/2023. Retenção de 5,85%, valor R\$ 3.977,47 , conforme

Art. 64 da lei nº 9430, de 27/12/96. Retenção de 9,45%, valor R\$ 1.279,52 , conforme Art. 64 da lei nº 9430, de
27/12/96. Conforme DECRETO № 45.213, DE 11 DE ABRIL DE 2013, não será exigido o recolhimento do ICMS sobre a parcela de Demanda de Potáncia não utilizada AGENTE DE RELACIONAMENTO: ANA C. M. NASCIMENTO E-MAIL: ana.cardoso@cemig.com.br Bandeira tarfária ABR/2024: Band. Verde

Mês/Ano	HIS	stórico Deman	Energia(k)	Wh)	
	HP.	HEP	HP.	HEP	HR
ADRICH	245	329	11,200	74.200	0
MARG4	207	319	7.000	61.250	0
FEVO4	203	277	7.700	59.500	0
JAN24	242	333	9.800	68.250	0
DEZ/23	277	375	9.450	73.150	0
MOW23	329	424	10.850	77.350	0
оптер	301	417	10.850	76.650	0
<b>SET/23</b>	200	291	7.350	61.250	0
AGO03	179	249	8.050	58,450	0
23,20	140	200	7.000	53.900	0
JUN 23	130	154	7.000	46.900	0
WA103	144	182	7.000	51.800	0
ADRICO.	133	231	5.250	47.600	0

Reservado ao Flaco

DOCUMENTO SEM VALOR FISCAL - NÃO GERA DIREITO A CRÉDITO DE ICMS

Aliquota (%) 18,00 0,84 3,89 Valor (R\$) 13.693,12 569,82 Base de cálculo (R\$) ICMS PASEP COFINS 76.072,92 67.838,48 67.838,48 2.638,89

ica - AMBEL - Telefone: 167- Ligação gratuita de tr



Código de Débito Automático 008008663976

Instalação 3010767222

11/06/2024

Total a pagar R\$ 76.534,70

Abril/2024



NOTA PISCAL Nº 1486488 - ZÓYEL MG Dain de cerindio: 02.65.2824

Consulle pala clarre de acceso em: hilpofesev.aped.fazantic.mg.gov.larispating/mSe clarre de acceso: \$1240606961165000116665001465460661656667457 Pretección de euterinagio: 1312400169360624 - 02.08.2024 8c20:24:31

# **DEMONSTRATIVO DE GRANDEZAS FATURADAS**

CBorder:	UPTE UBURABA				Unblock: US			
metricylle:	M-HLALX75	Medicion:	<b>GARGIZZO1</b> 4	ИТ	Periode de M	-	2014 o 100042	104
Saligrupo:	A4 Lectel do M	dijîs:				100alAso: 645	1024	
Modringio :	cestratuali loriris da porti	C 17:00 do 20:5	M			Dise Bree:	Description	
190	50 59 65 7 3 6 5 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7		LET	TURAB		90 03	10016	
Segments	HFP/finice	R		HP			HR	
Grand-tran	Letture anterior	Leiture etuel	Leiture estie	for	Lollers stud	Leitme eries	for	Leitere etc
LW.		- 4			78			1.00
MAN TO	444	£141	744		746			•
Milita Inject.			0					
UPER		1.1	0			<b>.</b>		
DE.		-			ा			P
MA Injet.		4	8	53 59	1	9		800
37	tine unsubavous.	100,000,000,000	DEMA	NDA(KW)	0.360.33336066.wvt	3-7038	10 00 00 10 10 00 00 10 00 00 00 00 00 0	500000 AW
polimen	Prochés	Registrado	Acerts Reg.	Deta/Hors	Acerto Fed.	Contratado	Faturado altrapare.	Februario
	Derpende eller.	320	*		<del>le</del>	649	100	680
	Dermania Esergia Mann		8 8			8	8	6
HEPPERIND	Darmak realise - UPDS		*	-	1	*	2	-
	DIRCR	291	8 9		90	8	Q	(2)
	Dermada Injeliada	T.	Ď 3			3	ii.	10
	Deramaka sahre.	248						
	Dersands Goergis, Intern	<b>群</b>	1 1			3	Ř.	100
HP(s)	Demands mathes - UPTO-F	300						
	DEKER	10	8 8			3	N.	0
	Personda injetade.		10 0		1			
	Dersende eller	- 10	8 8			3	Ø.	Š.
HER	Demands realize - UFDF	Ø J	10 0					Ü
	DECR	- 10	8 8			3	Ø.	Š.
	Dermanda lajotecia							
	70 89	0.0	ENER	CAMIN) Als	-3	0.00		On-
Segmento	Product	Registrado		Controledo	Take	Acerto Fat.	Februado	Pateredo
	3.55.55.55.55	100000000000000000000000000000000000000			11.8-0-str	N. 1011 N. 1010 N.	SANGE STATES	287070800
	R. Commonwe	10	5 2		36	8	offrapess.	REFFER
	Errorgia ativa	74.200	8 8		+	9		74.200
HETHÚ a lico	Grangia lajatada	- 12	S - 2		4	N .	2	6
	Errorgia roctiva - UPER Errorgia atten	11,560	1 1	_		*	10	11,346
APC:	Errorgia izaleada	12.11	*			4	P	(3)1°
(100)	Energia mativa- UFER	- 18	8 8			<b>4</b>	8	10
	Emergia ativa	-	×	$\vdash$		4	-	*
HER	Energie Injetada	8	8 8			8	8	10
15/8/	Emergia maches - UFER	- 18	8 8			ă.	8	18
	1,000,000		end I		-	•	• .	*
	FATORE	<b>a</b>	-	RTC	ONSTANT	.B		
Augrania	Feier de carge	Faire de	politricis	MIT		78		
		93 25.57.39		KW		100	<del>-</del> (	
HFF	0,343			kith		534		
HP	0,728			Pendes Tree	4.0	Barrel	50.	
77500	V) All	- [6		Meddar	100	1,8		
HR		ı				7.00		

Mother: Sale de australiers de CCSR: \$6940102. Notires de CCSR: \$696012.

 $\mathbf{AP\hat{E}NDICE}~\mathbf{A}-\mathbf{D}\mathbf{a}\mathbf{d}\mathbf{o}\mathbf{s}$  coletados no estudo comparativo por meio da corrente de operação.

Planta Uberaba	1	Módulos	sujos	Irradiação	Módulos limpo		Perda de		gerada
1ª medição	1000		7	2	30 dia	T	eficiência	(V	,
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	lop2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 3(V)	lop10(A)	30 dias	Sujo	30 dias
01,10,2023 08:00:53	1	257,6	1,60	211,6	261,7	1,80	11,11%	412,16	471,06
01,10,2023 09:01:35	2	263,4	6,60	262,5	257,2	7,10	7,04%	1738,44	1826,12
01,10,2023 10:03:14	3	240,4	7,80	749,2	243,4	8,10	3,70%	1875,12	1971,54
01,10,2023 11:01:30	4	251,9	3,30	839,8	241,2	3,50	5,71%	831,27	844,20
01,10,2023 12:01:51	5	250,5	4,20	720,3	245,3	4,50	6,67%	1052,10 408.96	1103,85
01,10,2023 13:00:52 01,10,2023 14:06:10	6 7	255,6 261,4	1,60 1,50	295,5 617,7	254,9 244,6	1,70 1,60	5,88% 6,25%	392,10	433,33 391,36
01,10,2023 15:01:55	8	265.0	2,20	388,1	247,9	2,40	8,33%	583,00	594,96
01,10,2023 16:24:31	9	266,6	1,20	317,3	250,9	1,30	7,69%	319,92	326,17
02,10,2023 08:11:35	10	270,1	2,40	185,6	235,2	2,60	7,69%	648,24	611,52
02,10,2023 09:06:35	11	257,0	6,60	483,7	251,2	6,70	1,49%	1696,20	1683,04
02,10,2023 10:01:36	12	255,7	5,60	757,6	241,5	5,80	3,45%	1431,92	1400,70
02,10,2023 11:01:37	13	237,1	9,60	805,9	227,4	10,00	4,00%	2276,16	2274,00
02,10,2023 12:01:37	14	248,8	5,90	839,8	244,5	6,10	3,28%	1467,92	1491,45
02,10,2023 13:01:38	15	253,7	6,70	796,9	240,2	7,20	6,94%	1699,79	1729,44
02,10,2023 14:01:39	16	255,7	2,50	528,7	248,4	2,60	3,85%	639,25	645,84
02,10,2023 15:01:40	17	251,2	5,50	660,6	251,8	5,70	3,51%	1381,60	1435,26
02,10,2023 16:21:39	18	262,8	1,50	626,2	257	1,80	16,67%	394,20	462,60
03,10,2023 08:00:50	19	265,1	5,50	212,3	263,1	5,80	5,17%	1458,05	1525,98
03,10,2023 09:00:51	20	248,4	6,40	520,8	254,9	6,60	3,03%	1589,76	1682,34
03,10,2023 10:00:51	21	244,9	8,30	750,5	240,8	8,50	2,35%	2032,67	2046,80
03,10,2023 11:00:52	22	241,0	8,50	897,1	236,1	8,80	3,41%	2048,50	2077,68
03,10,2023 12:00:53	23	233,1	9,50	961,2	229,1	9,90	4,04%	2214,45	2268,09
03,10,2023 13:10:53	24	241,2	8,60	894,5	232,8	9,00	4,44%	2074,32	2095,20
03,10,2023 14:00:54	25	265,7	1,40	612,2	246,8	1,60	12,50%	371,98	394,88
03,10,2023 15:05:55	26	250,1	3,40	594,1	243,8	3,50	2,86%	850,34	853,30
03,10,2023 16:05:56	27	252,1	0,90	632,5	252,7	1,00	10,00%	226,89	252,70
04,10,2023 08:00:12	28	265,6	4,60	330,4	249,4	5,00	8,00%	1221,76	1247,00
04,10,2023 09:00:13	29	251,7	6,70	568,8	234,3	6,90	2,90%	1686,39	1616,67
04,10,2023 10:01:21	30	245,3	7,60	718,8	237,3	7,80	2,56%	1864,28	1850,94
04,10,2023 11:03:36	31	248,4	5,20	903,4	232	5,50	5,45%	1291,68	1276,00
04,10,2023 12:01:48	32	237,5	9,40	857,1	233,1	9,80	4,08%	2232,50	2284,38
04,10,2023 13:01:47	33	246,6	6,00	842,2	238,4	6,20	3,23%	1479,60	1478,08
04,10,2023 14:01:47	34	256,5	4,10	557,9	248,6	4,30	4,65%	1051,65	1068,98
04,10,2023 15:01:48	35	241,4	1,90	617,5	244,4	2,00	5,00%	458,66 429,25	488,80 497,23
04,10,2023 16:01:48	36	252,5	1,70	337,5	261,7	1,90	10,53%	636,24	697,95
05,10,2023 08:00:41	37	265,1	2,40	181,9	258,5	2,70	11,11% 5,36%	1366,87	1396,08
05,10,2023 09:00:36 05,10,2023 10:00:46	39	257,9 250,9	5,30 8,10	417,6 650,2	249,3 243,7	5,60 8,50	4,71%	2032.29	2071,45
05,10,2023 10:00:46	40	240,8	8,40	886,7	235,1	8,60	2,33%	2022,72	2021.86
05,10,2023 12:04:30	41	242,8	8,50	967,3	237,0	8,70	2,30%	2063,80	2061,90
05,10,2023 12:04:30	41	245,5	7,70	746,4	238,4	8,30	7,23%	1890,35	1978,72
05,10,2023 14:09:31	43	248,9	6,50	929,9	238,8	6,80	4.41%	1617,85	1623,84
05,10,2023 15:04:33	44	258,0	5,70	690,8	253,1	5,80	1,72%	1470,60	1467,98
05,10,2023 16:04:33	45	260,1	3,70	466,9	246,4	3,80	2,63%	962,37	936,32
06,10,2023 08:02:38	46	250,9	2,60	278,6	263,2	2,70	3,70%	652,34	710.64
06,10,2023 09:00:49	47	265,8	2,50	321,3	253,2	2,80	10,71%	664,50	708,96
06,10,2023 10:01:40	48	236,0	8,10	621,1	233,6	8,40	3,57%	1911,60	1962,24
06,10,2023 11:01:40	49	233,3	8,60	874,0	228,2	8,70	1,15%	2006,38	1985,34
06,10,2023 12:01:41	50	238,7	9,10	857,0	238,9	9,40	3,19%	2172,17	2245,66
06,10,2023 13:01:42	51	237,9	3,50	874,8	235,9	3,80	7,89%	832,65	896,42
06,10,2023 14:01:43	52	243,2	6,50	699,0	234,1	7,00	7,14%	1580,80	1638,70
06,10,2023 15:06:42	53	252,9	2,30	607,7	250,9	2,40	4,17%	581,67	602,16
06,10,2023 15:46:44	54	260,1	1,20	261,1	247,3	1,30	7,69%	312,12	321,49
					1				
Média		251,49	5,12	615,33	244,61	5,37	5,53%	1270,53	1296,84
Amplitude		37,00	8,70	785,45	35,80	9,00	15,52%		
Desvio padrão		9,65	2,71	231,37	9,32	2,77	3,12%		
Coeficiente de varia	ıção	0,04	0,53	0,38	0,04	0,52	56,42%	0077	000:
Valor Máximo		270,10	9,60	967,31	263,20	10,00	16,67%	2276,16	2284,38
Valor Mínimo		233,10	0,90	181,86	227,40	1,00	1,15%	226,89	252,70

