

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
MINAS GERAIS - *CAMPUS* ITABIRITO  
ENGENHARIA ELÉTRICA

Kimberlly da Silva Neves

**ANÁLISE DA SUJIDADE NO DESEMPENHO DE MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS**

Itabirito - MG

2023

KIMBERLLY DA SILVA NEVES

## **ANÁLISE DA SUJIDADE NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - *Campus Itabirito* para a obtenção do título de Engenheira Eletricista.

**Orientador:** Prof. Elias José de Rezende Freitas

**Coorientador:** Prof. Mateus Andrade Ferreira

Itabirito - MG  
2023

## FICHA CATALOGRÁFICA

N518a  
2023

Neves, Kimberlly da Silva

Análise da sujidade no desempenho de módulos fotovoltaicos /  
Kimberlly da Silva Neves. – 2023.

71 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)  
– Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais –  
Campus Avançado Itabirito, 2023.

Orientador: Me. Elias José de Rezende Freitas.

Coorientador: Me. Mateus Andrade Ferreira.

1. Sujidade. 2. Energia fotovoltaica. 3. Termografia. I. Neves,  
Kimberlly da Silva. II. Instituto Federal de Educação, Ciência e  
Tecnologia de Minas Gerais – Campus Avançado  
Itabirito. III. Título.

CDD 621.473

Elaborada pela Biblioteca Jarbas Nazareth de Souza – Instituto Federal de Educação,  
Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Avançado Itabirito

Bibliotecário Responsável: Veríssimo Amaral Matias – CRB-6/3266

## ANÁLISE DA SUJIDADE NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - Campus Avançado Itabirito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 26/04/2023 pela banca examinadora:

Prof. Me. Elias José de Rezende Freitas (IFMG - Campus Ibirité)  
**Orientador (presidente da banca avaliadora)**

Prof. Me. Mateus Andrade Ferreira (IFMG - Campus Ibirité)  
**Coorientador**

Profa. Dra. Cláudia Rejane de Mesquita (IFMG - Campus Avançado de Itabirito)  
**Membro avaliador**

Prof. Dr. Pedro Henrique Ferreira Machado (IFMG - Campus Ibirité)  
**Membro avaliador**

Profa. Me. Fernanda Pelegrini Honorato Proença (IFMG - Campus Sabará)  
**Membro avaliador**



Documento assinado eletronicamente por **Elias José de Rezende Freitas, Professor**, em 26/04/2023, às 18:17, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique Ferreira Machado, Professor**, em 26/04/2023, às 18:18, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **Mateus Andrade Ferreira, Professor**, em 26/04/2023, às 18:18, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **Cláudia Rejane de Mesquita, Professora**, em 26/04/2023, às 18:21, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Pelegrini Honorato Proença, Professora**, em 26/04/2023, às 18:25, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.ifmg.edu.br/consultadocs> informando o código verificador **1531947** e o código CRC **9660C9E1**.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente ao meu Deus por nunca me faltar, e por me dar forças para superar as dificuldades para chegar até aqui.

Aos meus pais por sempre me incentivarem, e me darem condições de estudos.

A minha irmã caçula que me encoraja e me motiva em minhas escolhas, principalmente durante os percalços existentes durante a elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador e mestre Elias Rezende de Freitas, por toda a paciência, dedicação e atenção dada a mim e a este trabalho.

Ao coorientador Matheus Andrade Ferreira, por compartilhar seus conhecimentos e entusiasmo, que foram imprescindíveis para o desenvolvimento do trabalho.

Ao IFMG Itabirito e seus professores por toda a capacitação, e crescimento durante o período da graduação.

Ao IPG e ao professor Carlos Alberto Figueiredo Ramos, que foram os responsáveis por iniciar o meu interesse em projetos fotovoltaicos.

Por fim, ao IFMG Ibirité pelo fornecimento dos equipamentos, acesso as usinas e todo auxílio prestado que foram fundamentais para a realização deste trabalho.

*"Educação não transforma o mundo. Educação muda pessoas. Pessoas transformam o mundo."*

*Paulo Freire*

## RESUMO

Nos últimos anos, a energia fotovoltaica tem sido uma das formas de obtenção de energia renovável que mais cresce no Brasil. Com esse aumento na matriz energética do país, ocorre a preocupação com a manutenção e preservação da vida útil do sistema. Nesse sentido, a sujidade dos módulos é o terceiro fator que mais impacta no desempenho do sistema fotovoltaico, devido a elevação da temperatura das células, formação de pontos quentes e diminuição da incidência de raios solares para o efeito fotoelétrico. Este trabalho visa analisar o impacto da sujidade nos módulos fotovoltaicos. Essa análise é realizada por um estudo de caso que visa associar a utilização de um traçador de curvas e o uso de câmera termográfica, para de forma visual e quantitativa demonstrar o impacto na produção de energia através de análises de grandezas elétricas e anomalias provenientes da sujidade. Foram realizados três ensaios distintos. O primeiro ensaio quantifica a perda de potência causada pela sujidade do sistema, que após a limpeza natural ocasionada pela chuva teve um aumento de potência de 26% . O segundo ensaio demonstra o impacto que dejetos e sujeiras relacionadas a pássaros pode ocasionar em um uma usina solar, e a importância da limpeza manual da mesma. Já o terceiro ensaio apresenta a degradação gerada nas curvas IV, a atuação dos diodos *bypass*, e a redução de até um terço da potência do sistema devido a sujidade do módulo. Apesar do impacto da sujidade estar atrelada as propriedades do sistema como característica do módulo, ângulo de instalação, e região onde a usina está instalada, técnicas de análises termográficas e análises de curvas obtidas por um traçador são capazes de informar o estado atual da usina, auxiliando na previsão e planejamento da manutenção e na limpeza do sistema fotovoltaico.

**Palavras-chave:** sujidade; energia fotovoltaica; termografia.

## ABSTRACT

In recent years, photovoltaic energy is one of the fastest-growing ways of obtaining renewable energy in Brazil, with this exponential increase in the country's energy matrix, there is a concern about maintaining and preserving the useful life of the system. In this sense, the dirtiness of the modules is the third factor that most impacts the performance of the photovoltaic system, due to the increase in cell temperature, the formation of hot spots, and the decrease in the incidence of sunlight for the photovoltaic effect. This work aims to analyze the impact of dirt on photovoltaic panels. This analysis is carried out by a case study that seeks to associate the use of a curve tracer and the use of a thermographic camera, in order to visually and quantitatively demonstrate the impact on energy production through analysis of electrical quantities and characteristic anomalies from the dirt. Three different tests were performed. The first test quantifies the loss of power generated by the dirtiness of the system, which after the natural cleaning caused by rain had a power increase of 26% . The second essay demonstrates the impact of bird-related waste and dirt on a solar power plant and the importance of manual cleaning. The third test presents the degradation generated in the IV curves, the performance of the by-pass diodes, and the reduction of up to a third of the system power due to the module's dirtiness. Despite the impact of dirt being linked to system characteristics such as panel characteristics, module installation angle, and region where the plant is installed, thermographic analysis techniques and analysis of curves obtained by a tracer are capable of informing the current status of the power plant, assisting in forecasting and planning maintenance and cleaning of the photovoltaic system.

**Keywords:** dirt; photovoltaic energy; thermography.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Estrutura Simplificada de uma célula fotovoltaica. . . . .	18
Figura 2	– Tipos de Módulos Solares: a) m-Si; b) p-Si c) CdTe. . . . .	19
Figura 3	– Exemplos de degradação nos módulos fotovoltaicos. . . . .	20
Figura 4	– Tipos de degradações nos módulos fotovoltaicos. . . . .	21
Figura 5	– Atuação de um diodo <i>bypass</i> . . . . .	22
Figura 6	– Influência da Irradiância na Curva $I \times V$ . . . . .	24
Figura 7	– Curva Característica IV-PV . . . . .	26
Figura 8	– Deformações na Curva IV . . . . .	28
Figura 9	– Diagrama de um termovisor. . . . .	29
Figura 10	– Tipos de inspeções. . . . .	30
Figura 11	– Controle de Potência - Traçador . . . . .	32
Figura 12	– (a) Traçador de Curva I-V. (b) Sensor de Irradiância. . . . .	32
Figura 13	– Câmera Termográfica FLIR. . . . .	33
Figura 14	– Localização do <i>Tracker</i> Solar, utilizado nos ensaios. . . . .	34
Figura 15	– Traker Solar Analisado. . . . .	34
Figura 16	– Medição de Temperatura do Traker Solar. . . . .	35
Figura 17	– Dispositivo de Incidência Solar. . . . .	36
Figura 18	– Precipitação Histórica de Ibirité - Clima Tempo. . . . .	37
Figura 19	– Precipitação Histórica de Ibirité - WeatherSpark. . . . .	37
Figura 20	– Usina - Telhado. . . . .	38
Figura 21	– Usina Telhado - Empoeirada. . . . .	38
Figura 22	– Usina Telhado após uma semana de limpeza . . . . .	40
Figura 23	– Módulo Fotovoltaico (a) limpo e (b) sujo . . . . .	41
Figura 24	– Medição de Temperatura na parte posterior do módulo . . . . .	41
Figura 25	– Curvas de Corrente (IV) e Potência (PV) - <i>Tracker</i> Sujo - <i>String</i> 1, 2 e 3. . . . .	43
Figura 26	– Curva de Corrente e Potência - <i>Tracker</i> Sujo. . . . .	44
Figura 27	– Análise Termográfica 1 - <i>Tracker</i> . . . . .	46
Figura 28	– Análise Termográfica 2 - <i>Tracker</i> . . . . .	46
Figura 29	– Análise Termográfica 3 - <i>Tracker</i> . . . . .	46
Figura 30	– Curva de Corrente e Potência do <i>Tracker</i> Limpo - <i>String</i> 1, 2 e 3. . . . .	47
Figura 31	– Curva de Corrente e Potência do <i>Tracker</i> Limpo. . . . .	49
Figura 32	– Análise de Curva - <i>Tracker</i> Sujo x Limpo . . . . .	50
Figura 33	– Curva de Corrente e Potência do Ensaio 1 - Usina Telhado - <i>String</i> 1, 2 e 3. . . . .	52
Figura 34	– Análise de Curvas - Ensaio 1 . . . . .	53
Figura 35	– Análise Termográfica 1 - Usina Telhado. . . . .	54
Figura 36	– Análise Termográfica 2 - Usina Telhado. . . . .	55
Figura 37	– Análise Termográfica 3 - Usina Telhado. . . . .	55
Figura 38	– Análise Termográfica 4 - Usina Telhado. . . . .	55

Figura 39 – Curva de Corrente e Potência do Ensaio 2 - Usina Telhado - <i>String</i> 1, 2 e 3. .	56
Figura 40 – Análise de Curvas - Ensaio 2 . . . . .	57
Figura 41 – Análise de Curvas - Usina Telhado. . . . .	59
Figura 42 – Curva de Corrente e Potência - Módulo Limpo . . . . .	60
Figura 43 – Curva de Corrente e Potência - Módulo Sujo . . . . .	62
Figura 44 – Comparação - Módulo Sujo x Limpo . . . . .	63
Figura 45 – Análise Termográfica 1 - Módulo Solar . . . . .	64
Figura 46 – Análise termográfica 2 - Módulo Solar. . . . .	65
Figura 47 – Análise Termográfica 3 - Módulo Solar . . . . .	65
Figura 48 – Análise Termográfica 4 - Módulo Solar . . . . .	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Arranjo - <i>Tracker</i> Solar . . . . .	35
Tabela 2 – Arranjo - Usina Telhado . . . . .	37
Tabela 3 – Resultado TOPVIEW - <i>Tracker</i> Sujo - <i>String</i> 1, 2 e 3 . . . . .	42
Tabela 4 – Resultado TOPVIEW - <i>Tracker</i> Limpo - <i>String</i> 1, 2 e 3. . . . .	48
Tabela 5 – Análise de Curvas - Sujo x Limpo . . . . .	51
Tabela 6 – Resultado TOPVIEW - Usina Telhado - Ensaio 1 . . . . .	51
Tabela 7 – Resultado TOPVIEW - Usina Telhado - Ensaio 2 . . . . .	58
Tabela 8 – Análise de Curvas - Sujo x Limpo . . . . .	58
Tabela 9 – Resultado TOPVIEW - Módulo Limpo . . . . .	61
Tabela 10 – Resultado TOPVIEW - Módulo Sujo . . . . .	61

## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{sc}$	Corrente de curto circuito da <i>string</i>
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberta da <i>string</i>
$I_{mpp}$	Corrente de máxima potência da <i>string</i>
$V_{mpp}$	Tensão de máxima potência da <i>string</i>
$FF$	Fator de forma
I-V@OPC	Curva I-V da string nas condições do ensaio
Pwr@OPC	Curva P-V da string nas condições do ensaio
I-V Avg@OPC	Curva I-V da média por módulo estimada nas condições do ensaio
Pwr Avg@OPC	Curva P-V da média por módulo estimada nas condições do ensaio
I-V@STC	Curva I-V STC por módulo calculada a partir das condições do ensaio
Pwr@STC	Curva P-V STC por módulo calculada a partir das condições do ensaio
I-V@Nominal	Curva I-V Nominal por módulo de acordo com os dados do fabricante
Pwr@Nominal	Curva P-V Nominal por módulo de acordo com os dados do fabricante

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos . . . . .</b>	<b>15</b>
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral . . . . .</i>	<i>15</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos . . . . .</i>	<i>15</i>
<b>1.2</b>	<b>Organização do Texto . . . . .</b>	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .</b>	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Energia Solar . . . . .</b>	<b>17</b>
<b>2.2</b>	<b>Degradação dos Módulos Fotovoltaicos . . . . .</b>	<b>19</b>
<b>2.3</b>	<b>Sujidade dos módulos . . . . .</b>	<b>22</b>
<b>2.4</b>	<b>Curva I-V . . . . .</b>	<b>26</b>
<b>2.5</b>	<b>Termografia . . . . .</b>	<b>28</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA . . . . .</b>	<b>31</b>
<b>3.1</b>	<b>Análise da Curva I-V . . . . .</b>	<b>31</b>
<b>3.2</b>	<b>Análise Termográfica . . . . .</b>	<b>32</b>
<b>3.3</b>	<b>Descrição do ensaio 1 - <i>Tracker</i> . . . . .</b>	<b>33</b>
<b>3.4</b>	<b>Descrição do ensaio 2 - Telhado . . . . .</b>	<b>36</b>
<b>3.5</b>	<b>Descrição do ensaio 3 - Módulo Solar . . . . .</b>	<b>39</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . .</b>	<b>42</b>
<b>4.1</b>	<b>Resultado do ensaio 1 - <i>Tracker</i> . . . . .</b>	<b>42</b>
<i>4.1.1</i>	<i>Análise de Curvas - <i>Tracker Sujo</i> . . . . .</i>	<i>42</i>
<i>4.1.2</i>	<i>Análise Termográfica . . . . .</i>	<i>45</i>
<i>4.1.3</i>	<i>Análise de Curvas - <i>Tracker Limpo</i> . . . . .</i>	<i>47</i>
<b>4.2</b>	<b>Resultado do ensaio 2 - Usina Telhado . . . . .</b>	<b>51</b>
<i>4.2.1</i>	<i>Análise de Curvas - <i>Ensaio 1</i> . . . . .</i>	<i>51</i>
<i>4.2.2</i>	<i>Análise Termográfica . . . . .</i>	<i>54</i>
<i>4.2.3</i>	<i>Análise de Curvas - <i>Ensaio 2</i> . . . . .</i>	<i>56</i>
<b>4.3</b>	<b>Resultado do ensaio 3 - Módulo Solar . . . . .</b>	<b>59</b>
<i>4.3.1</i>	<i>Análise de Curvas- <i>Módulo Limpo</i> . . . . .</i>	<i>59</i>

4.3.2	<i>Análise de Curvas - Módulo Sujo</i> . . . . .	61
4.3.3	<i>Análise Termográfica</i> . . . . .	64
5	<b>CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	<b>66</b>
5.1	<b>Trabalhos Futuros</b> . . . . .	<b>67</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>68</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Com a preocupação ambiental, associada a escassez dos recursos naturais e o avanço da tecnologia, as fontes renováveis passam a ganhar espaço mundial no cenário da matriz energética. A procura por obtenção de energia limpa e inesgotável impulsionou o crescimento das usinas solares.

No Brasil esse crescimento não foi diferente. Segundo o Atlas de eficiência energética 2020 (EPE, 2021), devido a posição geográfica do país, a energia fotovoltaica já possui um grande potencial de geração. Os altos níveis de insolação natural, as reservas de quartzo, no qual provem o silício, principal matéria prima utilizada nos módulos, a redução dos custos da fabricação dos módulos fotovoltaicos, atratividades das normas que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), contribuíram para a expansão exponencial do crescimento da energia solar.

Enquanto, no país a maioria das fontes de energia apresentaram quedas na geração em 2020, a energia solar fotovoltaica teve um crescimento de 61,1% referente ao ano anterior, e um aumento de potência instalada de 32,9%. Em julho de 2022, o país indicou 8,1% da sua matriz energética obtida pela energia solar, representando um salto de 405% no ano (ABSOLAR,2022). Esse crescimento não ocorreu de forma inesperada, uma vez que, é previsto que em 2050 a energia fotovoltaica represente 25% da matriz energética mundial (IRENA, 2019).

Com a expansão da potência de energia fotovoltaica instalada, a preocupação com a eficiência, manutenção e preservação da vida útil do sistema se faz ainda mais necessário. Vários fatores podem afetar a geração de energia, dentre eles podemos citar a temperatura, sombreamento, sujidade e falhas mecânicas. Desta forma, se faz necessário a manutenção e limpeza do sistema.

Na atualidade, o uso de manutenção preditiva é o mais utilizado para manter a eficiência dos equipamentos. No caso do sistema fotovoltaico, utiliza-se da termografia para inspeções visuais e monitoramento. Essa tecnologia obriga a proximidade entre o homem e os módulos, além de requerer um conhecimento para a análise e interpretação das imagens obtidas, gerando uma limitação física de acesso, principalmente, em um sistema com vários módulos.

Uma solução que se destaca nos dias atuais para minimizar o impacto do contato do operador com os módulos é a utilização de veículos aéreos não tripulados (VANTs), popularmente conhecido como *drones*, sobrevoando os módulos fotovoltaicos, a fim de capturar imagens térmicas para uma posterior análise (ANJOS, 2016; CSM-ENGENHARIA, 2013).

Na literatura é possível encontrar estudos de monitoramento com câmeras e/ou sensores infravermelho, correlacionando às curvas de potência dos módulos. Por exemplo, em (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2021) são apresentados diferentes tipos de metodologia de inspeção, as diversas anomalias que podem ser observadas ao empregar mapeamento térmico, além de citar vantagens e limitações de cada processo de manutenção.

Dentre os fatores ambientais, temos o impacto da irradiância e da temperatura com maior grau de influência, e a sujidade o terceiro fator com maior impacto na geração. A presença de sujidade nos módulos fotovoltaicos eleva a temperatura das células, gerando pontos quentes (em inglês, *hotspot*), e diminui a incidência de raios solares para o efeito fotovoltaico nos módulos. Essas características podem causar uma redução de até 26,3% no desempenho do sistema como um todo (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018).

Existem dois parâmetros que influenciam a característica da sujidade: a propriedade do pó e o ambiente. Segundo COSTA et al., nos anos de 2013 a 2018 pesquisas relacionadas a efeitos da sujidade nos módulos aumentaram em 200%. A grande maioria das pesquisas estão relacionadas a intensificação da sujidade e a determinação do tempo de limpeza do sistema (ARAUJO et al., 2020). Estudos de casos demonstram que a característica do ambiente que o módulo está inserido impacta mais que o tempo de exposição, que o desempenho do sistema é melhor em períodos chuvosos, e a geração melhora com a realização de limpeza dos módulos (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018).

Há algumas metodologias aplicadas para intensificar o acúmulo de partículas nos módulos fotovoltaicos. As principais são através de análises de potência (curva IxV), curto circuito e taxa de produtividade (REZENDE; ZILLES, 2018).

Este trabalho por sua vez, visa analisar o impacto da sujidade nos módulos fotovoltaicos, destacando de forma visual e quantitativa, a perda de geração causada pela sujidade. Esta análise é realizada por um estudo de caso que visa associar a utilização de um traçador de curvas e uso de termografia, para demonstrar o impacto na produção de energia através de análises de grandezas elétricas.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 *Objetivo geral***

O objetivo geral do trabalho é analisar o impacto da sujidade no desempenho de módulos fotovoltaicos.

### **1.1.2 *Objetivos específicos***

Pode-se citar como objetivos específicos deste trabalho:

- estudar na literatura o efeito da sujidade nos módulos fotovoltaicos;
- estudar na literatura estudos de termografia para detecção de sujidade e pontos quentes;
- analisar o impacto da sujidade em curvas obtidas por um traçador de curva I-V;

- fornecer um diagnóstico do efeito da sujidade no desempenho dos arranjos fotovoltaicos em uma usina de geração distribuída em um campus do IFMG;

## **1.2 Organização do Texto**

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No Capítulo 1 é apresentada uma introdução sobre a energia fotovoltaica no Brasil, a preocupação com a manutenção e monitoramento das usinas e o impacto da sujidade no sistema. No Capítulo 2 é realizada a revisão bibliográfica sobre a energia solar fotovoltaica, a degradação dos módulos solares, o efeito da sujidade, a curva I-V e termografia. No Capítulo 3 são apresentados os equipamentos e a metodologia empregada para análise de curvas e das imagens termográficas nos ensaios realizados. No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos com as análises das Curvas nos ensaios. Por fim, no Capítulo 5 é apresentada a conclusão do trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Energia Solar

Atualmente, devido aos impactos das mudanças climáticas, como, por exemplo, o aumento da temperatura, nota-se uma preocupação cada vez maior em manter o ambiente limpo e sustentável. Uma das maneiras de diminuir essa poluição é por meio da utilização de fontes de energias renováveis, que possuem duração relativamente infinita, limpa e não agridem o meio ambiente, como a energia proveniente do sol, denominada energia Solar.

Nesse contexto de geração de energia, a conversão de energia elétrica pode ser dividida entre passiva e ativa. A primeira utiliza métodos e estratégias construtivas para aproveitamento da luz solar, também conhecida como Arquitetura Bioclimática. Essa técnica utiliza a maior incidência de iluminação natural, através de orientação de fachadas e ventos nas edificações, de forma a reduzir os gastos com a energia elétrica.

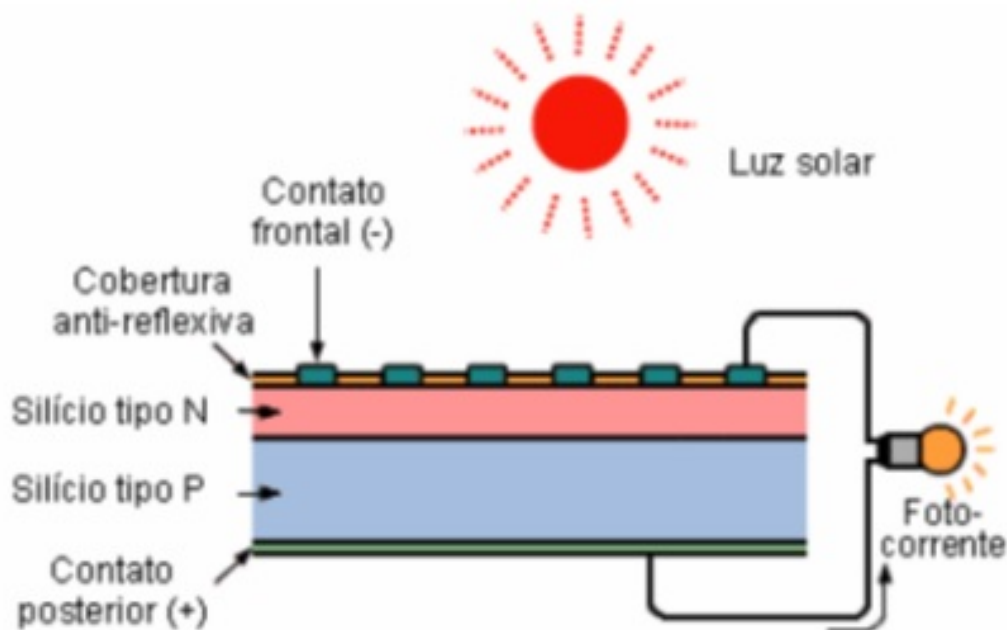
O segundo tipo de conversão, a ativa, implica na transformação dos raios solares em outra forma de energia, térmica ou elétrica. A conversão para energia elétrica é realizada a partir de células fotovoltaicas. Em sua grande maioria, são constituídas à base de silício, que é um elemento capaz de absorver as partículas de fótons existentes nos raios solares e transformá-las em corrente contínua.

Verifica-se, que o Brasil se destaca por ser uma região de características favoráveis para este tipo de conversão, uma vez que há altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade que são utilizados na produção do silício de alta pureza, células e módulos solares (EPE, 2012).

Com relação a constituição, uma célula fotovoltaica é composta por uma camada semicondutora fina com carga negativa, tipo-N, e outra camada com maior espessura com carga positiva, tipo-P, como ilustrado na Figura 1. Quando unidas, os elétrons livres da camada tipo N ocupam os espaços vazios da camada P, de forma a gerar um campo elétrico na região P-N. Quando há a incidência de luz solar na célula, os fótons chocam-se com outros elétrons lhe fornecendo energia. Assim, o campo elétrico criado orienta os elétrons da camada P para a camada N, gerando uma corrente elétrica. Enquanto houver uma ligação por um fio condutor entre as camadas, haverá fluxo de elétrons, e quanto maior a intensidade da luz incidente, maior será a intensidade da corrente (NASCIMENTO, 2004).

A maioria das células produzidas, cerca de 90%, são fabricadas de material de silício monocristalino ou policristalino, a diferença em sua fabricação acaba por diferenciar a eficiência alcançada pelo material (ARAÚJO et al., 2018). Nos últimos anos, essa taxa tem se elevado conforme a potência fornecida pelo mercado, onde anteriormente era de 250 W, hoje é encontrado módulo com potência superior a 500W, apresentando taxas de eficiência entre 15% a 20% (PRANGE, 2021).

Figura 1 – Estrutura Simplificada de uma célula fotovoltaica.



Fonte: ASSUNÇÃO, 2014.

O silício monocristalino (m-Si) é composto a partir de barras cilíndricas de silício cristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas finas (0,4 -0,5 mm de espessura) (NASCIMENTO, 2004). Por utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita, é necessária uma grande quantidade de energia na sua fabricação (DIAS et al., 2005).

Por sua vez as células de silício policristalino (p-Si) são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Nesse processo, os átomos não se organizam em um único cristal, mas formam uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre si (NASCIMENTO, 2004).

Outra tecnologia de células é encontrada em forma de filmes finos, o Telureto de Cádmio (CdTe). Este tipo de módulo entrou para competir no mercado fotovoltaico, devido ao seu custo de produção atrativamente baixo para comercialização em grande escala (FALCÃO, 2005). Porém, um dos problemas encontrados é a disponibilidade limitada de Telureto, que acaba por retardar o uso comercial deste tipo de célula (BAŞOL; MCCANDLESS, 2014).

Dentre as três tecnologias empregadas na fabricação dos módulos solares, ilustrada na Figura 2, o silício policristalino representa um percentual de 54% do tipo de célula fabricada

pelo mercado, o silício monocristalino 30%, e o Telureto de Cádmio apenas 6% (OGBOMO et al., 2017).

Figura 2 – Tipos de Módulos Solares: a) m-Si; b) p-Si c) CdTe.



Fonte: Editado de SOLARIS 2020 e FIRTS 2023.

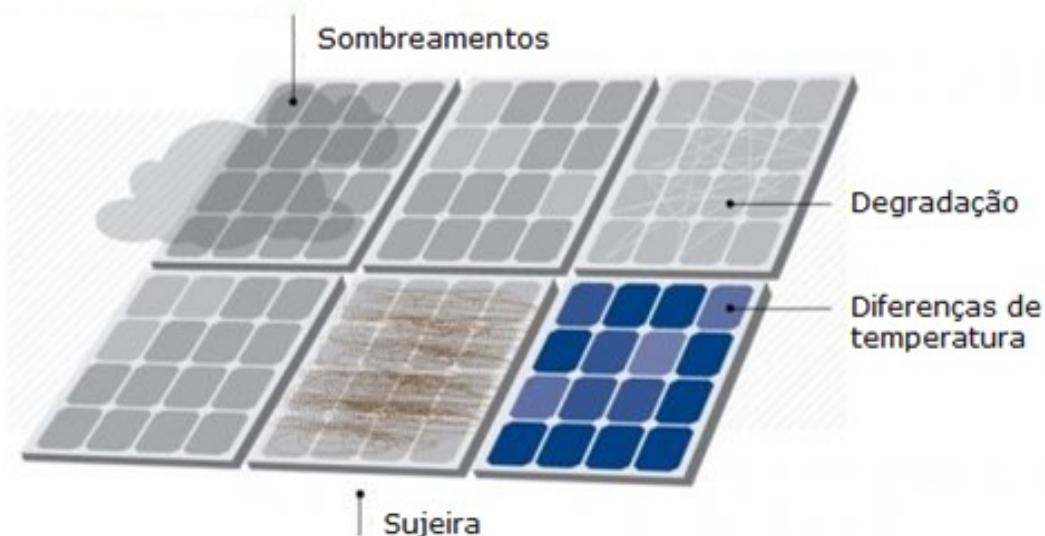
## 2.2 Degradação dos Módulos Fotovoltaicos

Degradação é definida como um dano gradual dos componentes do módulo, na qual sua capacidade de operação é afetada devido as condições de trabalho. É um fator importante para a área técnica e financeira de um projeto, uma vez que a deterioração dos módulos afetam diretamente a potência de saída, e consequentemente sua eficiência. Além de aumentar gastos com trocas e manutenção, o prazo de retorno do investimento aumenta. Como é evidenciado em (ASSUNÇÃO, 2014), a degradação pode variar de 0,5% a 1% ao ano dependendo de sua localização.

Uma vez que os módulos se encontram em céu aberto, o desempenho dos mesmos está relacionado às condições ambientais e climáticas. São elas: irradiância solar, temperatura, umidade, penetração da água e intensidade de raios ultravioleta (UV). Esses fatores intempéris provocam reações químicas e físicas que causam lesões as células, ao modulo ou a instalação em geral. A Figura 3 apresenta alguns exemplos de degradações nos módulos, como sombreamentos, sujeiras, trincas.

Existem vários tipos de degradação estudados na literatura, porém as mais preocupantes são: a degradação de materiais de laminação, perda de adesão, degradação de interconexão entre células, corrosão e a degradação da célula solar. Como observado na Figura 4, a maioria delas são causadas pela temperatura, umidade e irradiação solar, sendo esses fatores climáticos e externos não controláveis.

Figura 3 – Exemplos de degradação nos módulos fotovoltaicos.



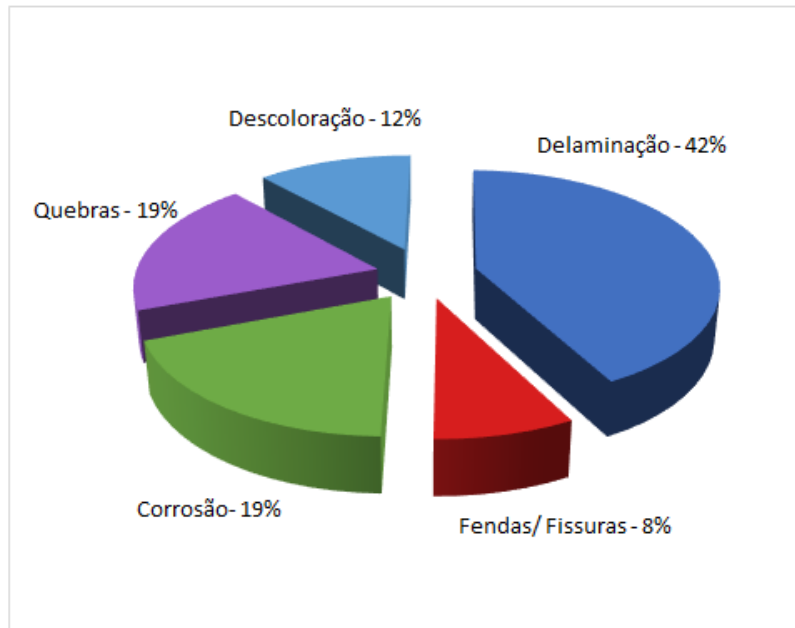
Fonte: CSOLAR, 2017.

Dentre os fatores que podem ocasionar danos ao sistema fotovoltaico, e que geram maior preocupação é a temperatura, pois a mesma é responsável pela maioria das reações químicas, degradação do encapsulante (descoloração), delaminação, falha nas interconexões, e principalmente o surgimento de pontos quentes.

Os pontos quentes (em inglês, *hot spot*), são sempre uma grande preocupação para o sistema fotovoltaico. São por definição um aquecimento localizado, na célula ou no módulo, com valores de temperaturas muito superior à das regiões vizinhas. Para proteção do sistema, são inserido diodos *bypass* na caixa de conexão para evitar formação de pontos quentes e aumento de temperatura. Seu funcionamento se dá quando ocorre a existência de uma corrente superior a suportada pelas células dos módulos. Desta forma, o diodo que se encontra em paralelo aquele sub-módulo com células aquecidas é acionado, conduzindo a corrente existente. Este processo é apresentado na Figura 5. Por sua vez, o diodo de bloqueio tem por finalidade limitar a tensão reversa gerada em associações de arranjos em paralelos. Os pontos quentes podem ocorrer devido a falhas nas células e interconexões, sombreamento parcial e variação da fotocorrente de célula para célula, e até mesmo presença de sujeiras como dejetos de pássaros (RAMOS; ALCASO; CARDOSO, 2017).

O principal problema da degradação dos módulos fotovoltaicos é que apesar de serem identificadas, o estudo da mesma é de grande complexidade. Isso ocorre devido a necessidade de um longo prazo para que a degradação se manifeste de forma visível, quando já se há uma relevante perda de potência. Devido a isso, o seu monitoramento é de suma importância econô-

Figura 4 – Tipos de degradações nos módulos fotovoltaicos.



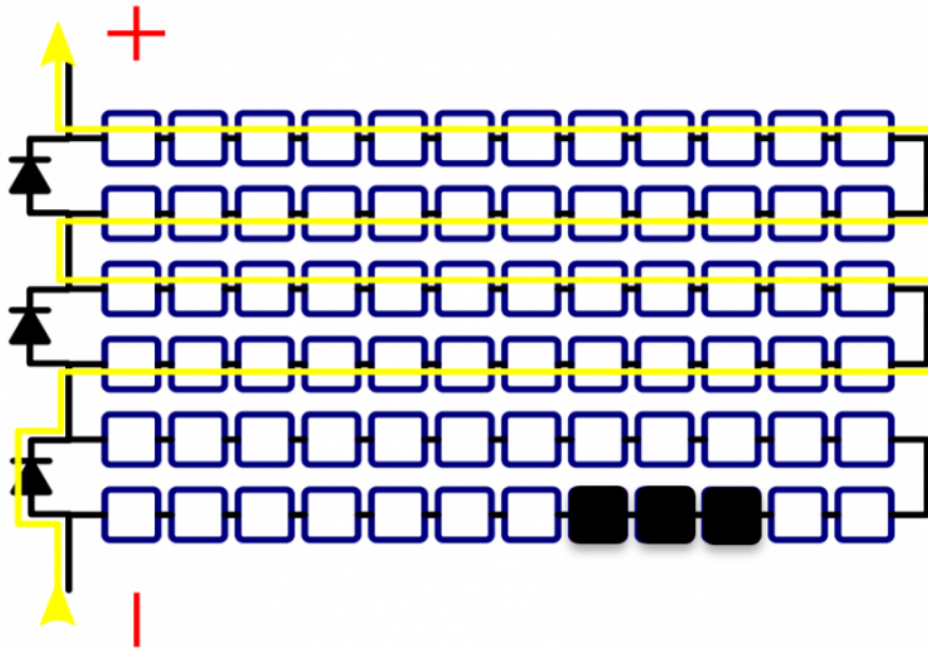
Fonte: ASSUNÇÃO, 2014.

mica, uma vez que ao operar em condições garantidas pelo fabricante, evita-se custos futuros em trocas ou manutenções, garantindo o retorno previsto do investimento em prazo.

Na atualidade, a forma de monitoramento mais utilizada para a degradação é a termografia. Porém, as câmeras termográficas são um recurso custoso, caracterizado como manutenção preditiva, e requer mão de obra qualificada para manuseá-la. Essa tecnologia obriga a proximidade entre homem e módulos, o que por vezes dificulta a inspeção. Uma solução encontrada para isso é a utilização de veículo aéreo não tripulado (VANT), popularmente conhecido como *drones*, sobrevoando os módulos fotovoltaicos, a fim de capturar imagens térmicas para análise (ANJOS, 2016; CSM-ENGENHARIA, 2013).