Planta Uberaba 1ª medição	1	Módulos s	ujos	Irradiação	Módulos limp	The second second	Perda de eficiência	Potência (V	77
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	lop2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 4(V)	lop14(A)	%	Sujos	15 dias
01,10,2023 08:00:53	1	257,6	1,60	211,6	256,6	1,80	11,11%	412,16	461,88
01,10,2023 09:01:35	2	263,4	6,60	262,5	246,6	7,30	9,59%	1738,44	1800,18
01,10,2023 10:03:14	3	240,4	7,80	749,2	233,4	8,40	7,14%	1875,12	1960,56
01,10,2023 11:01:30	4	251,9	3,30	839,8	236,9	3,50	5,71%	831,27	829,15
01,10,2023 12:01:51	5	250,5	4,20	720,3	241,5	4,40	4,55%	1052,10	1062,60
01,10,2023 13:00:52	6	255,6	1,60	295,5	248,8	1,70	5,88%	408,96	422,96
01,10,2023 14:06:10	7	261,4 265,0	1,50	617,7	252,4	1,60	6,25%	392,10 583.00	403,84
01,10,2023 15:01:55 01,10,2023 16:24:31	9	265,0	2,20 1,20	388,1 317,3	252,9 256,8	2,40 1,30	8,33% 7,69%	319,92	606,96 333,84
02,10,2023 08:11:35	10	270,1	2,40	185,6	234,7	2,70	11,11%	648,24	633,69
02,10,2023 09:06:35	11	257,0	6,60	483,7	249,8	7,10	7,04%	1696,20	1773.58
02,10,2023 10:01:36	12	255,7	5,60	757,6	248,9	5,70	1,75%	1431,92	1418,73
02,10,2023 11:01:37	13	237,1	9,60	805,9	234,9	9,90	3,03%	2276,16	2325,51
02,10,2023 12:01:37	14	248,8	5,90	839,8	240,9	6,30	6,35%	1467,92	1517,67
02,10,2023 13:01:38	15	253,7	6,70	796,9	241,7	7,20	6,94%	1699,79	1740,24
02,10,2023 14:01:39	16	255,7	2,50	528,7	255,9	2,60	3,85%	639,25	665,34
02,10,2023 15:01:40	17	251,2	5,50	660,6	251,4	5,80	5,17%	1381,60	1458,12
02,10,2023 16:21:39	18	262,8	1,50	626,2	247,4	1,80	16,67%	394,20	445,32
03,10,2023 08:00:50	19	265,1	5,50	212,3	260,1	5,90	6,78%	1458,05	1534,59
03,10,2023 09:00:51	20	248,4	6,40	520,8	245,8	6,90	7,25%	1589,76	1696,02
03,10,2023 10:00:51 03,10,2023 11:00:52	21	244,9 241,0	8,30 8,50	750,5 897,1	237,8 233,1	8,60 8,70	3,49% 2.30%	2032,67	2045,08
03.10.2023 12:00:53	23	233,1	9,50	961,2	231,2	9,80	3,06%	2214,45	2265,76
03,10,2023 13:10:53	24	241,2	8,60	894,5	239,8	8,90	3,37%	2074,32	2134,22
03,10,2023 14:00:54	25	265,7	1,40	612,2	253,8	1,60	12,50%	371.98	406,08
03,10,2023 15:05:55	26	250,1	3,40	594,1	240,8	3,60	5,56%	850,34	866,88
03,10,2023 16:05:56	27	252,1	0,90	632,5	253,8	1,00	10,00%	226,89	253,80
04,10,2023 08:00:12	28	265,6	4,60	330,4	252,0	5,00	8,00%	1221,76	1260,00
04,10,2023 09:00:13	29	251,7	6,70	568,8	241,8	6,90	2,90%	1686,39	1668,42
04,10,2023 10:01:21	30	245,3	7,60	718,8	232,7	8,30	8,43%	1864,28	1931,41
04,10,2023 11:03:36	31	248,4	5,20	903,4	228,1	5,60	7,14%	1291,68	1277,36
04,10,2023 12:01:48	32	237,5	9,40	857,1	232,1	9,90	5,05%	2232,50	2297,79
04,10,2023 13:01:47	33	246,6	6,00	842,2	240,5	6,20	3,23%	1479,60	1491,10
04,10,2023 14:01:47 04,10,2023 15:01:48	34 35	256,5 241,4	4,10 1,90	557,9 617,5	246,5 249,0	4,30 2,00	4,65% 5,00%	1051,65 458,66	1059,95 498,00
04,10,2023 15:01:48	36	252,5	1,70	337,5	252,6	1,90	10,53%	429,25	479,94
05,10,2023 08:00:41	37	265,1	2,40	181,9	261,7	2,60	7,69%	636.24	680.42
05.10.2023 09:00:36	38	257,9	5,30	417,6	253,6	5,50	3,64%	1366,87	1394.80
05,10,2023 10:00:46	39	250,9	8,10	650,2	240,8	8,60	5,81%	2032,29	2070,88
05,10,2023 11:04:29	40	240,8	8,40	886,7	237,1	8,60	2,33%	2022,72	2039,06
05,10,2023 12:04:30	41	242,8	8,50	967,3	234,0	8,90	4,49%	2063,80	2082,60
05,10,2023 13:04:31	42	245,5	7,70	746,4	243,4	8,10	4,94%	1890,35	1971,54
05,10,2023 14:09:31	43	248,9	6,50	929,9	236,7	6,60	1,52%	1617,85	1562,22
05,10,2023 15:04:33	44	258,0	5,70	690,8	245,0	5,90	3,39%	1470,60	1445,50
05,10,2023 16:04:33	45	260,1	3,70	466,9	246,5	4,00	7,50%	962,37	986,00
06,10,2023 08:02:38	46	250,9	2,60	278,6	256,7	2,80	7,14%	652,34	718,76
06,10,2023 09:00:49 06,10,2023 10:01:40	47	265,8	2,50	321,3	250,7	2,80	10,71%	664,50	701,96
06,10,2023 10:01:40	48	236,0 233,3	8,10 8,60	621,1 874,0	232,2 228,9	8,50 9,10	4,71% 5,49%	1911,60 2006,38	1973,70 2082,99
06,10,2023 11:01:40	50	233,3	9,10	857,0	234.7	9,40	3,19%	2172,17	2206,18
06,10,2023 12:01:41	51	237,9	3,50	874,8	232,5	3,70	5,41%	832,65	860,25
06,10,2023 14:01:43	52	243,2	6,50	699,0	235,7	6,80	4,41%	1580,80	1602,76
06,10,2023 15:06:42	53	252,9	2,30	607,7	252,6	2,50	8,00%	581,67	631,50
06,10,2023 15:46:44	54	260,1	1,20	261,1	256,8	1,30	7,69%	312,12	333,84
Média		251,49	5,12	615,33	244,12	5,41	6,21%	1270,53	1303,69
Amplitude		37,00	8,70	785,45	33,60	8,90	15,15%		
Desvio padrão		9,65	2,71	231,37	8,98	2,80	2,95%		
Coeficiente de varia	ção	0,04	0,53	0,38	0,04	0,52	47,45%	0077	
Valor Máximo	villi -	270,10	9,60	967,31	261,70	9,90	16,67%	2276,16	2325,51
Valor Mínimo		233,10	0,90	181,86	228,10	1,00	1,52%	226,89	253,80

Planta Uberaba 1ª medição		Módulos s	sujos	Irradiação	Módulos limpo 7 dias	Committee of the Commit	Perda de eficiência	Potência (V	
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	lop2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 2(V)	lop6(A)	%	Sujos	7 dias
01,10,2023 08:00:53	1	257,6	1,60	211,6	256,6	1,70	5,88%	412,16	436,22
01,10,2023 09:01:35	2	263,4	6,60	262,5	255,6	7,20	8,33%	1738,44	1840,32
01,10,2023 10:03:14	3	240,4	7,80	749,2	238,8	8,20	4,88%	1875,12	1958,16
01,10,2023 11:01:30	4	251,9	3,30	839,8	242,1	3,60	8,33%	831,27	871,56
01,10,2023 12:01:51	5	250,5	4,20	720,3	240,7	4,50	6,67%	1052,10	1083,15
01,10,2023 13:00:52	6	255,6	1,60	295,5	251,8	1,70	5,88%	408,96	428,06
01,10,2023 14:06:10	7	261,4	1,50	617,7	242,7	1,60	6,25%	392,10	388,32
01,10,2023 15:01:55	8	265,0	2,20	388,1	252,9	2,40	8,33%	583,00	606,96
01,10,2023 16:24:31	9	266,6 270,1	1,20	317,3	245,9	1,30	7,69%	319,92	319,67
02,10,2023 08:11:35 02.10.2023 09:06:35	11	257,0	2,40 6,60	185,6 483,7	269,8 246,8	2,70 7,00	11,11% 5,71%	648,24 1696,20	728,46 1727,60
02,10,2023 10:01:36	12	255,7	5,60	757,6	244,7	6,00	6,67%	1431,92	1468,20
02,10,2023 10:01:37	13	237,1	9,60	805,9	235,0	10,00	4,00%	2276,16	2350,00
02,10,2023 11:01:37	14	248,8	5,90	839,8	242,7	6,30	6,35%	1467,92	1529,01
02,10,2023 13:01:38	15	253,7	6,70	796,9	248,8	7,00	4,29%	1699,79	1741,60
02,10,2023 14:01:39	16	255,7	2,50	528,7	254,6	2,60	3,85%	639,25	661,96
02,10,2023 15:01:40	17	251,2	5,50	660,6	247,9	5,80	5,17%	1381,60	1437,82
02,10,2023 16:21:39	18	262,8	1,50	626,2	266.7	1,70	11,76%	394.20	453.39
03,10,2023 08:00:50	19	265,1	5,50	212,3	263,7	6,00	8,33%	1458,05	1582,20
03,10,2023 09:00:51	20	248,4	6,40	520,8	251,5	6,70	4,48%	1589,76	1685,05
03,10,2023 10:00:51	21	244,9	8,30	750,5	235,7	8,60	3,49%	2032,67	2027,02
03,10,2023 11:00:52	22	241,0	8,50	897,1	235,0	8,90	4,49%	2048,50	2091,50
03,10,2023 12:00:53	23	233,1	9,50	961,2	235,8	9,80	3,06%	2214,45	2310,84
03,10,2023 13:10:53	24	241,2	8,60	894,5	236,1	9,20	6,52%	2074,32	2172,12
03,10,2023 14:00:54	25	265,7	1,40	612,2	246,8	1,50	6,67%	371,98	370,20
03,10,2023 15:05:55	26	250,1	3,40	594,1	242,9	3,50	2,86%	850,34	850,15
03,10,2023 16:05:56	27	252,1	0,90	632,5	258,8	1,00	10,00%	226,89	258,80
04,10,2023 08:00:12	28	265,6	4,60	330,4	258,8	5,10	9,80%	1221,76	1319,88
04,10,2023 09:00:13	29	251,7	6,70	568,8	246,2	7,20	6,94%	1686,39	1772,64
04,10,2023 10:01:21	30	245,3	7,60	718,8	239,4	8,20	7,32%	1864,28	1963,08
04,10,2023 11:03:36	31	248,4	5,20	903,4	236,8	5,50	5,45%	1291,68	1302,40
04,10,2023 12:01:48	32	237,5	9,40	857,1	233,8	9,70	3,09%	2232,50	2267,86
04,10,2023 13:01:47	33 34	246,6 256,5	6,00 4,10	842,2 557,9	240,8 247,9	6,30 4,40	4,76% 6,82%	1479,60 1051,65	1517,04 1090,76
04,10,2023 14:01:47 04,10,2023 15:01:48	35	241,4	1,90	617,5	241,9	2,00	5,00%	458,66	482,00
04,10,2023 15:01:48	36	252,5	1,70	337,5	259,7	1,80	5,56%	429,25	467,46
05,10,2023 08:00:41	37	265,1	2,40	181,9	264,9	2,60	7,69%	636,24	688,74
05,10,2023 09:00:36	38	257,9	5,30	417,6	253,8	5,50	3,64%	1366,87	1395,90
05,10,2023 10:00:46	39	250,9	8,10	650,2	238,9	8,60	5,81%	2032,29	2054.54
05,10,2023 11:04:29	40	240,8	8,40	886,7	244,7	8,60	2,33%	2022,72	2104,42
05,10,2023 12:04:30	41	242,8	8,50	967,3	238,8	8,90	4,49%	2063,80	2125,32
05,10,2023 13:04:31	42	245,5	7,70	746,4	249,7	8,20	6,10%	1890,35	2047,54
05,10,2023 14:09:31	43	248,9	6,50	929,9	243,8	6,80	4,41%	1617,85	1657,84
05,10,2023 15:04:33	44	258,0	5,70	690,8	244,0	6,00	5,00%	1470,60	1464,00
05,10,2023 16:04:33	45	260,1	3,70	466,9	248,8	4,00	7,50%	962,37	995,20
06,10,2023 08:02:38	46	250,9	2,60	278,6	256,3	2,80	7,14%	652,34	717,64
06,10,2023 09:00:49	47	265,8	2,50	321,3	260,0	2,80	10,71%	664,50	728,00
06,10,2023 10:01:40	48	236,0	8,10	621,1	231,2	8,60	5,81%	1911,60	1988,32
06,10,2023 11:01:40	49	233,3	8,60	874,0	223,3	9,10	5,49%	2006,38	2032,03
06,10,2023 12:01:41	50	238,7	9,10	857,0	242,4	9,30	2,15%	2172,17	2254,32
06,10,2023 13:01:42	51	237,9	3,50	874,8	239,1	3,60	2,78%	832,65	860,76
06,10,2023 14:01:43	52	243,2	6,50	699,0	233,6	7,00	7,14%	1580,80	1635,20
06,10,2023 15:06:42 06,10,2023 15:46:44	53 54	252,9 260,1	2,30 1,20	607,7 261,1	251,2 257,4	2,50 1,30	8,00% 7,69%	581,67 312,12	628,00 334,62
00,10,2023 15.40.44	94	200,1	1,20	201,1	201,4	1,30	1,03%	J 1Z, 1Z	334,02
Média		251,49	5,12	615,33	246,61	5,42	6,11%	1270,53	1319,89
Amplitude		37,00	8,70	785,45	46,50	9,00	9,61%	1210,00	1313,03
Desvio padrão		9,65	2,71	231,37	9,79	2,82	2,20%		
Coeficiente de varia	cão	0,04	0,53	0,38	0,04	0,52	35,99%		
Valor Máximo	300	270,10	9,60	967,31	269,80	10,00	11,76%	2276,16	2350,00
Valor Mínimo		233,10	-,	181,86	223,30	1,00	2,15%	,	,00

Planta Uberaba		Mádulas		luus din sä s	Módulos limp	os a cada	Perda de	Potênci	a gerada
4ª medição		Módulos	sujos	Irradiação	30 dia	ıs	Eficiência	(1	N)
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	Istr2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 3(V)	Istr10(A)	30 dias	Sujos	30 dias
13,01,2024 08:07:04	1	262,3	2,3	196,69	255,1	2,5	8,00%	603,29	637,75
13,01,2024 09:00:46	2	264,3	1,9	212,33	263,7	2,0	5,00%	502,17	527,40
13,01,2024 10:00:00	3	247,7	2,5	567,42	237,3	2,6	3,85%	619,25	616,98
13,01,2024 11:06:43	4	264,2	1,1	180,06	257,7	1,3	15,38%	290,62	335,01
13,01,2024 12:08:52	5	257,0	0,5	96,06	241,6	0,6	16,67%	128,50	144,96
13,01,2024 12:54:59 13,01,2024 14:10:11	7	265,3 258,4	1,2 0,9	96,44 104,11	268,8 262,6	1,3	7,69% 10,00%	318,36 232,56	349,44 262,60
13,01,2024 14:10:11	8	270,6	1,2	130,47	249,7	1,4	14,29%	324,72	349,58
13,01,2024 16:04:37	9	267,6	1,4	147,89	264,3	1,5	6,67%	374,64	396,45
14,01,2024 08:00:12	10	269,0	1,1	141,03	266,7	1,2	8,33%	295,90	320.04
14,01,2024 09:00:43	11	267,9	2,5	190,39	260,3	2,6	3,85%	669,75	676,78
14,01,2024 10:00:59	12	261,0	5,2	516,56	250,7	5,6	7,14%	1357,20	1403,92
14,01,2024 11:01:19	13	242,1	7,5	828,86	233,6	7,9	5,06%	1815,75	1845,44
14,01,2024 12:00:55	14	258,0	4,2	583,81	251,8	4,4	4,55%	1083,60	1107,92
14,01,2024 13:00:15	15	225,9	12,1	792,22	221,6	12,5	3,20%	2733,39	2770,00
14,01,2024 14:04:50	16	246,9	6,5	844,75	233,7	7,0	7,14%	1604,85	1635,90
14,01,2024 15:00:04	17	267,0	1,8 3,0	514,94	249,7	2,0 3,4	10,00%	480,60	499,40
14,01,2024 16:01:22 15,01,2024 08:02:09	19	257,9 249,1	0,8	439,50 78,58	251,5 266,1	0,9	11,76% 11,11%	773,70 199,28	855,10 239,49
15,01,2024 09:04:04	20	274,9	1,5	170,72	259,5	1,6	6,25%	412,35	415,20
15,01,2024 10:00:16	21	255,1	6,3	374,72	248,6	6,6	4,55%	1607,13	1640,76
15,01,2024 11:00:31	22	251,3	5,0	699,67	239,8	5,5	9,09%	1256,50	1318,90
15,01,2024 12:00:57	23	247,5	5,2	646,69	251,4	5,5	5,45%	1287,00	1382,70
15,01,2024 13:06:45	24	230,1	9,5	679,06	226,6	9,7	2,06%	2185,95	2198,02
15,01,2024 14:03:59	25	257,2	2,6	729,06	248,8	2,8	7,14%	668,72	696,64
15,01,2024 15:02:30	26	264,2	3,2	403,61	250,7	3,5	8,57%	845,44	877,45
15,01,2024 16:00:52	27	245,9	4,7	632,08	248,9	4,9	4,08%	1155,73	1219,61
16,01,2024 08:02:50	28	261,6	4,9	352,58	256,0	5,1	3,92%	1281,84	1305,60
16,01,2024 09:02:50	29	243,6	6,9	595,42	243,0	7,2	4,17%	1680,84	1749,60
16,01,2024 10:17:51 16,01,2024 11:02:52	30	240,9 241,4	10,3 9,8	816,33 826,20	239,6 240,9	10,6 10,0	2,83%	2481,27 2365,72	2539,76 2409,00
16,01,2024 12:07:52	32	251,4	6,4	953,75	245,4	8,0	20,00%	1608,96	1963,20
16,01,2024 13:02:54	33	228,0	10,2	906,67	221,2	10,4	1,92%	2325,60	2300,48
16,01,2024 14:02:54	34	234,8	8,4	918,28	224,4	9,0	6,67%	1972,32	2019,60
16,01,2024 15:02:54	35	237,0	4,4	869,45	254,7	4,7	6,38%	1042,80	1197,09
16,01,2024 16:02:55	36	246,8	4,1	598,83	249,6	4,2	2,38%	1011,88	1048,32
17,01,2024 08:04:38	37	254,8	4,9	352,58	243,6	5,3	7,55%	1248,52	1291,08
17,01,2024 09:01:13	38	242,3	6,8	575,56	234,7	7,3	6,85%	1647,64	1713,31
17,01,2024 10:03:51	39	234,9	8,5	803,50	225,7	8,9	4,49%	1996,65	2008,73
17,01,2024 11:03:52	40	243,8	2,9	731,70	242,6	3,1	6,45%	707,02	752,06
17,01,2024 12:03:53	41	246,2	11,2	918,50	225,6	11,6	3,45%	2757,44	2616,96
17,01,2024 13:08:54 17,01,2024 14:03:54	42	251,1 239,7	0,8 8,5	600,44 425,17	226,8 236,9	1,0 8,9	20,00% 4,49%	200,88	226,80 2108,41
17,01,2024 14:03:54	44	263,8	2,8	776,03	257,5	2,9	3,45%	738,64	746,75
17,01,2024 16:03:56	45	264,3	1,0	313,83	238,9	1,1	9,09%	264,30	262,79
18,01,2024 08:00:17	46	261,4	4,2	297,19	255,5	4,4	4,55%	1097,88	1124,20
18,01,2024 09:01:36	47	251,0	6,0	534,50	242,1	6,2	3,23%	1506,00	1501,02
18,01,2024 10:02:13	48	243,3	8,4	733,83	240,8	8,5	1,18%	2043,72	2046,80
18,01,2024 11:01:47	49	230,0	10,2	905,92	230,7	10,5	2,86%	2346,00	2422,35
18,01,2024 12:01:48	50	251,2	2,1	785,56	241,8	2,3	8,70%	527,52	556,14
18,01,2024 13:36:49	51	254,9	4,7	560,06	250,8	4,9	4,08%	1198,03	1228,92
18,01,2024 14:01:49	52	243,4	9,2	448,28	238,8	9,6	4,17%	2239,28	2292,48
18,01,2024 15:01:49	53	262,2	1,3	485,28	252,8	1,5	13,33%	340,86	379,20
18,01,2024 16:01:50	54	259,9	2,5	170,78	259,6	2,6	3,85%	649,75	674,96
Média		251,35	4,30	563,74	248,70	4,55	5,85%	1090,74	1160,65
Amplitude		49,00	11,60	875,17	47,60	11,90	18,82%	1030,14	1100,03
Desvio padrão		11,86	3,23	268,10	12,27	3,32	4,31%		
Coeficiente de variaç	ão	0,05	0,75	0,48	0,05	0,73	73,62%		
Valor máximo		274,90	12,10	953,75	268,80	12,50	0,20	2757,44	2770,00
Valor Mínimo		225,90	0,50	78,58	221,20	0,60	0,01	128,50	144,96