Para diminuir os custos de monitoramento e torná-la remota, estudos na literatura integram a utilização de sensores para substituir essa tecnologia de alto valor. O primeiro método recorrente foi com sensores resistivos, como PT100 ou um termopar. Utilizado com o objetivo de monitorar a variação de temperatura em um determinado intervalo de tempo, para análise de rendimentos dos módulos fotovoltaicos. Apesar de ser uma implementação a baixo custo, sua eficiência não é satisfatória. Uma vez que os módulos estão localizados em céu aberto, as variações de velocidade e direção do vento cria gradientes térmicos, que torna a temperatura inconstante, e conseqüentemente gera erros consideráveis nas leituras de medições (SANTOLIN et al., 2016).

Como os sensores termopares podem causar sombreamento nos módulos, que já visto nessa seção gera degradações, a substituição por dispositivos menores foi estudado em (CORTE, 2017). Por exemplo, a utilização de um sensor óptico com tecnologia *Fiber Bragg Grating*

Figura 5 – Atuação de um diodo *bypass*.

Fonte: SOLAR, 2020.

(FBG), que possui a capacidade de multiplexações, permite detectar pontos quentes através do mapeamento termográfico, sem sombrear o equipamento de conversão de energia solar. O fato dos FBGs possuírem alta sensibilidade, exatidão e linearidade de resposta, agregado a flexibilidade do comprimento de onda. Sendo que em (SANTOLIN et al., 2016) é indicada a potencialização da aplicação do FBG para detecção de variações térmicas ocasionadas por fatores ambientais ou aquecimento nas células.

### 2.3 Sujidade dos módulos

A sujidade dos módulos torna-se muito relevante para análises de degradação dos equipamentos, sendo a terceira variável ambiental que mais influência na geração de energia fotovoltaica após a irradiância e temperatura (HICKEL et al., 2016). Observa-se que uma elevada taxa de sujidade reduz a eficiência do sistema de geração, além de comprometer a vida útil dos módulos devido ao aquecimento anormal das células (QUINELATO et al., ).

Em (MICHELI; DECEGLIE; MULLER, 2018), sujidade é definida como acúmulo de poeira, poluentes, dejetos de pássaros ou de outros tipos de contaminantes nas superfícies dos módulos fotovoltaicos, que evitam a incidência direta da irradiação solar, ocasionando perda de produtividade na geração de energia.

Existem dois parâmetros que influenciam a característica da sujidade, a propriedade do pó e o ambiente. A propriedade consiste no tamanho, peso, componente e forma do pó, já o ambiente está relacionado às características do módulo que afetam a sujidade. Como exemplos,

pode-se citar a composição, orientação e ângulo de inclinação dos módulos, a temperatura ambiente, a umidade, a velocidade e orientação do vento, entre outros (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018; ARAUJO et al., 2020).

O impacto de perda de desempenho pode variar de 1 a 25%, dependendo da região que está concentrada a usina fotovoltaica, tendo maior impacto em grandes centros urbanos e lugares secos. Sendo que, o impacto em grandes centros urbanos ocorre devido ao grande índice de partículas no ar proveniente do grande tráfego de veículos, das grandes indústrias, e até mesmo dejetos de pássaros e folhagens. Nessas áreas, a taxa média anual chega a 6% de queda na geração de energia, como apresentado em (REZENDE; ZILLES, 2018). Por exemplo, em uma cidade com a existência de forte poder de mineração, a perda na geração pode chegar a quase 60% (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2021).

Por sua vez, o impacto da sujeidade em usinas localizadas em lugares secos está relacionado às características climáticas da região e os principais fatores que afetam a sujeidade. Uma área com grande período de estiagem facilita o acúmulo de sujidades nos módulos fotovoltaicos, de forma a diminuir a incidência de radiação, e aumentar a temperatura do módulo, gerando pontos quentes. Dependendo da variação do fluxo de ar, da umidade e da inclinação da instalação dos módulos, esse impacto pode variar ainda mais. Pois, quanto mais lenta as correntes de ar, e menor a inclinação de instalação, menor será a área com incidência solar, facilitando o acúmulo de partículas nos módulos, principalmente nas regiões das bordas onde possuem uma estrutura metálica encontrada nos principais módulos comercializados. A inclinação recomendada para que não haja impacto na geração de energia elétrica é a partir de 10° (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018). Em (ARAUJO et al., 2020), a taxa de produção real de energia de uma usina em estudo reduziu aproximadamente 17% em quatro meses de acúmulo de sujeira, e demonstrou uma diferença de irradiação de 5% ao mês entre instalações horizontais e inclinadas, comprovando tais relações.

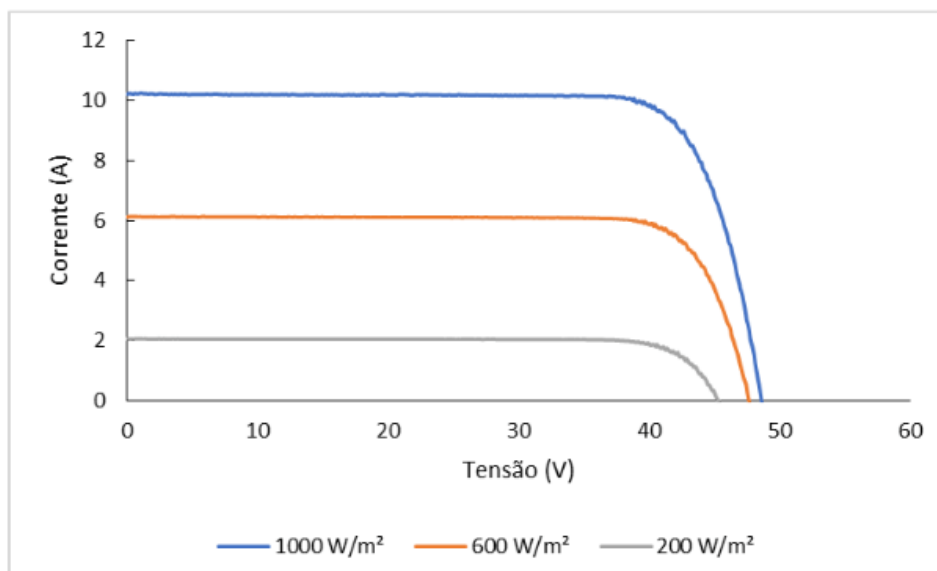
Tendo em vista que 20% das perdas são ocasionadas por acúmulo de sujeidade, a mesma é caracterizada pelo acúmulo de partículas, sendo necessária a manutenção dos sistemas e a limpeza dos módulos. Nota-se também que devido ao fato de ser uma característica solucionável e de grande impacto na geração e na vida útil do sistema, as publicações acadêmicas relacionadas ao tema cresceram 200% entre os anos de 2013 a 2018, conforme indicado em (COSTA et al., 2018).

Grande parte dos estudos encontrados na literatura está relacionada à intensificação do impacto da sujeidade. A mesma possui três métricas principais para dada avaliação. Uma delas é obtida através da avaliação da potência máxima entregue pelo sistema e corrente de curto circuito. Ao obter e comparar dados de corrente (I) e tensão (V) através do gráfico de corrente por tensão ( $I \times V$ ), é possível comparar a potência que deveria ser entregue, com a que o sistema realmente entrega. Para garantir essa métrica, faz-se necessário a limpeza dos módulos, e a identificação da existência de alguma falha ou danos no módulo, para que apenas a sujeidade seja o fator existente.

As curvas mencionadas anteriormente podem ser obtidas por um equipamento denominado traçador de curva IV, que tem por finalidade mensurar os principais parâmetros elétricos de um módulo ou de uma string fotovoltaica. O traçador atua na correção de valores da corrente e tensão obtidos de forma experimental, a partir dos valores de irradiância e temperatura registrados no momento do ensaio. Devido a esta característica, o equipamento é utilizado no comissionamento dos sistemas fotovoltaicos, com finalidade de revelar falhas de instalação e defeitos nos módulos fotovoltaicos (SAKÔ, 2020).

A segunda métrica utilizada para identificar a sujidade é um método mais ágil devido a facilidade de aquisição de dados. A corrente foto-gerada ( $I_{fg}$ ) é diretamente proporcional a irradiância solar, uma vez que a relação entre a corrente e tensão se dá de forma exponencial, a variação da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) com a irradiância ocorre de forma inversa, a logarítmica. Contudo, dada a mesma temperatura, o aumento da irradiância conseqüentemente aumenta a corrente de curto circuito conforme mostra a Figura 6 (3S, 2021). Logo, quanto mais sujo o módulo estiver, menor será a área que recebe irradiação solar, e conseqüentemente, o índice medido, sendo possível visualizar essa queda nos dados e gráficos adquiridos. Essa métrica só é utilizada para uma acumulação uniforme da sujidade, não ocasionando descasamentos elétricos entre células do modulo avaliado.

Figura 6 – Influência da Irradiância na Curva IxV



Fonte: 3S, 2021.

A terceira métrica é baseada na taxa de desempenho do sistema em relação a produtividade de energia, por ser um método com menor índice de erros, é a mais utilizada. Nesse método, é utilizada uma fonte de dados para compilar as taxas de produtividade real e comparado a uma taxa global denominada (PR). Esta taxa varia de 0 a 1, sendo 1 o valor máximo e de total eficiência da planta fotovoltaica. Em situações reais, essa taxa se encontra na faixa de 0,6 a 0,8. A

irradiação é uma forte variável na equação utilizada para o cálculo de PR, o que explica a sua utilização para avaliação de sujidade nos módulos (ARAUJO et al., 2020).

Em todos os casos pode ser utilizado a limpeza dos módulos para fortalecer as comparações de um sistema ideal, e um sistema analisado. Essa metodologia pode avaliar a sujidade dos módulos, quantificar o impacto da sujidade na geração de energia, e até mesmo identificar a relação da limpeza dos módulos com a eficiência do sistema, que determina a periodicidade necessária para uma menor interferência no sistema.

Em (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018), utilizou-se a limpeza manual dos módulos com água, rodo e pano, em intervalos diferentes de tempos. Analisou-se que a limpeza do sistema em intervalos menores de 15 dias, não impactam na geração, que a chuva substitui a limpeza manual, e quanto maior o ângulo de inclinação de instalação, mais autolimpante é o sistema. Ressalva que a inclinação dos módulos é calculada no dimensionamento do sistema, correlacionando o ângulo da região de origem com a incidência de raios solares. Desta forma, a inclinação precisa respeitar os limites da região para uma melhor conversão de energia. Já (ARAUJO et al., 2020), além de analisar o impacto da sujidade na geração, o autor relaciona as métricas obtidas por um *datalogger* a parâmetros ambientais. Sendo que o ambiente causa maior impacto na produção de energia que o tempo de exposição a diferentes tipos de sujidade. O desempenho de um sistema fotovoltaico é maior em períodos e regiões chuvosas, mesmo que a taxa de irradiação seja maior em períodos não chuvosos. Ou seja, a usina com um PR médio de 0,75, opera com rendimento quase total, com PR aproximando de 1, em períodos chuvosos, e decai 12% a 3% para duas semanas de estiagem, recomendando a limpeza no intervalo de 10 a 15 dias. Por sua vez (REZENDE; ZILLES, 2018) complementa o estudo do impacto da sujidade na produtividade das usinas, com a análise de degradação dos módulos, no qual o autor separa uma série fotovoltaica para limpar em diferentes intervalos de tempo, de forma a deixar o outro sistema acumular partículas naturais por sete meses, apresentando uma perda constante de 10,5% de produtividade. Neste mesmo intervalo de tempo, (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2021) estimou 14,5% de perda de geração em uma usina sem sistema de limpeza, e um pouco mais de 56% em uma usina localizada em região de mineração no qual nunca passou por sistema de limpeza em um ano de operação.

Visto que a sujidade impacta de forma significativa nas usinas fotovoltaicas, e que a solução provem da limpeza da mesma, o segundo desafio encontrado é identificar o acúmulo de sujeiras nos módulos, dado que a maioria das usinas se encontram instalados em telhados de difícil acesso, ou plantas isoladas. Para resolver este problema utiliza-se o monitoramento da planta. Através de dados analisados em períodos pré determinados, é possível notar algum tipo de desvio na produtividade esperada. Técnicas de termografia vêm sendo utilizadas para otimizar a visualização e a manutenção do sistema.

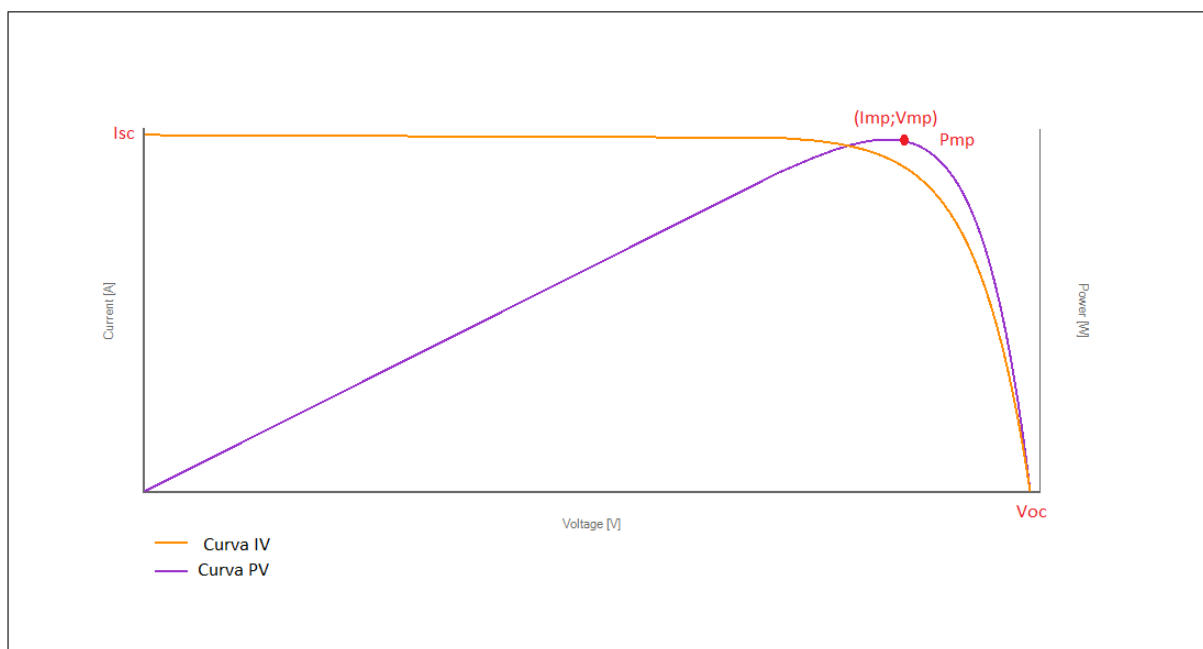
## 2.4 Curva I-V

Como mencionado na sessão anterior, a curva característica de corrente *versus* tensão (I-V), é uma das métricas utilizadas para avaliar o impacto de sujidade em um módulo fotovoltaico. A mesma descreve o comportamento de uma corrente em função de uma dada tensão aplicada a uma célula fotovoltaica. A partir da curva é possível obter vários parâmetros do módulo fotovoltaico, sendo uma delas a potência total do módulo. Ao analisar a potência de saída de um sistema, pode-se afirmar se houve ou não queda de geração de energia, considerando os parâmetros nominais.

Segundo (GASPARIN, 2009), a curva I-V possui três pontos principais, tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e ponto de máxima potência.

A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), é a tensão na qual a corrente do módulo é igual a zero. Quando a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico percorre na junção PN, ocorre uma determinada queda de tensão. Já a corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ) é a corrente obtida com terminais em curto, e tensão igual a zero. Por sua vez, o ponto de potência máxima ( $P_m$ ) refere-se ao ponto máximo do produto da corrente versus a tensão, onde ( $I_{mp}$ ) e ( $V_{mp}$ ) são, a corrente e a tensão que o módulo apresenta quando opera na potência máxima. A Figura 7 apresenta os pontos e a curva característica.

Figura 7 – Curva Característica IV-PV



Fonte: Autor, 2023.

Outros dois parâmetros importantes são o fator de forma ( $FF$ ) e a Eficiência ( $\eta$ ). O  $FF$  é dado pela razão entre a potência máxima da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto, apresentado na Equação 2.1. Já a eficiência corresponde à razão entre

a potência entregue pelo sistema e a potência da radiação solar incidente, definindo a efetividade do processo de conversão da energia solar em elétrica. A mesma é expressa pela Equação 2.2, tendo como parâmetros a área da célula ( $A$ ) e a Irradiância solar ( $G$ ).

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} \quad (2.1)$$

$$N = \frac{I_{SC} \cdot V_{oc}}{A \cdot G} (\times 100\%) \quad (2.2)$$

A norma ABNT 16274 que aborda sobre sistema fotovoltaicos conectados a rede e os requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho, traz em anexo as interpretações das formas de curvas IV, apontando os principais desvios que podem ocorrer individualmente ou de forma simultânea na curva característica. A Figura 8 demonstra essas deformações.

A primeira anomalia na curva é dada pela variação de corrente, representada pela redução na  $I_{SC}$ , onde há uma diferença entre a corrente esperada e a corrente obtida. Isto ocorre por diversas situações, sendo uma delas a sujeira, obstrução e degradação dos módulos fotovoltaicos.

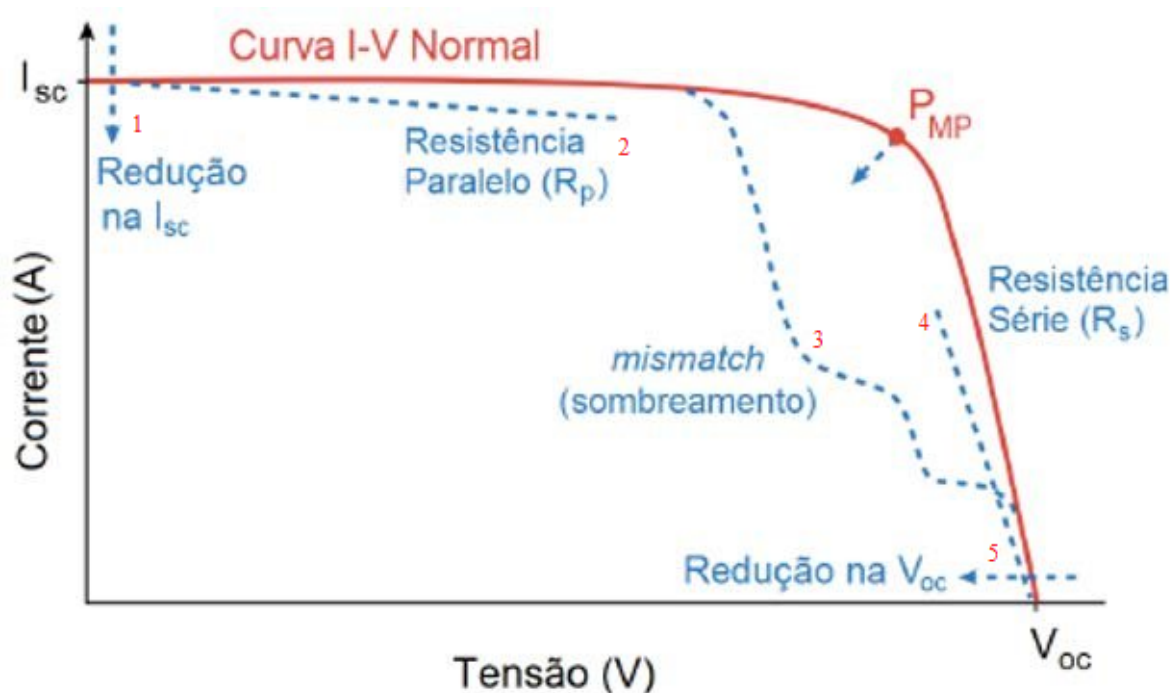
O segundo ponto é a variação da inclinação da parte superior da curva IV, representado na figura como Resistência Paralelo, justamente pelo fato de ser causado pela corrente *shunt* que percorre a célula fotovoltaica quando a mesma encontra-se com defeito ou com problemas de interconexões. No sombreamento ou sujidade das células em menor grau, pode ocorrer este efeito.

A terceira anomalia é a formação de degraus na curva, *mismatch*. Este é o principal fator que representa a sujidade dos módulos, uma vez que este degrau é formado pela atuação do diodo *bypass*, em que a corrente da célula parcialmente sombreada é desviada para continuação do circuito. Quanto maior o número de diodos presentes no módulo, menor será a queda de tensão provocada por diodo existente, e conseqüentemente, menor a formação do degrau.

A quarta variação é a resistência série, gerando um declive menos acentuado na parte final da curva. A mesma está relacionada a resistência série do circuito, e esta aumenta devido a falhas de dimensionamento, interconexões e aumento de carga.

A quinta e última anomalia é a variação de  $V_{oc}$ , gerando redução da mesma. Neste caso também pode associar a um sombreamento significativo, onde o diodo *bypass* passa a estar em condução ou curto. Outro fator interessante é a diferença da temperatura utilizada, uma vez que a temperatura da célula afeta a tensão do módulo fotovoltaico (ABNT, 2014).

Figura 8 – Deformações na Curva IV



Fonte: Adaptado de FRANÇA; CAVALCANTI, 2018.

## 2.5 Termografia

A termografia é definida na literatura como uma técnica que realiza o mapeamento térmico de uma determinada superfície. A mesma possibilita a medição de temperatura e a formação de imagens térmicas, utilizando a radiação infravermelha que é emitida pelo calor do próprio corpo analisado. Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (NBR 15424), a termografia tem como principal vantagem a não interferência na operação, ou na vida útil do material, sendo este um ensaio não destrutivo (NDTE) (FERREIRA, 2018; ABNT, 2016).

Uma vez que a temperatura de um módulo fotovoltaico está relacionada com sua capacidade de operação, o monitoramento térmico se faz necessário, sendo conseqüentemente a termografia empregada como um recurso. Este recurso pode ser aplicado nos módulos solares como uma análise qualitativa ou quantitativa. A primeira determina falhas de forma parcial, identificando pontos quentes, sujeira, defeitos em células, entre outros. Já a qualitativa determina o valor da temperatura, considerando os possíveis agentes externos e as suas respectivas conseqüências para o sistema, e suas ações necessárias (ÁLVAREZ-TEY; JIMÉNEZ-CASTAÑEDA; CARPIO, 2017).

Qualquer limitação de irradiância no módulo fotovoltaico gera perda de conversão de energia para um sistema. Uma vez que a deposição de sujeira, ou até mesmo sombreamento diminui a incidência da irradiação no módulo, de forma a diminuir o rendimento do sistema, o impacto da sujeira vêm sendo fatores de estudos (HICKEL et al., 2016). A frequência de inspeções termográficas determina ações corretivas como limpeza do sistema, e planos de manutenções

sem necessidade de interrupção da planta, tudo isto de forma rápida, eficaz e economicamente viável (HERNÁNDEZ-CALLEJO; GALLARDO-SAAVEDRA; ALONSO-GÓMEZ, 2019).

Para realizar a inspeção de forma eficaz, é necessário um técnico capacitado para capturar e analisar as imagens de forma categórica. Além disto, metodologias de ensaio são discutidas para padronizar a melhor forma de detectar interferências nos módulos fotovoltaicos devidos aos parâmetros das câmeras termográficas. O principal parâmetro é a emissividade, que quando mal determinada pode afetar os resultados e as análises.

Emissividade é a característica de um objeto em emitir radiação quando comparado com o corpo negro para a mesma temperatura e comprimento de onda. O tipo e a condição da superfície do corpo analisado influencia a emissividade. Dado que a câmera termográfica utiliza a radiação para obter a temperatura, ela se torna dependente deste parâmetro (KERSUL, 2014). Segundo (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2021), para análises das superfícies frontais dos módulos, o valor de emissividade é de 0,78, para o ângulo de  $65^\circ$ . Já no caso da superfície posterior, o valor se altera para 0,93 devido ao tipo de material que seria de fabricação de filme fluoreto de polivinil. Recomenda-se também que durante o ensaio a irradiância seja superior a  $600\text{W/m}$ , e o céu esteja sem nuvens para não causar sombreamentos.

A Figura 10 mostra as três formas de inspeções termográfica. A inspeção frontal é caracterizada pela facilidade de obtenção de imagens, sendo esta recomendada para análise individual. Possui como limitação a variação da emissividade aparente do vidro devido ao seu efeito de reflexão. Já com a inspeção lateral é possível um mapeamento de toda a estrutura da usina, e uma fácil identificação de anomalias térmicas. Porém este tipo de análise está sujeito a um grande efeito de reflexão devido ao ângulo muito raso de observação. Por sua vez, a inspeção posterior é caracterizada pela desconsideração da reflexão devido ao tipo de material, polimérico. Neste caso, há uma grande limitação de campo de visão devido a própria estrutura da usina. Se esta for conectada a telhados por exemplo, esta opção de análise não é factível (FERREIRA, 2018).