Planta Uberaba 4ª medição		Módulos	sujos	Irradiação	Módulos limpo		Perda de eficiência		Potência gerada (W)		
AND REPORTED TO A PROPERTY OF	AIO	V MDDT 400	Industrial O(A)	(14112)					_		
Data/Hoara 13.01.2024 08:07:04	N°	V MPPT 1(V) 262,3	2,3	(W/m <sup>2</sup> ) 196,69	V MPPT 4(V) 268,0	1str14(A) 2,4	15 dias 4,17%	Sujos 603,29	15 dias 643,20		
13,01,2024 09:00:46	2	264,3	1,9	212,33	262,8	2,0	5,00%	502,17	525,60		
13,01,2024 10:00:00	3	247,7	2,5	567,42	236,4	2,7	7,41%	619,25	638,28		
13,01,2024 11:06:43	4	264,2	1,1	180,06	248,6	1,3	15,38%	290,62	323,18		
13,01,2024 12:08:52	5	257,0	0,5	96,06	229,1	0,6	16,67%	128,50	137,46		
13,01,2024 12:54:59	7	265,3	1,2	96,44	258,7	1,3	7,69%	318,36	336,31		
13,01,2024 14:10:11 13,01,2024 15:28:35	8	258,4 270,6	0,9 1,2	104,11 130,47	268,6 263,7	1,0 1,3	10,00% 7,69%	232,56 324,72	268,60 342,81		
13,01,2024 16:04:37	9	267,6	1,4	147,89	259,9	1,5	6,67%	374,64	389,85		
14,01,2024 08:00:12	10	269,0	1,1	141,03	256,8	1,2	8,33%	295,90	308,16		
14,01,2024 09:00:43	11	267,9	2,5	190,39	267,9	2,7	7,41%	669,75	723,33		
14,01,2024 10:00:59	12	261,0	5,2	516,56	255,5	5,5	5,45%	1357,20	1405,25		
14,01,2024 11:01:19	13	242,1	7,5	828,86	233,5	8,0	6,25%	1815,75	1868,00		
14,01,2024 12:00:55 14,01,2024 13:00:15	14	258,0 225,9	4,2 12,1	583,81 792,22	249,0 216,6	4,5 12,5	6,67% 3,20%	1083,60 2733,39	1120,50 2707,50		
14,01,2024 14:04:50	16	246.9	6,5	844,75	238,6	7,1	8,45%	1604.85	1694,06		
14,01,2024 15:00:04	17	267,0	1,8	514,94	255,8	2,0	10,00%	480,60	511,60		
14,01,2024 16:01:22	18	257,9	3,0	439,50	248,1	3,7	18,92%	773,70	917,97		
15,01,2024 08:02:09	19	249,1	0,8	78,58	270,0	0,9	11,11%	199,28	243,00		
15,01,2024 09:04:04	20	274,9	1,5	170,72	252,5	1,8	16,67%	412,35	454,50		
15,01,2024 10:00:16 15,01,2024 11:00:31	21	255,1 251,3	6,3 5,0	374,72 699,67	248,6 240,5	6,5 5,3	3,08% 5,66%	1607,13 1256,50	1615,90 1274.65		
15,01,2024 12:00:57	23	247,5	5,2	646,69	247,5	5,6	7,14%	1287,00	1386,00		
15,01,2024 13:06:45	24	230,1	9,5	679,06	234,5	9,8	3,06%	2185,95	2298,10		
15,01,2024 14:03:59	25	257,2	2,6	729,06	253,8	2,8	7,14%	668,72	710,64		
15,01,2024 15:02:30	26	264,2	3,2	403,61	254,8	3,4	5,88%	845,44	866,32		
15,01,2024 16:00:52	27	245,9	4,7	632,08	246,9	4,8	2,08%	1155,73	1185,12		
16,01,2024 08:02:50 16,01,2024 09:02:50	28	261,6 243,6	4,9 6,9	352,58 595,42	256,6 240,5	5,3 7,4	7,55% 6,76%	1281,84 1680,84	1359,98 1779,70		
16,01,2024 09:02:50	30	240.9	10,3	816,33	238,7	10,6	2,83%	2481,27	2530,22		
16,01,2024 11:02:52	31	241,4	9,8	826,20	228,1	10,0	2,00%	2365,72	2281,00		
16,01,2024 12:07:52	32	251,4	6,4	953,75	241,7	8,7	26,44%	1608,96	2102,79		
16,01,2024 13:02:54	33	228,0	10,2	906,67	225,3	10,3	0,97%	2325,60	2320,59		
16,01,2024 14:02:54	34	234,8	8,4	918,28	232,5	8,8	4,55%	1972,32	2046,00		
16,01,2024 15:02:54 16,01,2024 16:02:55	35 36	237,0 246,8	4,4 4,1	869,45 598,83	237,9 249.6	5,1 4,2	13,73% 2,38%	1042,80	1213,29 1048,32		
17,01,2024 08:04:38	37	254,8	4,1	352,58	245,7	5,2	5,77%	1248,52	1277,64		
17,01,2024 09:01:13	38	242,3	6,8	575,56	238,9	7,1	4,23%	1647,64	1696,19		
17,01,2024 10:03:51	39	234,9	8,5	803,50	224,8	9,1	6,59%	1996,65	2045,68		
17,01,2024 11:03:52	40	243,8	2,9	731,70	239,7	3,2	9,38%	707,02	767,04		
17,01,2024 12:03:53	41	246,2	11,2	918,50	227,7	12,3	8,94%	2757,44	2800,71		
17,01,2024 13:08:54 17,01,2024 14:03:54	42	251,1 239,7	0,8 8,5	600,44 425,17	239,9 238,1	0,9 8,9	11,11% 4,49%	200,88	215,91 2119,09		
17,01,2024 14:03:55	44	263,8	2,8	776,03	244,6	3,0	6,67%	738,64	733,80		
17,01,2024 16:03:56	45	264,3	1,0	313,83	248,2	1,1	9,09%	264,30	273,02		
18,01,2024 08:00:17	46	261,4	4,2	297,19	253,0	4,5	6,67%	1097,88	1138,50		
18,01,2024 09:01:36	47	251,0	6,0	534,50	245,5	6,2	3,23%	1506,00	1522,10		
18,01,2024 10:02:13	48	243,3	8,4	733,83	237,3	8,9	5,62%	2043,72	2111,97		
18,01,2024 11:01:47 18,01,2024 12:01:48	49 50	230,0 251,2	10,2 2,1	905,92 785,56	227,2 248,8	10,6 2,2	3,77% 4,55%	2346,00 527,52	2408,32 547,36		
18.01.2024 13:36:49	51	254,9	4,7	560,06	252.8	5,1	7,84%	1198,03	1289,28		
18,01,2024 14:01:49	52	243,4	9,2	448,28	242,8	9,4	2,13%	2239,28	2282,32		
18,01,2024 15:01:49	53	262,2	1,3	485,28	246,0	1,5	13,33%	340,86	369,00		
18,01,2024 16:01:50	54	259,9	2,5	170,78	254,7	2,6	3,85%	649,75	662,22		
Média		251,35	4,30	563,74	246,45	4,65	6,67%	1090,74	1161,81		
Amplitude		49,00	11,60	875,17	53,40	11,90	25,47%	1030,14	1101,01		
Desvio padrão		11,86	3,23	268,10	12,13	3,37	4,71%				
Coeficiente de varia	ção	0,05	0,75	0,48	0,05	0,72	70,71%				
Valor máximo	9	274,90	12,10	953,75	270,00	12,50	0,26	2757,44	2800,71		
Valor Mínimo		225,90	0,50	78,58	216,60	0,60	0,01	128,50	137,46		

	Planta Uberaba 4ª medição		Módulos sujos		Irradiação	Módulos limpos a cada 7 dias		Perda de eficiência	Potência gerada (W)	
	Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	Istr2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 2(V)	Istr6(A)	7dias	Sujos	7 dias
	3,01,2024 08:07:04	1	262,3	2,3	196,69	266,9	2,5	8,00%	603,29	667,25
_	3,01,2024 09:00:46	2	264,3	1,9	212,33	258,0	2,0	5,00%	502,17	516,00
_	3,01,2024 10:00:00	3	247,7	2,5	567,42	245,9	2,6	3,85%	619,25	639,34
_	3,01,2024 11:06:43	5	264,2	1,1	180,06	247,7	1,3	15,38%	290,62	322,01
	3,01,2024 12:08:52 3,01,2024 12:54:59	6	257,0 265,3	0,5 1,2	96,06 96,44	259,1 257,8	0,6 1,3	16,67% 7,69%	128,50 318,36	155,46 335,14
	3,01,2024 12:34:39	7	258,4	0,9	104,11	265,9	1,0	10,00%	232,56	265,90
_	3,01,2024 15:28:35	8	270.6	1,2	130,47	273,9	1,3	7,69%	324,72	356,07
	3,01,2024 16:04:37	9	267,6	1,4	147,89	260,2	1,5	6,67%	374,64	390,30
14	,01,2024 08:00:12	10	269,0	1,1	141,03	260,8	1,2	8,33%	295,90	312,96
14	,01,2024 09:00:43	11	267,9	2,5	190,39	262,9	2,6	3,85%	669,75	683,54
	,01,2024 10:00:59	12	261,0	5,2	516,56	260,9	5,5	5,45%	1357,20	1434,95
_	,01,2024 11:01:19	13	242,1	7,5	828,86	238,8	7,8	3,85%	1815,75	1862,64
_	,01,2024 12:00:55	14	258,0	4,2	583,81	246,8	4,5	6,67%	1083,60	1110,60
	1,01,2024 13:00:15	15 16	225,9 246,9	12,1	792,22	222,8 236,8	12,4	2,42%	2733,39 1604.85	2762,72
	1,01,2024 14:04:50 1,01,2024 15:00:04	17	246,9	6,5 1,8	844,75 514,94	253,9	7,4 1,9	12,16% 5,26%	480,60	1752,32 482,41
	1,01,2024 15:00:04	18	257,9	3,0	439,50	260,6	4.1	26,83%	773,70	1068,46
	5,01,2024 08:02:09	19	249,1	0,8	78,58	271,9	0,9	11,11%	199,28	244,71
	5,01,2024 09:04:04	20	274,9	1,5	170,72	254,7	1,7	11,76%	412,35	432,99
_	0,01,2024 10:00:16	21	255,1	6,3	374,72	254,7	6,5	3,08%	1607,13	1655,55
	,01,2024 11:00:31	22	251,3	5,0	699,67	245,7	5,4	7,41%	1256,50	1326,78
15	5,01,2024 12:00:57	23	247,5	5,2	646,69	249,9	5,6	7,14%	1287,00	1399,44
15	,01,2024 13:06:45	24	230,1	9,5	679,06	237,8	9,6	1,04%	2185,95	2282,88
	5,01,2024 14:03:59	25	257,2	2,6	729,06	255,8	2,8	7,14%	668,72	716,24
	,01,2024 15:02:30	26	264,2	3,2	403,61	248,8	3,5	8,57%	845,44	870,80
	5,01,2024 16:00:52	27	245,9	4,7	632,08	241,6	5,0	6,00%	1155,73	1208,00
	5,01,2024 08:02:50	28	261,6	4,9	352,58	257,9	5,1	3,92%	1281,84	1315,29
_	5,01,2024 09:02:50 5,01,2024 10:17:51	29 30	243,6 240,9	6,9 10,3	595,42 816,33	245,7 239,1	7,3 10,9	5,48% 5,50%	1680,84 2481,27	1793,61 2606,19
_	5,01,2024 10:17:51	31	240,9	9,8	826,20	241,0	10,9	3,92%	2365,72	2458,20
	5,01,2024 11:02:52	32	251,4	6,4	953,75	261,3	7,2	11,11%	1608,96	1881,36
_	5,01,2024 13:02:54	33	228,0	10,2	906,67	229,0	10,5	2,86%	2325,60	2404,50
	5,01,2024 14:02:54	34	234,8	8,4	918,28	234,9	8,7	3,45%	1972,32	2043,63
_	5,01,2024 15:02:54	35	237,0	4,4	869,45	249,0	5,0	12,00%	1042,80	1245,00
16	5,01,2024 16:02:55	36	246,8	4,1	598,83	245,7	4,3	4,65%	1011,88	1056,51
17	7,01,2024 08:04:38	37	254,8	4,9	352,58	253,7	5,2	5,77%	1248,52	1319,24
	7,01,2024 09:01:13	38	242,3	6,8	575,56	246,0	7,0	2,86%	1647,64	1722,00
	7,01,2024 10:03:51	39	234,9	8,5	803,50	228,5	8,8	3,41%	1996,65	2010,80
	7,01,2024 11:03:52	40	243,8	2,9	731,70	244,7	3,1	6,45%	707,02	758,57
	7,01,2024 12:03:53	41	246,2	11,2	918,50	239,9	12,3	8,94%	2757,44	2950,77
	7,01,2024 13:08:54 7,01,2024 14:03:54	42	251,1 239,7	0,8 8,5	600,44 425,17	233,9 237,7	1,0 9,0	20,00% 5,56%	200,88	233,90 2139,30
	7,01,2024 15:03:55	43	263.8	2,8	776,03	254,5	3,0	6,67%	738,64	763,50
	7,01,2024 16:03:56	45	264,3	1,0	313,83	247,8	1,1	9,09%	264,30	272,58
	3,01,2024 08:00:17	46	261,4	4,2	297,19	257,4	4,4	4,55%	1097,88	1132,56
	3,01,2024 09:01:36	47	251,0	6,0	534,50	240,1	6,5	7,69%	1506,00	1560,65
_	3,01,2024 10:02:13	48	243,3	8,4	733,83	237,4	8,6	2,33%	2043,72	2041,64
18	3,01,2024 11:01:47	49	230,0	10,2	905,92	231,0	10,9	6,42%	2346,00	2517,90
	3,01,2024 12:01:48	50	251,2	2,1	785,56	249,5	2,2	4,55%	527,52	548,90
	3,01,2024 13:36:49	51	254,9	4,7	560,06	245,5	5,0	6,00%	1198,03	1227,50
	3,01,2024 14:01:49	52	243,4	9,2	448,28	246,5	9,3	1,08%	2239,28	2292,45
	3,01,2024 15:01:49	53	262,2	1,3	485,28	266,3	1,5	13,33%	340,86	399,45
18	3,01,2024 16:01:50	54	259,9	2,5	170,78	258,7	2,6	3,85%	649,75	672,62
	Média		251,35	4,30	563,74	248,30	4,75	6,21%	1090,74	1170,28
	Amplitude		49,00	11,60	875,17	51,10	11,80	25,79%	1030,14	1110,20
	Desvio padrão	l,	11,86	3,23	268,10	11,38	3,35	4,68%		
(	Coeficiente de varia	ção	0,05	0,75	0,48	0,05	0,70	75,29%		
	Valor máximo		274,90	12,10	953,75	273,90	12,40	0,27	2757,44	2950,77
	Valor Mínimo		225,90	0,50	78,58	222,80	0,60	0,01	128,50	155,46