Figura 9 – Diagrama de um termovisor.

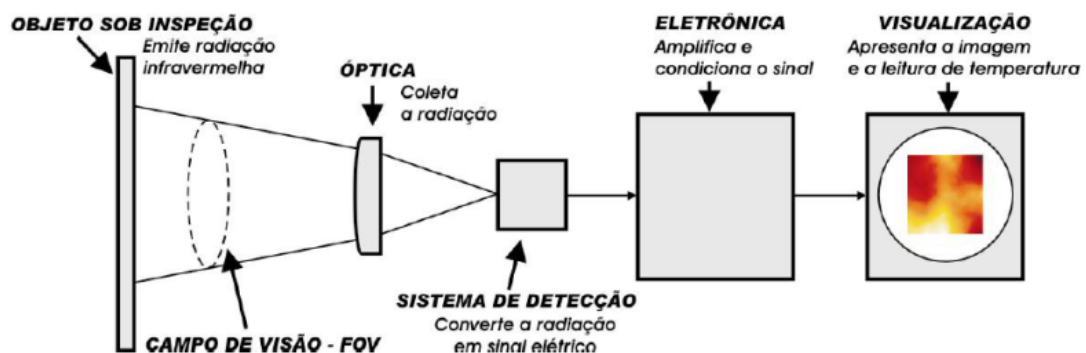
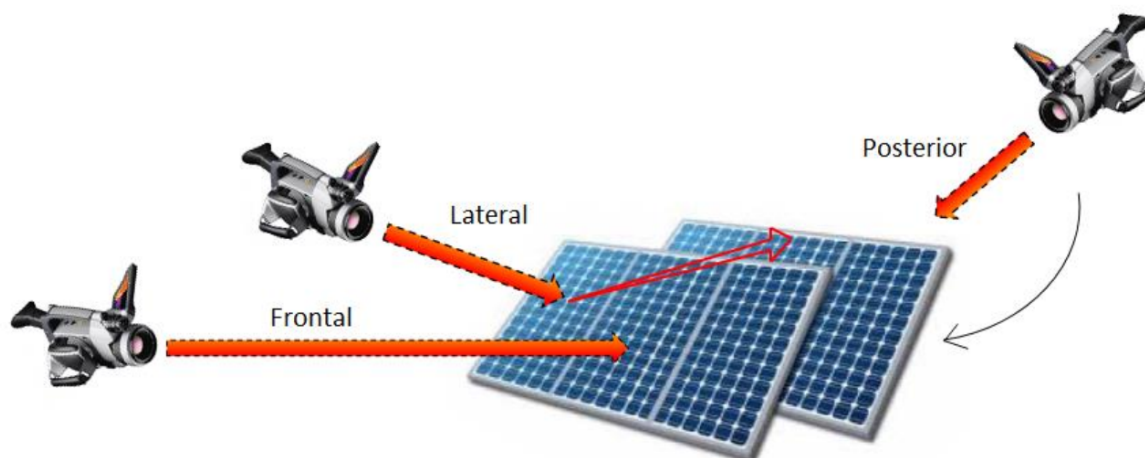


Figura 10 – Tipos de inspeções.



Fonte: FERREIRA, 2018.

### 3 METODOLOGIA

Para conseguir a analisar o impacto da sujidade em módulos fotovoltaicos, a metodologia deste trabalho foi dividida em duas etapas: (i) Análise da Curva I-V e (ii) Análise Termográfica.

#### 3.1 Análise da Curva I-V

A Análise da Curva I-V foi realizada a partir de um traçador de curva I-V. O traçador é um equipamento que realiza medidas dos principais parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico, muito utilizado no comissionamento de usinas fotovoltaicas e realização de ensaios de desempenho do sistema e dos módulos.

O traçador tem como princípio de funcionamento a realização das leituras de tensão e corrente no sistema e informa ao usuário os valores de corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto e máxima potência do sistema analisado. O equipamento efetua a medição da curva I-V no módulo em pleno estado de funcionamento, assim como a medição de irradiação e temperatura do módulo. Dessa forma, o equipamento mensura os principais parâmetros elétricos em duas parametrizações diferentes OPC e STC. A OPC (*operation conditions*), informa as condições ambientes de operação do elemento sob medida, e a STC (*Standart test conditions*), é uma parametrização onde os parâmetros obtidos experimentalmente são corrigidos matematicamente e trazidos para valores de irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura operacional de  $25^\circ\text{C}$  (SAKÔ, 2020).

O dispositivo efetua o controle entre a potência nominal máxima, com margem de tolerância percentual do fabricante do módulo, e o valor medido. Segundo o manual (INSTRUMENTS, 2017), o resultado do controle de potência pode ser apresentado de quatro formas diferentes, conforme Figura 11, no qual o controle da potência pode satisfazer as prescrições esperadas pelo fabricante, considerando ou não a margem de tolerância sendo esta positiva ou negativa ( $\text{Tol}^+ / \text{Tol}^-$ ) e o erro de cadeia de medição ( $e^{\text{Strum}}$ ).

Para visualizar e analisar os resultados dos ensaios, foi utilizado o *software* TOPVIEW fornecido pelo próprio fabricante, onde é possível visualizar os gráficos e tabelas dos ensaios realizados.

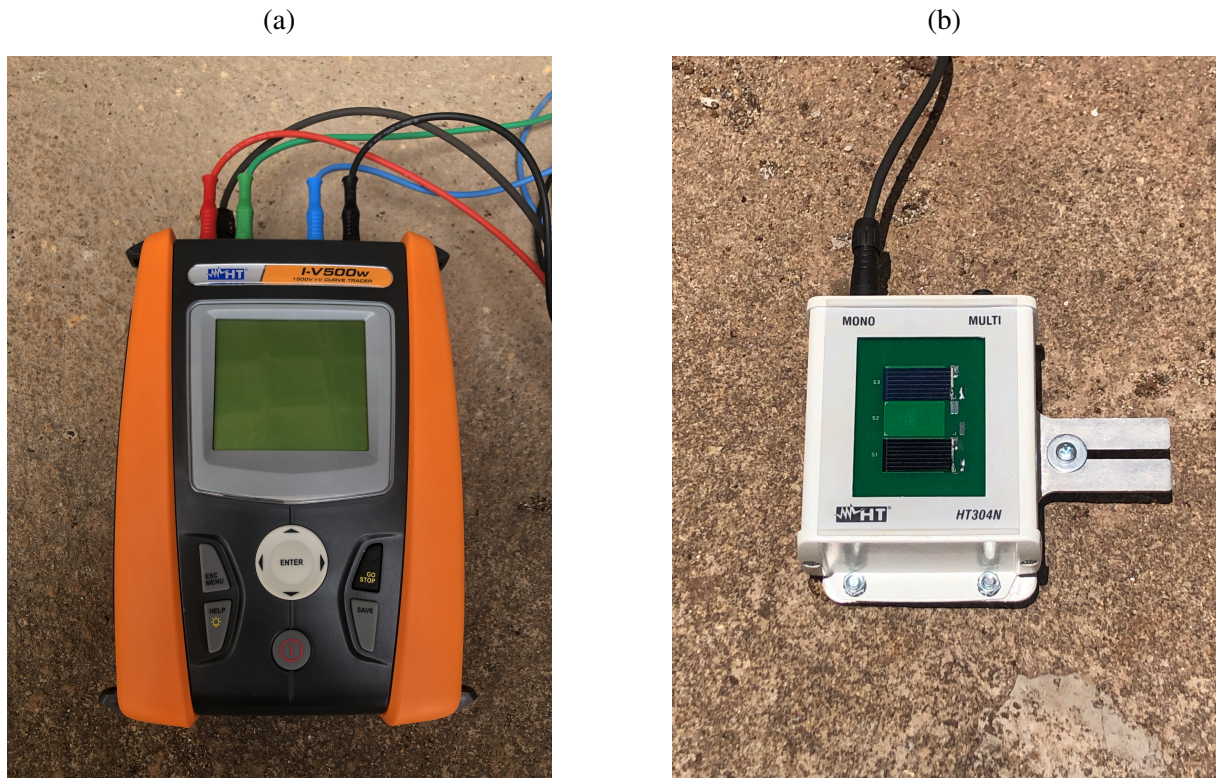
Figura 11 – Controle de Potência - Traçador

Tipo Resultado	Condição	Notas
OK	$- Tol^{(-)} + \varepsilon^{Strum} \leq \varepsilon^{Mis} \leq Tol^{(+)} - \varepsilon^{Strum}$	(1)
OK*	A relação anterior (1) não é verificada, mas é válida a seguinte: $- Tol^{(-)} \leq \varepsilon^{Mis} \leq Tol^{(+)}$	(2)
NÃO OK*	Não são verificadas as (1) e (2) mas é válida a seguinte: $- Tol^{(-)} - \varepsilon^{Strum} \leq \varepsilon^{Mis} \leq Tol^{(+)} + \varepsilon^{Strum}$	(3)
NÃO OK	Nenhuma das relações (1), (2) e (3) é verificada	(4)

Fonte: INSTRUMENTS, 2017

O equipamento utilizado para este experimento foi o modelo I-V 500 W da HT Instruments. O mesmo consta com um sensor de irradiância para instalar de forma coplana ao módulo em estudo. A Figura 12 apresenta as imagens do traçador e do sensor de irradiância utilizados.

Figura 12 – (a) Traçador de Curva I-V. (b) Sensor de Irradiância.



Fonte: Autor, 2023.

### 3.2 Análise Termográfica

Para realização da análise termográfica foi utilizado uma câmera termográfica portátil modelo FLIR Cx-Series - C3X. A câmera possui um gerador de imagem térmica com resolução

de 128 x 96 (12.288 pixels) e faixa de temperatura expandida de -20 a 300°C, sendo suficiente para detecção da variação de temperatura nos módulos fotovoltaicos.

Para realizar a captura das imagens, foi considerado o posicionamento e o valor de emissividade apresentado no Capítulo 2.

Figura 13 – Câmera Termográfica FLIR.



Fonte: Autor, 2023.

Foram realizados três tipos de análises diferentes. A primeira situação considera o impacto da sujidade em uma série fotovoltaica (*string*) localizada no solo e a limpeza natural da chuva. O segundo caso analisa o impacto da sujidade em uma *string* localizada a céu aberto em um telhado, antes e após limpeza manual do sistema. E o terceiro caso faz uma análise pontual do impacto que uma determinada área provida de sujeira pode causar em um módulo solar.

### 3.3 Descrição do ensaio 1 - *Tracker*

Neste ensaio foi realizada a análise do impacto da sujidade nos PV de uma das *strings* de um *tracker* solar, localizada no solo do IFMG Campus Ibirité. Como pode ser visto, respectivamente, nas Figuras 14 e 15, a usina é localizada próximo a via de acesso, em um solo caracterizado com gramado e terra, e conseqüentemente os módulos analisados se encontravam cobertos de poeiras e com alguns dejetos de pássaro.

Figura 14 – Localização do *Tracker Solar*, utilizado nos ensaios.

Fonte: IFMG, 2021

Figura 15 – Traker Solar Analisado.



Fonte: Autor, 2023.

Dessa forma, pode-se considerar o sistema utilizado como distribuído, conforme Tabela 1, caracterizado por 2 arranjos fotovoltaicos, sendo o primeiro com 60 módulos modelo CS6U-325p, com potência de STC de 325 W, subdivididos em 3 *strings* com 20 módulos cada. O segundo arranjo consta com 36 módulos modelo JAM72D30 535 MB, com potência STC de 535 W, também subdivididos em 3 *strings* com 12 módulos cada. Para análise foi escolhido uma *string* do arranjo 1.