Planta Uberaba		Módulos sujos		Irradiação	Módulos limp		Perda de eficiência (W)		
7ª medição					30 dia		eficiencia	(1	N)
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	lop2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 3(V)	lop10(A)	30 dias	suja	30 dias
12,04,2024 08:01:32	1	263,0	1,1	80,39	243,9	1,2	8,33%	289,30	
12,04,2024 09:07:05	2	259,8	1,7	242,08	267,1	1,8	5,56%	441,66	-
12,04,2024 10:04:33 12,04,2024 11:02:59	3	243,4	6,2	442,33	240,2	7,0 3,6	11,43%	1509,08	_
12,04,2024 11:02:59	5	262,7 261,9	3,4 8,5	572,42 461,00	255,2 252,3	9,5	5,56% 10,53%	893,18 2226,15	
12,04,2024 13:01:05	6	253,8	6,7	780,61	247,8	7,0	4,29%	1700,46	
12,04,2024 14:08:13	7	265,6	0,4	136,75	247,0	0,5	20,00%	106,24	123,50
12,04,2024 15:05:43	8	263,9	0,4	58,33	242,0	0,5	20,00%	105,56	
12,04,2024 16:06:17	9	267,5	1,0	66,97	264,8	1,1	9,09%	267,50	291,28
13,04,2024 08:05:01	10	268,7	2,0	191,03	272,3	2,1	4,76%	537,40	
13,04,2024 09:00:23	11	257,8	5,5	366,53	263,1	5,7	3,51%	1417,90	
13,04,2024 10:02:54	12	252,1	7,4	641,67	254,5	7,7	3,90%	1865,54	
13,04,2024 11:01:05 13.04,2024 12:07:01	13 14	248,6 239,9	7,9 7,7	757,42 877,33	242,3 242,6	8,2 8,1	3,66% 4,94%	1963,94 1847,23	1986,86 1965,06
13,04,2024 12:07:01	15	239,6	8,7	861,61	238,0	9,3	6,45%	2084,52	-
13,04,2024 14:12:03	16	262,4	2,3	497,44	261,0	2,4	4,17%	603,52	626,40
13,04,2024 15:02:03	17	262,6	2,6	423,11	252,2	2,9	10,34%	682,76	_
13,04,2024 16:22:04	18	246,7	0,7	255,14	255,0	0,8	12,50%	172,69	
14,04,2024 08:09:43	19	266,5	1,4	73,92	266,7	1,5	6,67%	373,10	400,05
14,04,2024 09:09:37	20	260,2	1,8	177,19	257,5	1,9	5,26%	468,36	
14,04,2024 10:00:13	21	255,6	5,4	379,19	258,9	5,6	3,57%	1380,24	1449,84
14,04,2024 11:00:29	22	258,7 257,2	6,1	605,03 663,86	254,9 253,8	6,5 5,3	6,15%	1578,07 1286,00	1656,85
14,04,2024 12:02:28 14,04,2024 13:01:27	24	258,6	5,0 3,8	510.33	246,5	4,1	5,66% 7,32%	982,68	_
14,04,2024 13:01:27	25	257,5	2,3	360,97	256,9	2,6	11,54%	592,25	667,94
14,04,2024 15:00:30	26	263,4	2,0	262,61	255,9	2,1	4,76%	526,80	537,39
14,04,2024 16:10:42	27	257,6	1,0	201,42	250,9	1,2	16,67%	257,60	301,08
15,04,2024 08:13:29	28	269,8	2,1	127,03	266,7	2,2	4,55%	566,58	586,74
15,04,2024 09:00:57	29	264,6	3,1	325,67	265,8	3,4	8,82%	820,26	903,72
15,04,2024 10:00:04	30	250,1	6,9	559,47	252,7	7,3	5,48%	1725,69	
15,04,2024 11:02:35	31	248,0	6,4	761,64	249,9	6,9	7,25%	1587,20	1724,31
15,04,2024 12:03:04	32 33	253,0 251,8	6,0 5,3	783,83 694,42	252,1 256,2	6,4 5,8	6,25% 8,62%	1518,00 1334,54	1613,44 1485,96
15,04,2024 13:01:35 15,04,2024 14:02:44	34	245,8	6,6	731,50	239,7	7,0	5,71%	1622,28	
15,04,2024 15:00:09	35	259,0	4,1	686,06	259,8	4,4	6,82%	1061,90	_
15,04,2024 16:06:41	36	250,9	1,4	513,42	233,7	1,6	12,50%	351,26	
16,04,2024 08:15:00	37	258,6	1,2	74,50	268,8	1,4	14,29%	310,32	376,32
16,04,2024 09:05:18	38	266,4	2,8	209,42	263,6	3,0	6,67%	745,92	790,80
16,04,2024 10:00:30	39	254,4	4,5	477,97	256,7	4,7	4,26%	1144,80	
16,04,2024 11:00:45	40	251,5	7,1	740,20	242,9	7,6	6,58%	1785,65	
16,04,2024 12:04:22	41	246,5	7,5	862,92	245,7	7,9	5,06%	1848,75	_
16,04,2024 13:01:49 16,04,2024 14:01:50	42	243,6 248,6	7,4 5,8	869,28 840,95	241,2 241,0	7,9 6,2	6,33% 6,45%	1802,64 1441.88	
16,04,2024 15:03:28	44	259,3	4,3	689,31	255,9	4,7	8,51%	1114,99	1202,73
16,04,2024 16:03:52	45	257,0	2,2	504,11	244,6	2,5	12,00%	565,40	
17,04,2024 08:00:55	46	263,6	3,1	146,75	267,7	3,5	11,43%	817,16	
17,04,2024 09:00:16	47	251,8	2,8	463,36	249,9	3,0	6,67%	705,04	
17,04,2024 10:01:58	48	247,5	7,8	502,39	242,4	8,1	3,70%	1930,50	
17,04,2024 11:00:19	49	249,3	3,9	830,11	235,4	4,4	11,36%	972,27	_
17,04,2024 12:00:26	50	257,3	2,4	767,61	243,7	2,5	4,00%	617,52	_
17,04,2024 13:05:30 17,04,2024 14:00:14	51 52	261,6 245,6	1,5 4,6	224,33 475,17	265,8 244,8	1,7 5,0	11,76% 8,00%	392,40 1129,76	
17,04,2024 15:00:16	53	247,5	2,8	598,11	242,7	3,1	9,68%	693,00	
17,04,2024 16:11:18	54	274,7	0,8	298,83	260,5	1,0	20,00%	219,76	
Média		257,40	3,60	487,71	252,50	3,85	6,67%	932,73	973,80
Amplitude		35,10	8,30	819,00	38,60	9,00	16,49%		
Desvio padrão	~	8,01	2,46	253,94	9,68	2,59	4,18%		
Cefeiciente de varia	ção	0,03	0,68	0,52	0,04	0,67	62,74%	2000 45	2200.05
Valor máximo Valor Mínimo		274,70 239,60	8,70 0,40	877,33 58,33	272,30 233,70	9,50 0,50	20,00% 3,51%	2226,15 105,56	2396,85 121,00
valor Willimo		233,00	0,40	50,55	233,10	U,5U	3,3176	100,00	121,00

Planta Uberba 7ª medição		Módulos sujos		Irradiação	Módulos limp		Perda de eficiência	Potência gerada (W)	
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	lop2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 4(V)	lop10(A)	15 dias	suja	15 dias
12.04.2024 08:01:32	1	263,0	1,1	80,39	272,9	1,2	8,33%	289.30	327,48
12,04,2024 09:07:05	2	259,8	1,7	242,08	262,4	1,8	5,56%	441,66	472,32
12,04,2024 10:04:33	3	243,4	6,2	442,33	243,7	7,5	17,33%	1509,08	1827,75
12,04,2024 11:02:59	4	262,7	3,4	572,42	257,6	3,7	8,11%	893,18	953,12
12,04,2024 12:02:32	5	261,9	8,5	461,00	246,7	9,4	9,57%	2226,15	2318,98
12,04,2024 13:01:05	6	253,8	6,7	780,61	254,1	7,0	4,29%	1700,46	1778,70
12,04,2024 14:08:13 12,04,2024 15:05:43	7	265,6	0,4	136,75	250,6	0,5	20,00%	106,24 105,56	125,30 122,25
12,04,2024 15:05:43	8	263,9 267,5	0,4 1,0	58,33 66,97	244,5 264,2	0,5 1,1	20,00% 9.09%	267,50	290,62
13,04,2024 08:05:01	10	268,7	2,0	191,03	273,9	2,1	4,76%	537.40	575,19
13,04,2024 09:00:23	11	257,8	5,5	366,53	265,7	5,8	5,17%	1417,90	1541,06
13,04,2024 10:02:54	12	252,1	7,4	641,67	253,5	7,8	5,13%	1865,54	1977,30
13,04,2024 11:01:05	13	248,6	7,9	757,42	243,0	8,2	3,66%	1963,94	1992,60
13,04,2024 12:07:01	14	239,9	7,7	877,33	238,1	8,1	4,94%	1847,23	1928,61
13,04,2024 13:02:02	15	239,6	8,7	861,61	241,4	9,2	5,43%	2084,52	2220,88
13,04,2024 14:12:03	16	262,4	2,3	497,44	263,9	2,5	8,00%	603,52	659,75
13,04,2024 15:02:03 13,04,2024 16:22:04	17 18	262,6 246,7	2,6 0,7	423,11 255,14	258,6 263,4	2,8 0,8	7,14% 12,50%	682,76 172,69	724,08 210,72
14,04,2024 08:09:43	19	266,5	1,4	73,92	263,8	1,6	12,50%	373,10	422,08
14,04,2024 09:09:37	20	260,2	1,8	177,19	272,7	1,0	5,26%	468,36	518,13
14,04,2024 10:00:13	21	255,6	5,4	379,19	260,0	5,8	6,90%	1380,24	1508,00
14,04,2024 11:00:29	22	258,7	6,1	605,03	254,1	6,5	6,15%	1578,07	1651,65
14,04,2024 12:02:28	23	257,2	5,0	663,86	252,9	5,2	3,85%	1286,00	1315,08
14,04,2024 13:01:27	24	258,6	3,8	510,33	247,5	4,0	5,00%	982,68	990,00
14,04,2024 14:00:56	25	257,5	2,3	360,97	259,8	2,6	11,54%	592,25	675,48
14,04,2024 15:00:30 14,04,2024 16:10:42	26	263,4 257,6	2,0 1,0	262,61 201,42	260,8 255,9	2,1	4,76% 9,09%	526,80 257,60	547,68 281,49
15,04,2024 08:13:29	28	269.8	2,1	127,03	266,0	2,3	8,70%	566,58	611,80
15,04,2024 09:00:57	29	264,6	3,1	325,67	262,9	3,4	8,82%	820,26	893,86
15,04,2024 10:00:04	30	250,1	6,9	559,47	253,0	7,3	5,48%	1725,69	1846,90
15,04,2024 11:02:35	31	248,0	6,4	761,64	252,0	6,9	7,25%	1587,20	1738,80
15,04,2024 12:03:04	32	253,0	6,0	783,83	252,2	6,2	3,23%	1518,00	1563,64
15,04,2024 13:01:35	33	251,8	5,3	694,42	259,4	5,8	8,62%	1334,54	1504,52
15,04,2024 14:02:44	34	245,8 259.0	6,6	731,50	244,7 263,2	6,9 4,3	4,35% 4,65%	1622,28 1061,90	1688,43 1131,76
15,04,2024 15:00:09 15,04,2024 16:06:41	36	259,0	4,1 1,4	686,06 513,42	260,9	1,7	15,15%	351,26	430,49
16,04,2024 08:15:00	37	258,6	1,2	74,50	259,4	1,3	7,69%	310,32	337,22
16,04,2024 09:05:18	38	266,4	2,8	209,42	265,1	2,9	3,45%	745,92	768,79
16,04,2024 10:00:30	39	254,4	4,5	477,97	258,3	4,8	6,25%	1144,80	1239,84
16,04,2024 11:00:45	40	251,5	7,1	740,20	242,2	7,5	5,33%	1785,65	1816,50
16,04,2024 12:04:22	41	246,5	7,5	862,92	244,3	8,0	6,25%	1848,75	1954,40
16,04,2024 13:01:49	42	243,6	7,4	869,28	237,7	7,8	5,13%	1802,64	1854,06
16,04,2024 14:01:50 16,04,2024 15:03:28	43	248,6 259,3	5,8 4,3	840,95 689,31	246,7 257,2	6,1 4,5	4,92% 4,44%	1441,88 1114,99	1504,87 1157,40
16,04,2024 16:03:52	45	259,3	2,2	504,11	263,2	2,3	4,44%	565,40	605,36
17,04,2024 08:00:55	46	263,6	3,1	146,75	265,9	3,5	11,43%	817,16	930,65
17,04,2024 09:00:16	47	251,8	2,8	463,36	252,0	3,0	6,67%	705,04	756,00
17,04,2024 10:01:58	48	247,5	7,8	502,39	238,5	8,4	7,14%	1930,50	2003,40
17,04,2024 11:00:19	49	249,3	3,9	830,11	237,3	4,5	13,33%	972,27	1067,85
17,04,2024 12:00:26	50	257,3	2,4	767,61	248,6	2,6	7,69%	617,52	646,36
17,04,2024 13:05:30	51	261,6	1,5	224,33	250,9	1,7	11,76%	392,40	426,53
17,04,2024 14:00:14 17,04,2024 15:00:16	52 53	245,6 247,5	4,6 2,8	475,17 598,11	248,9 248,7	4,8 3,1	4,17% 9,68%	1129,76 693,00	1194,72 770,97
17,04,2024 15:00:16	54	274,7	0,8	298,83	254,6	1,0	20,00%	219,76	254,60
11,04,2024 TO.11.10		L. 7,1	0,0	200,00	204,0	1,0	20,0070	213,10	254,00
Média		257,40	3,60	487,71	254,35	3,85	6,78%	932,73	971,56
Amplitude		35,10	8,30	819,00	36,60	8,90	16,77%		100000000000000000000000000000000000000
Desvio padrão		8,01	2,46	253,94	9,34	2,60	4,23%		
Cefeiciente de varia	ção	0,03	0,68	0,52	0,04	0,68	62,40%	0000 15	0040.00
Valor máximo		274,70	8,70	877,33	273,90	9,40	20,00%	2226,15	2318,98
Valor Mínimo		239,60	0,40	58,33	237,30	0,50	3,23%	105,56	122,25