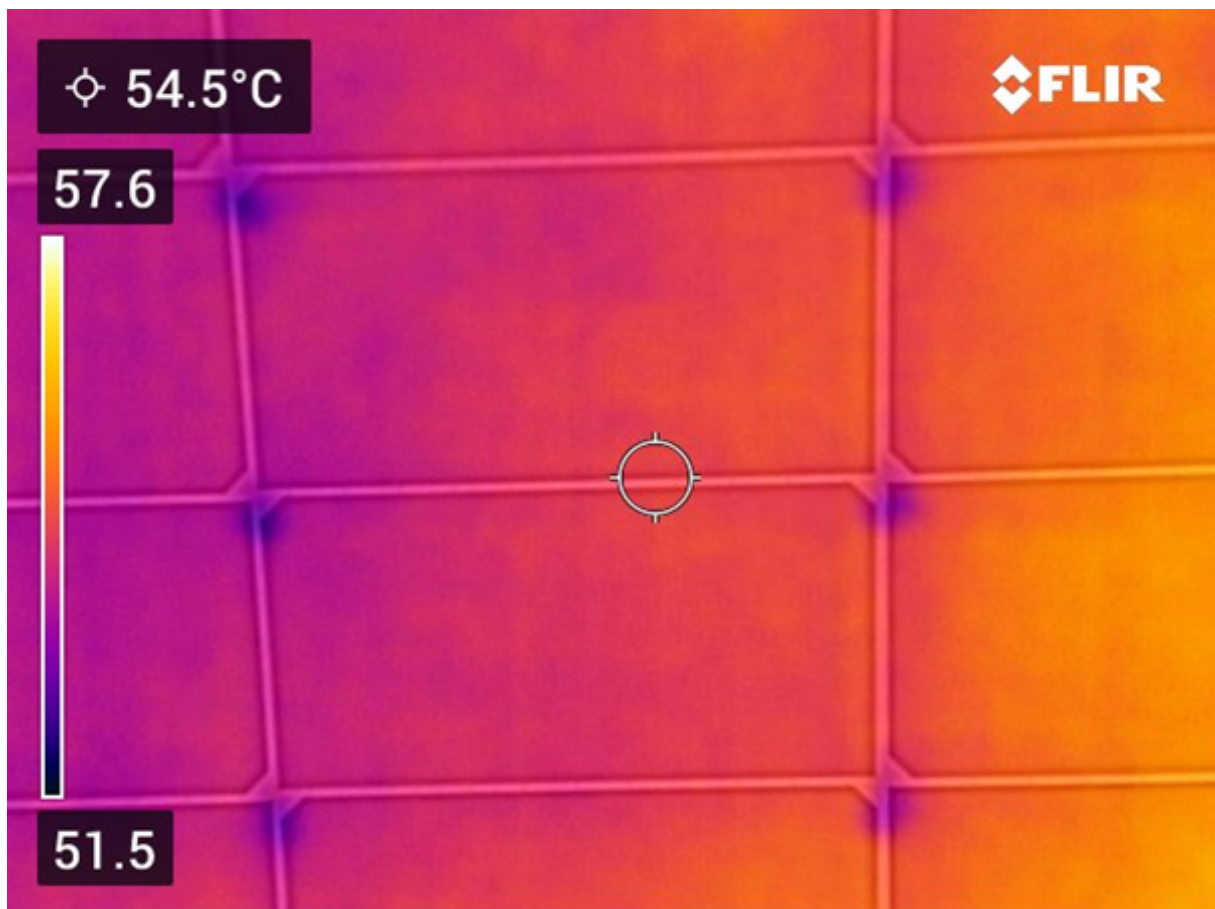
O primeiro ensaio ocorreu no dia 14/09/2022, entre as 10:30 e 11:30 da manhã, onde o ângulo de incidência solar nos módulos é o mais adequado para análise de curva I-V, segundo

Tabela 1 – Arranjo - *Tracker Solar*

Arranjo	Tipo de Instalação	Quantidade de módulos	Modelo do módulo	Potência do módulo STC	Quantidade de Strings	Módulos por String
1	Tracker Solar	60	CS6U-325p	325 W	3	20
2	Tracker Solar	36	JAM72D30 535 MB	535 W	3	12

critérios do fabricante do traçador. Foi utilizado o medidor de radiação solar, posicionado no mesmo plano dos módulos, para garantir que em nenhum momento a radiação solar medida fosse inferior a  $700W/m^2$  conforme pede a norma IEC/EN60891, que trata sobre os dispositivos fotovoltaicos e os procedimentos para correção de temperatura e irradiância na curva IV medida. Como o modelo do traçador de curvas utilizado não consta com medidor de temperatura, e a mesma é um parâmetro utilizado pelo equipamento, foi utilizado a própria câmera termográfica para aferição da temperatura das células e inserida manualmente no instrumento. Como demonstrado na Figura 16, a temperatura estava variando entre  $50^{\circ}C$  e  $58^{\circ}C$ , e para configuração do traçador, foi utilizado a maior temperatura da escala,  $57^{\circ}C$ . Com os parâmetros configurados, foi realizada a medição da curva I-V pelo traçador.

Figura 16 – Medição de Temperatura do Traker Solar.



Fonte: Autor, 2023.

No dia 03/02/2023, após 142 dias do primeiro ensaio, o teste da curva I-V foi repetido, após ocorrer um grande período chuvoso. O ensaio ocorreu das 11:00 as 12:00 horas da manhã.

Para ambos os ensaios, foi utilizado um dispositivo que, baseado na projeção da sombra provocada pela luz solar, indica se o ângulo de incidência solar está ou não apropriado para a execução de ensaios. Enquanto a sombra estiver contida dentro da circunferência, o ângulo está adequado. Este procedimento é demonstrado na Figura 17.

Figura 17 – Dispositivo de Incidência Solar.



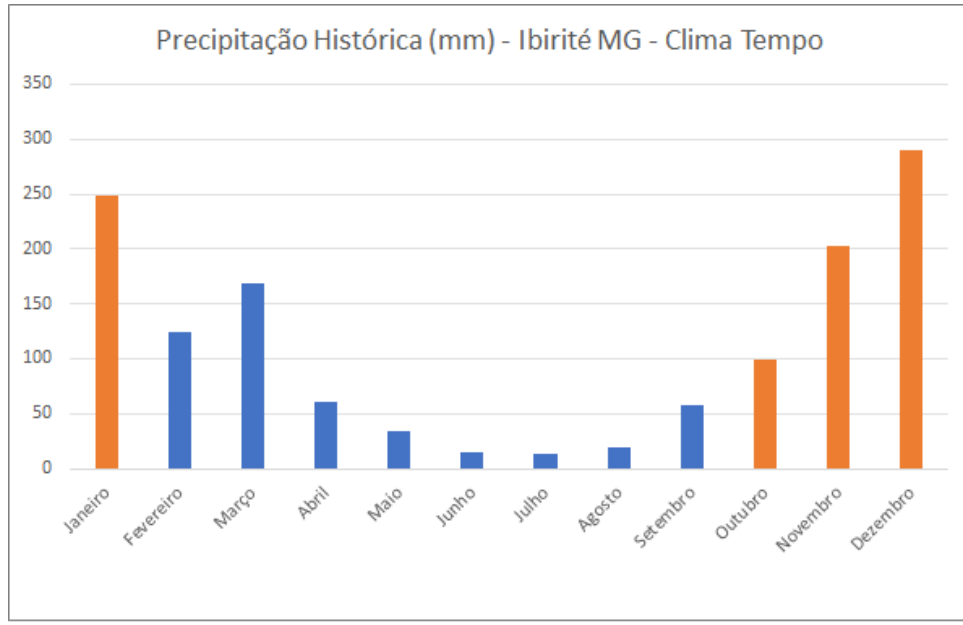
Fonte: Autor, 2023.

Nos meses de outubro a janeiro, que consta o período de intervalo entre os ensaios, historicamente, a cidade de Ibirité consta em média uma precipitação acumulada de mais de 800 mm de chuva, conforme dados do Clima Tempo e WeatherSpark, demonstrados nas Figuras 18 e 19 (TEMPO, 2023; WEATHERSPARK, 2023). Como citado no Capítulo 2, a chuva pode servir de limpeza natural da sujeira dos módulos.

### 3.4 Descrição do ensaio 2 - Telhado

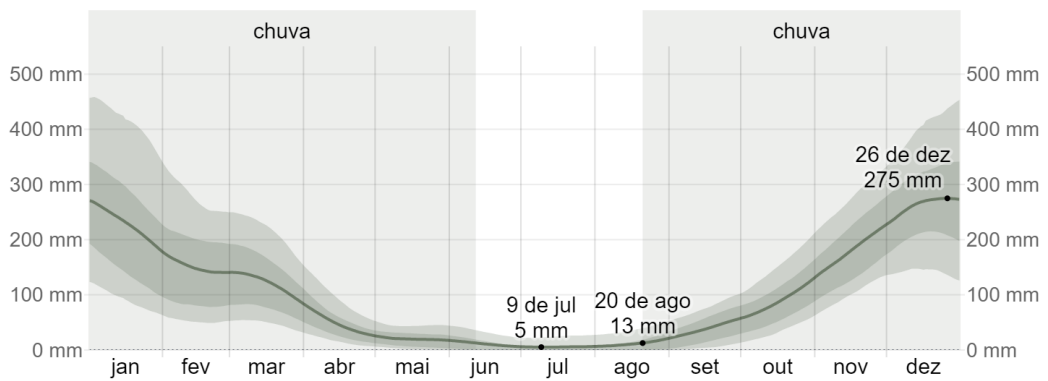
Neste ensaio foi realizada a análise do impacto da sujeira nos módulos fotovoltaicos de uma série fotovoltaica localizada em uma usina solar instalada no telhado do IFMG Campus Ibirité. O sistema é caracterizado conforme Tabela 2, possuindo 33 módulos modelo JAM72D30 535 MB, com potência STC 535 W, distribuídos em 3 *strings* com 11 módulos em cada. A

Figura 18 – Precipitação Histórica de Ibirité - Clima Tempo.



Fonte: Adaptado de TEMPO, 2023.

Figura 19 – Precipitação Histórica de Ibirité - WeatherSpark.



Fonte: WeatherSpark.com

Fonte: Adaptado de WEATHERSPARK, 2023.

estrutura é fixada no telhado do Campus Ibirité, com angulação fixa, restringindo a realização dos ensaios, principalmente termográficos.

Tabela 2 – Arranjo - Usina Telhado

Arranjo	Tipo de Instalação	Quantidade de módulos	Modelo do módulo	Potência do módulo STC	Quantidade de Strings	Módulos por String
1	Telhado	33	JAM72D30 535 MB	535 W	3	11

Dado que o sistema se encontra a céu aberto, a uma altura consideravelmente alta, a principal sujidade encontrada foi os dejetos causados por pássaros. Diferente do *Tracker*, que está localizado em solo de terra, próximo a maior incidência de poeira, a usina do telhado consta

com menor grau de partículas de pó. A maioria da poeira concentra-se nas partes inferiores dos módulos. Isso ocorre devido a baixa angulação de instalação dos módulos no telhado, associado a característica do módulo, no qual possui uma barra de proteção em volta da sua estrutura, que não permite que a sujeira escoe diretamente. As Figuras 20 e 21 apresentam a usina.

Figura 20 – Usina - Telhado.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 21 – Usina Telhado - Empoeirada.



Fonte: Autor, 2023.

O primeiro ensaio ocorreu no dia 18/10/2022, entro o horário de 11:00 as 12:00 horas da manhã. Neste caso, também foi utilizado o sensor de radiação para garantir a faixa mínima necessária, e a câmera termográfica para medição da temperatura do módulo, que foi configurado a  $50^{\circ}\text{C}$  e realizado a medição de curva I-V. Foram coletados dados das 03 *strings* porém, apenas uma foi analisada.

No dia 24/01/2023, ocorreu a limpeza dos módulos seguindo os protocolos do fornecedor em conjunto com o protocolo criado pela própria instituição de ensino, o IFMG - Campus Ibirité. Para garantir a segurança do equipamento, a limpeza foi realizada por um profissional treinado e equipado para realização do procedimento. Os inversores foram desligados, e verificado a integridade das conexões dos cabos.

Em primeiro momento utilizou-se apenas jatos de água, com pouco teor de minerais e PH quase neutro, para remoção das sujeiras. Foi utilizado spray a uma distância mínima de um metro dos módulos, e pressão máxima de 40 MPa. Como este procedimento não removeu toda a sujeira da superfície do módulo, foi utilizada uma vassoura com cerdas macias, e detergente neutro para ensaboar de forma cautelosa, até a remoção total da sujidade. Evitou-se ao máximo pisar nos módulos.

Este procedimento foi realizado durante o início do período da manhã, de forma a obter a menor incidência solar possível, para favorecer a segurança dos profissionais de limpeza, e obter menores perdas de geração. Este fato também auxilia na proteção dos módulos fotovoltaicos contra choques térmicos, reduzindo o risco de degradações e perda de vida útil do mesmo.

Para realização do ensaio de curva I-V, a radiação mínima deve ser de  $700 \text{ W}/\text{m}^2$ , e o dia não pode estar nublado. Após a limpeza dos módulos, o clima apresentou características que permitissem a realização dos ensaios apenas uma semana depois da limpeza do sistema. Porém, ao passar esse intervalo, os módulos já se apresentaram sujos devido aos pombos presentes na região, conforme apresentado na Figura 22. Foi realizado a medida da temperatura pela câmera termográfica e repetido o processo com o traçador de curvas.