Planta Uberab 7ª medição	a	Módulos s	sujos	Irradiação	Módulos limp 7 dia:		Perda de eficiência		Potência gerada (W)	
Data/Hora	N°	V MPPT 1(V)	lop2(A)	(W/m <sup>2</sup> )	V MPPT 2(V)	lop6(A)	7 dias	suja	7 dias	
12,04,2024 08:01:32	1	263,0	1,1	80,39	272,7	1,2	8,33%	289,30	327,24	
12,04,2024 09:07:05	2	259,8	1,7	242,08	256,9	1,8	5,56%	441,66	462,42	
12,04,2024 10:04:33	3	243,4	6,2	442,33	243,7	7,5	17,33%	1509,08	1827,75	
12,04,2024 11:02:59	4	262,7	3,4	572,42	265,8	3,6	5,56%	893,18	956,88	
12,04,2024 12:02:32	5	261,9	8,5	461,00	259,0	9,6	11,46%	2226,15	2486,40	
12,04,2024 13:01:05 12.04,2024 14:08:13	7	253,8 265,6	6,7 0,4	780,61 136,75	251,8 237,9	7,2 0,5	6,94% 20,00%	1700,46 106,24	1812,96 118,95	
12,04,2024 15:05:43	8	263,9	0.4	58,33	260,0	0,5	20,00%	105,56	130,00	
12.04.2024 16:06:17	9	267,5	1,0	66,97	264,9	1,1	9,09%	267,50	291,39	
13,04,2024 08:05:01	10	268,7	2,0	191,03	269,9	2,1	4,76%	537,40	566,79	
13,04,2024 09:00:23	11	257,8	5,5	366,53	264,8	6,0	8,33%	1417,90	1588,80	
13,04,2024 10:02:54	12	252,1	7,4	641,67	254,7	7,8	5,13%	1865,54	1986,66	
13,04,2024 11:01:05	13	248,6	7,9	757,42	244,7	8,1	2,47%	1963,94	1982,07	
13,04,2024 12:07:01	14	239,9	7,7	877,33	246,2	8,2	6,10%	1847,23	2018,84	
13,04,2024 13:02:02	15	239,6	8,7	861,61	243,3	9,3	6,45%	2084,52	2262,69	
13,04,2024 14:12:03 13,04,2024 15:02:03	16 17	262,4 262,6	2,3 2,6	497,44 423,11	258,2 262,2	2,4	4,17% 3,70%	603,52 682,76	619,68 707,94	
13,04,2024 16:02:04	18	246.7	0.7	255,14	249,3	0,8	12.50%	172,69	199,44	
14,04,2024 08:09:43	19	266,5	1,4	73,92	269,9	1,5	6,67%	373,10	404,85	
14,04,2024 09:09:37	20	260,2	1,8	177,19	262,6	1,9	5,26%	468,36	498,94	
14,04,2024 10:00:13	21	255,6	5,4	379,19	262,8	5,8	6,90%	1380,24	1524,24	
14,04,2024 11:00:29	22	258,7	6,1	605,03	254,5	6,5	6,15%	1578,07	1654,25	
14,04,2024 12:02:28	23	257,2	5,0	663,86	254,5	5,1	1,96%	1286,00	1297,95	
14,04,2024 13:01:27	24	258,6	3,8	510,33	258,8	3,9	2,56%	982,68	1009,32	
14,04,2024 14:00:56	25	257,5	2,3	360,97	257,8	2,5	8,00%	592,25	644,50	
14,04,2024 15:00:30	26 27	263,4 257,6	2,0 1,0	262,61 201,42	258,7 261,7	2,1	4,76% 9,09%	526,80	543,27	
14,04,2024 16:10:42 15.04.2024 08:13:29	28	269,8	2,1	127,03	265,4	2,2	4,55%	257,60 566,58	287,87 583,88	
15,04,2024 09:00:57	29	264,6	3,1	325,67	264,6	3,3	6,06%	820,26	873,18	
15,04,2024 10:00:04	30	250,1	6,9	559,47	257,8	7,2	4,17%	1725,69	1856,16	
15,04,2024 11:02:35	31	248,0	6,4	761,64	259,8	6,8	5,88%	1587,20	1766,64	
15,04,2024 12:03:04	32	253,0	6,0	783,83	258,0	6,2	3,23%	1518,00	1599,60	
15,04,2024 13:01:35	33	251,8	5,3	694,42	253,7	5,8	8,62%	1334,54	1471,46	
15,04,2024 14:02:44	34	245,8	6,6	731,50	247,9	7,0	5,71%	1622,28	1735,30	
15,04,2024 15:00:09	35	259,0	4,1	686,06	265,0	4,3	4,65%	1061,90	1139,50	
15,04,2024 16:06:41 16,04,2024 08:15:00	36 37	250,9 258,6	1,4 1,2	513,42 74,50	236,8 260,3	1,5 1,3	6,67% 7,69%	351,26 310,32	355,20 338,39	
16,04,2024 09:05:18	38	266,4	2,8	209,42	271,3	2,9	3,45%	745.92	786,77	
16,04,2024 10:00:30	39	254,4	4.5	477,97	259,3	4.8	6,25%	1144,80	1244,64	
16,04,2024 11:00:45	40	251,5	7,1	740,20	249,3	7,5	5,33%	1785,65	1869,75	
16,04,2024 12:04:22	41	246,5	7,5	862,92	245,5	8,0	6,25%	1848,75	1964,00	
16,04,2024 13:01:49	42	243,6	7,4	869,28	243,6	7,7	3,90%	1802,64	1875,72	
16,04,2024 14:01:50	43	248,6	5,8	840,95	249,5	6,0	3,33%	1441,88	1497,00	
16,04,2024 15:03:28	44	259,3	4,3	689,31	258,2	4,5	4,44%	1114,99	1161,90	
16,04,2024 16:03:52 17,04,2024 08:00:55	45 46	257,0 263,6	2,2	504,11 146,75	250,1 269,8	2,3 3,4	4,35% 8,82%	565,40 817,16	575,23 917,32	
17,04,2024 08:00:55	46	251,8	3,1 2,8	463,36	269,8	3,4	6,67%	705,04	780,00	
17,04,2024 10:01:58	48	247,5	7,8	502,39	244,7	8,3	6,02%	1930,50	2031,01	
17,04,2024 11:00:19	49	249,3	3,9	830,11	256,8	4,4	11,36%	972,27	1129,92	
17,04,2024 12:00:26	50	257,3	2,4	767,61	253,6	2,5	4,00%	617,52	634,00	
17,04,2024 13:05:30	51	261,6	1,5	224,33	265,9	1,6	6,25%	392,40	425,44	
17,04,2024 14:00:14	52	245,6	4,6	475,17	253,9	4,8	4,17%	1129,76	1218,72	
17,04,2024 15:00:16	53	247,5	2,8	598,11	250,8	3,1	9,68%	693,00	777,48	
17,04,2024 16:11:18	54	274,7	0,8	298,83	256,5	1,0	20,00%	219,76	256,50	
Média		257,40	3,60	487,71	257.90	3,75	6,08%	932,73	983,10	
Amplitude		35,10	8,30	819,00	35,90	9,10	18,04%	JJZ,1J	303,10	
Desvio padrão		8,01	2,46	253,94	8,47	2,62	4,14%			
Cefeiciente de varia		0,03	0,68	0,52	0,03	0,70	68,13%			
Valor máximo	_	274,70	8,70	877,33	272,70	9,60	0,20	2226,15	2486,40	
Valor Mínimo		239,60	0,40	58,33	236,80	0,50	0,02	105,56	118,95	

 $\mathbf{AP\hat{E}NDICE}\ \mathbf{B}$  — Dados coletados no estudo comparativo por meio da potência e temperatura.

		STRIN	NG PAI	NEIS S	UJOS		
N°	Data	Hora	Vop	Iop	Т	G	Potência gerada
		hh:mm	V	A	°C	w/m2	W
1	04/04/2024	08:30	261,85	4,55	34,5	493,9	1191,42
2	04/04/2024	08:45	250,91	5,10	35,8	495,5	1279,64
3	04/04/2024	09:00	256,30	5,50	37,1	506,3	1409,65
4	04/04/2024	09:15	253,00	5,80	38,9	553,4	1467,40
5	04/04/2024	09:30	249,00	6,40	40,1	581,1	1593,60
6	04/04/2024	09:45	248,10	6,70	42,2	594,6	1662,27
7	04/04/2024	10:00	242,90	7,20	45,0	601,7	1748,88
8	04/04/2024	10:15	244,00	7,50	46,7	629,8	1830,00
9	04/04/2024	10:30	244,00	7,60	48,8	658,1	1854,40
10	04/04/2024	10:45	238,90	8,20	50,0	671,2	1958,98
11	04/04/2024	11:00	231,20	8,70	52,1	712,3	2011,44
12	04/04/2024	11:15	227,90	8,80	54,8	749,1	2005,52
13	04/04/2024	11:30	234,30	9,10	56,4	758,2	2132,13
14	04/04/2024	11:45	234,00	8,60	57,2	775,1	2012,40
15	04/04/2024	12:00	224,00	9,00	57,3	803,4	2016,00
16	04/04/2024	12:15	241,20	8,10	57,1	899,1	1953,72
17	04/04/2024	12:30	230,30	8,89	57,0	989,2	2047,37
18	04/04/2024	12:45	227,90	8,40	57,1	1001	1914,36
19	04/04/2024	13:00	229,10	9,00	56,9	1042	2061,90
20	04/04/2024	13:15	231,00	9,40	57,4	1017	2171,40
21	04/04/2024	13:30	228,40	8,10	57,1	1007	1850,04
22	04/04/2024	13:45	243,00	7,00	56,8	931,4	1701,00
23	04/04/2024	14:00	237,40	6,60	52,3	815,1	1566,84
24	04/04/2024	14:15	252,10	6,40	51,5	749,4	1613,44
25	04/04/2024	14:30	244,10	6,10	50,4	641,5	1489,01
26	04/04/2024	14:45	240,50	6,00	49,1	610,2	1443,00
27	04/04/2024	15:00	249,90	5,00	46,2	601,9	1249,50
28	04/04/2024	15:15	242,70	4,50	45,2	541,5	1092,15
29	04/04/2024	15:30	252,00	4,00	42,1	482,2	1008,00
30	04/04/2024	15:45	250,60	0,90	40,0	342,5	225,54
	Média		241,35	6,90	49,10	708,49	1652,03
Amplitude			37,85	8,50	22,90	699,50	,
Desvio padrão			9,71	1,91	7,38	184,58	
Coe	eficiente de		0,04	0,28	0,15	0,26	
	Valor máxi		261,85	9,40	57,40	1042,00	2171,40
Valor minimo			224,00	0,90	34,50	342,50	225,54

	S	TRING	PAINE	S LIM	POS (	30 em 30	dias)	
N°	Data	Hora	Vop	Iop	T	G	Perda de Eficiência	Potência gerada
		hh:mm	V	A	°C	w/m2	%	w
1	04/04/2024	08:30	262,80	4,60	34,5	493,9	1,44%	1208,88
2	04/04/2024	08:45	254,80	5,20	35,7	495,5	3,42%	1324,96
3	04/04/2024	09:00	252,60	5,80	36,9	506,3	3,78%	1465,08
4	04/04/2024	09:15	248,60	6,20	37,5	553,4	4,80%	1541,32
5	04/04/2024	09:30	249,80	6,50	39,4	581,1	1,85%	1623,70
6	04/04/2024	09:45	248,40	6,80	41,6	594,6	1,59%	1689,12
7	04/04/2024	10:00	241,70	7,30	44,8	601,7	0,88%	1764,41
8	04/04/2024	10:15	240,80	7,70	46,4	629,8	1,30%	1854,16
9	04/04/2024	10:30	238,40	8,00	47,9	658,1	2,77%	1907,20
10	04/04/2024	10:45	237,90	8,60	49,4	671,2	4,25%	2045,94
11	04/04/2024	11:00	228,20	8,90	51,2	712,3	0,96%	2030,98
12	04/04/2024	11:15	233,40	8,80	53,4	749,1	2,36%	2053,92
13	04/04/2024	11:30	235,70	9,60	56,1	758,2	5,77%	2262,72
14	04/04/2024	11:45	237,60	8,90	57,1	775,1	4,83%	2114,64
15	04/04/2024	12:00	227,10	9,40	57,2	803,4	5,56%	2134,74
16	04/04/2024	12:15	232,60	8,50	57,0	899,1	1,18%	1977,10
17	04/04/2024	12:30	232,20	8,95	56,8	989,2	1,48%	2078,19
18	04/04/2024	12:45	223,20	8,70	56,9	1001	1,42%	1941,84
19	04/04/2024	13:00	232,70	9,30	56,7	1042	4,72%	2164,11
20	04/04/2024	13:15	230,50	9,70	57,1	1017	2,88%	2235,85
21	04/04/2024	13:30	234,20	8,30	57,0	1007	4,83%	1943,86
22	04/04/2024	13:45	234,70	7,50	56,4	931,4	3,37%	1760,25
23	04/04/2024	14:00	240,80	7,10	52,1	815,1	8,35%	1709,68
24	04/04/2024	14:15	249,30	6,50	51,4	749,4	0,43%	1620,45
25	04/04/2024	14:30	243,00	6,40	50,2	641,5	4,26%	1555,20
26	04/04/2024	14:45	237,50	6,20	48,9	610,2	2,00%	1472,50
27	04/04/2024		246,50	5,30	45,9	601,9	4,36%	1306,49
28	04/04/2024	15:15	246,90	4,60	45,1	541,5	3,84%	1135,74
29	04/04/2024	15:30	248,10	4,20	41,9	482,2	3,26%	1042,02
30	04/04/2024	15:45	251,30	1,00	38,2	342,5	10,25%	251,30
Média			240,71	7,15	48,69	708,49	3,41%	1707,2
	Amplitud	e	39,60	8,70	22,70	699,50	9,82%	lection disk sell
	Desvio pad		9,12	1,96	7,49	184,58	2,19%	
Coe	ficiente de v	The second second	0,04	0,27	0,15	0,26	64,22%	
	Valor máxir		262,80	9,70	57,20	1042,00	10,25%	2262,7
	Valor mínin	no	223,20	1,00	34,50	342,50	0,43%	251,3

N°	Data	Hora	Vop	Iop	T	G	Perda de Eficiência	Potência gerada
	8	hh:mm	v	A	°C	w/m2	%	W
1	04/04/2024	08:30	263,8	4,80	34,50	493,9	5,91%	1266,24
2	04/04/2024	08:45	255,9	5,40	35,10	495,5	7,40%	1381,86
3	04/04/2024	09:00	252,6	5,80	36,40	506,3	3,78%	1465,08
4	04/04/2024	09:15	250,5	6,30	37,30	553,4	7,02%	1578,15
5	04/04/2024	09:30	244,7	6,60	39,20	581,1	1,33%	1615,02
6	04/04/2024	09:45	247,4	6,90	41,20	594,6	2,62%	1707,06
7	04/04/2024	10:00	244,7	7,50	44,50	601,7	4,71%	1835,25
8	04/04/2024	10:15	237,5	7,80	45,50	629,8	1,21%	1852,50
9	04/04/2024	10:30	245,6	7,90	47,80	658,1	4,42%	1940,24
10	04/04/2024	10:45	237,9	8,50	49,30	671,2	3,12%	2022,15
11	04/04/2024	11:00	228,1	9,20	51,40	712,3	4,15%	2098,52
12	04/04/2024	11:15	230,4	9,10	53,90	749,1	4,35%	2096,64
13	04/04/2024	11:30	231,6	9,50	56,00	758,2	3,09%	2200,20
14	04/04/2024	11:45	234,6	9,00	56,90	775,1	4,69%	2111,40
15	04/04/2024	12:00	229,0	9,20	57,10	803,4	4,31%	2106,80
16	04/04/2024	12:15	230,6	8,70	57,10	899,1	2,62%	2006,22
17	04/04/2024	12:30	229,8	8,96	56,60	989,2	0,57%	2059,01
18	04/04/2024	12:45	227,4	8,70	56,80	1001,0	3,24%	1978,38
19	04/04/2024	13:00	231,5	9,10	56,80	1042,0	2,12%	2106,65
20	04/04/2024	13:15	225,5	9,80	57,30	1017,0	1,74%	2209,90
21	04/04/2024	13:30	225,2	9,00	56,80	1007,0	8,72%	2026,80
22	04/04/2024	13:45	239,8	7,40	56,20	931,4	4,14%	1774,52
23	04/04/2024	14:00	243,7	7,00	52,20	815,1	8,15%	1705,90
24	04/04/2024	14:15	247,0	6,60	51,20	749,4	1,03%	1630,20
25	04/04/2024	14:30	242,0	6,50	50,10	641,5	5,34%	1573,00
26	04/04/2024	14:45	235,0	6,50	48,70	610,2	5,53%	1527,50
27	04/04/2024	15:00	244,6	5,20	45,70	601,9	1,76%	1271,92
28	04/04/2024	15:15	249,5	4,70	44,80	541,5	6,86%	1172,65
29	04/04/2024	15:30	251,0	4,10	41,90	482,2	2,05%	1029,10
30	04/04/2024	15:45	254,8	1,00	37,20	342,5	11,48%	254,80
	Média		240,39	7,23	48,52	708,49	4,25%	1720,12
Amplitude			38,60	8,80	22,80	699,50	10,91%	
Desvio padrão			10,12	1,97	7,64	184,58	2,52%	1
Co	eficiente de v	ariação	0,04	0,27	0,16	0,26	59,34%	
	Valor máxii		263,80	9,80	57,30	1042,00	11,48%	2209,90
	Valor minir	225,20	1,00	34,50	342,50	0,57%	254,80	

		STRING	PAINEIS	S LIMI	OSAC	ADA 7 I	DIAS	
N°	Data	Hora	Vop	Iop	T	G	Perda de Eficiência	Potência gerada
		hh:mm	v	A	°C	w/m2	%	W
1	04/04/2024	08:30	262,10	4,60	34,5	493,9	1,18%	1205,66
2	04/04/2024	08:45	259,90	5,40	35,2	495,5	8,82%	1403,46
3	04/04/2024	09:00	252,00	5,90	36	506,3	5,19%	1486,8
4	04/04/2024	09:15	249,90	6,40	37,2	553,4	8,25%	1599,36
5	04/04/2024	09:30	247,60	6,70	38,9	581,1	3,94%	1658,92
6	04/04/2024	09:45	249,90	7,10	41,2	594,6	6,31%	1774,29
7	04/04/2024	10:00	241,70	7,60	44,1	601,7	4,79%	1836,92
8	04/04/2024	10:15	235,70	8,00	46,2	629,8	2,95%	1885,0
9	04/04/2024	10:30	243,80	8,10	47,8	658,1	6,10%	1974,78
10	04/04/2024	10:45	234,80	8,60	49,1	671,2	2,99%	2019,28
11	04/04/2024	11:00	235,90	9,20	51,5	712,3	7,32%	2170,28
12	04/04/2024	11:15	228,70	9,10	53,7	749,1	3,63%	2081,17
13	04/04/2024	11:30	234,70	9,50	55,9	758,2	4,37%	2229,65
14	04/04/2024	11:45	240,80	9,00	56,9	775,1	7,14%	2167,2
15	04/04/2024	12:00	229,70	9,20	57,1	803,4	4,60%	2113,24
16	04/04/2024	12:15	234,90	8,70	57	899,1	4,40%	2043,63
17	04/04/2024	12:30	227,00	8,98	56,5	989,2	-0,44%	2038,46
18	04/04/2024	12:45	232,60	8,80	56,8	1001	6,47%	2046,88
19	04/04/2024	13:00	229,80	9,40	56,6	1042	4,55%	2160,12
20	04/04/2024	13:15	228,80	9,90	57,1	1017	4,14%	2265,12
21	04/04/2024	13:30	230,90	8,70	56,9	1007	7,90%	2008,83
22	04/04/2024	13:45	236,90	7,50	56,2	931,4	4,26%	1776,75
23	04/04/2024	14:00	241,70	7,10	52,1	815,1	8,70%	1716,07
24	04/04/2024	14:15	253,90	6,50	51,3	749,4	2,24%	1650,35
25	04/04/2024	14:30	239,90	6,60	50,1	641,5	5,96%	1583,34
26	04/04/2024	14:45	241,50	6,30	48,2	610,2	5,16%	1521,45
27	04/04/2024	15:00	244,70	5,20	45,7	601,9	1,80%	1272,44
28	04/04/2024	15:15	256,70	4,60	44,6	541,5	7,51%	1180,82
29	04/04/2024	15:30	250,80	4,20	41,8	482,2	4,31%	1053,30
30	04/04/2024	15:45	251,30	1,00	37,2	342,5	10,25%	251,30
	Média	10	241,62	7,26	48,45	708,49	5,16%	1739,18
	Amplitud	e	35,10	8,90	22,60	699,50	10,69%	32 1
	Desvio pad	rão	9,77	1,99	7,65	184,58	2,40%	
Co	eficiente de v		0,04	0,27	0,16	0,26	46,49%	15
	Valor máxi	mo	256,70	9,90	57,10	1042,00	10,69%	2265,12
	Valor minis	mo	9,77	1,00	7,65	184,58	-0,44%	251,30