### 3.5 Descrição do ensaio 3 - Módulo Solar

Neste ensaio, utilizou-se o módulo Canadian CS6U-325p, com potência nominal de 325W, caracterizado por 72 célula policristalina, (6x12), e eficiência de até 16,72%. Ressalta-se que o módulo não apresenta nenhuma avaria. Para realizar a análise do impacto da sujidade, esse módulo fotovoltaico individual foi desconectado do sistema e foi acrescentado manualmente sujeira em uma região dele.

No dia 18/10/2023, entre as 11:30 as 14:00 horas da tarde, foi realizado todo o procedimento. Primeiro o módulo foi posicionado a uma estrutura que oferecesse a inclinação adequada para o ensaio, permitindo maior captação de radiação solar. O sensor de irradiação foi conectado paralelamente ao módulo conforme instrução do traçador. Para realizar a medição do

Figura 22 – Usina Telhado após uma semana de limpeza



Fonte: Autor, 2023.

módulo limpo, o equipamento de conversão solar foi deixado sob o sol por tempo suficiente para atingir o equilíbrio térmico de uma situação semelhante à operação normal, como apresenta a Figura 23(a).

Após esse período, foi realizada a medição de temperatura do módulo e realizada a medição da curva I-V. Como nesse caso a estrutura permitia maior locomoção e ângulo, foi escolhida a captação posterior para aferição da temperatura com a câmera termográfica, a fim de desconsiderar a reflexão que ocorre em outros ângulos mencionada no item 2.5 do Capítulo 2. A Figura 24 demonstra a realização da aferição de temperatura de  $70^{\circ}C$ .

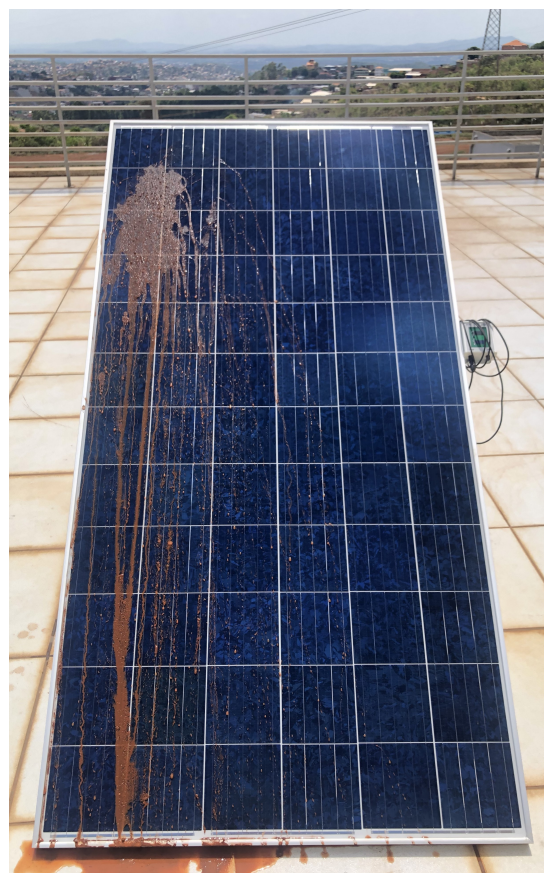
Posteriormente à realização da primeira medição, foi realizada uma mistura de poeira e água e despejada sobre o módulo. Uma vez que a mistura continha água, o módulo foi resfriado pela mesma, e por isso foi necessário esperar um determinado tempo para que a mistura estivesse seca, aparentemente como terra, como indicado na Figura 23(b).

Foi repetido o processo de medição de temperatura, sendo que o traçador foi alimentado com os parâmetros para realizar a medição da curva I-V para análise do módulo com uma determinada área suja.

Figura 23 – Módulo Fotovoltaico (a) limpo e (b) sujo

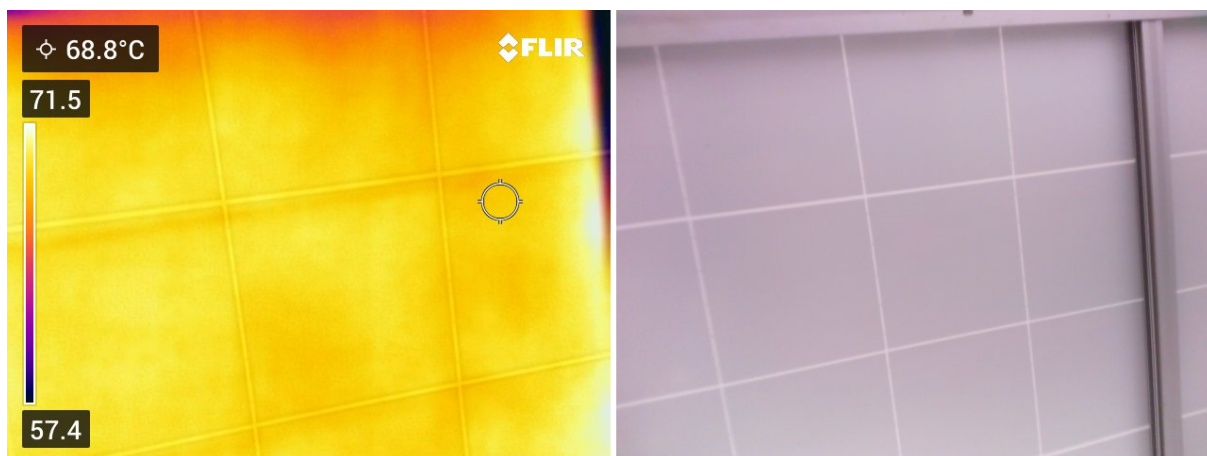
(a)

(b)



Fonte: Autor, 2023.

Figura 24 – Medição de Temperatura na parte posterior do módulo



Fonte: Autor, 2023.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados dos ensaios foram sintetizados em tabelas e gráficos obtidos a partir do *software* TOPVIEW, fornecido pelo fabricante do traçador, sendo apresentado para cada caso, as curvas de corrente e de potência em função da tensão de saída. Além disso, esses resultados foram associados às imagens termográficas e apresentados na Tabela 3 para as *strings* do *tracker* solar.

### 4.1 Resultado do ensaio 1 - *Tracker*

#### 4.1.1 Análise de Curvas - *Tracker* Sujo

Como indicado no Capítulo 3, os *trackers* se encontravam bastantes sujos e empoirados. Os gráficos da Figura 25 representam, respectivamente, a curva de corrente (IV) e a curva de potência (PV) das três series fotovoltaicas do *Tracker* solar, obtida pelo traçador no dia 14/09/2022, antes do período chuvoso.

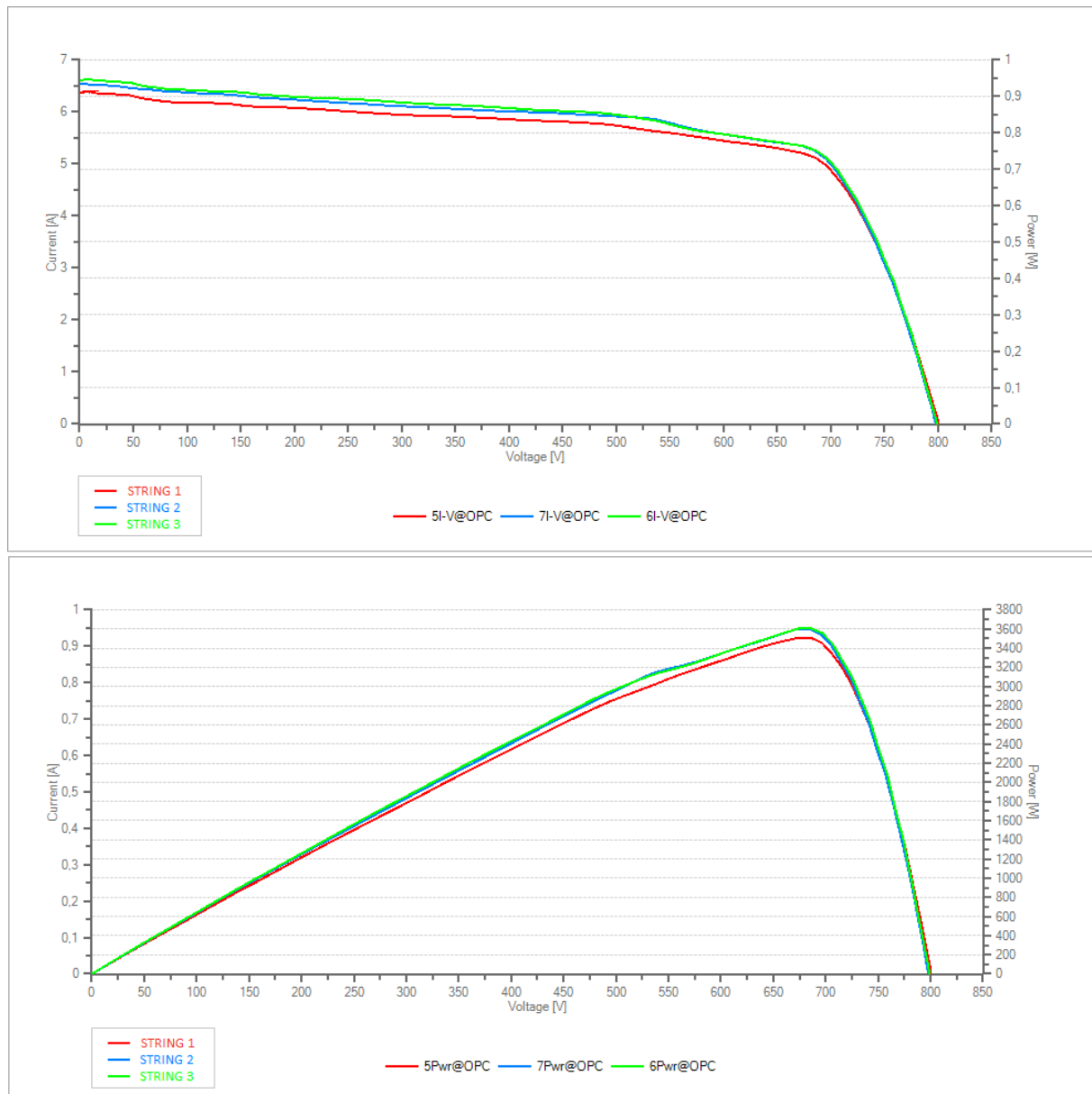
Tabela 3 – Resultado TOPVIEW - *Tracker* Sujo - *String* 1, 2 e 3

	String	Nmod [und]	Pmáx [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Imp [A]	Isc [A]	Irrad [W/m <sup>2</sup> ]	Module Temp. [°C]	FF [%]	Alpha [°C/°C]	Beta [°C/°C]	Tol + [%]	Tol - [%]
Meas. 5 - CS6U	1		Not Ok (-20,43%)											
5 Measures@OPC	1	20	3509,36	801,00	674,10	5,21	6,38	757	57	69	0,05	-0,31	2	2
5 Meas Avg@OPC	1	1	175,47	40,05	33,71	5,21	6,38	757	57	69	0,05	-0,31	2	2
5 STC	1	1	258,60	44,61	38,26	6,76	8,30	1000	25	70	0,05	-0,31	2	2
5 Nominal	1	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2	2
Meas. 7 - CS6U	2		Not Ok (-19,20%)											
7 Measures@OPC	2	20	3600,81	798,20	673,30	5,35	6,54	764	57	69	0,05	-0,31	2	2
7 Meas Avg@OPC	2	1	180,04	39,91	33,67	5,35	6,54	764	57	69	0,05	-0,31	2	2
7 STC	2	1	262,60	44,53	38,18	6,88	8,40	1000	25	70	0,05	-0,31	2	2
7 Nominal	2	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2	2
Meas. 6 - CS6U	3		Not Ok (-18,28%)											
6 Measures@OPC	3	20	3606,94	799,60	685,60	5,26	6,62	758	57	68	0,05	-0,31	2	2
6 Meas Avg@OPC	3	1	180,35	39,98	34,28	5,26	6,62	758	57	68	0,05	-0,31	2	2
6 STC	3	1	265,59	44,61	38,33	6,93	8,58	1000	25	69	0,05	-0,31	2	2
6 Nominal	3	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2	2

Os dados medidos apresentados pela curva OPC, são muito diferentes dos dados apresentados pela curva STC devido as condições ambientais serem diferentes, além de existir a condição dos módulos estarem sujos. A curva STC é calculada segundo procedimentos descritos na NORMA IEC 60891 (IEC, 2009). O cálculo é realizado de forma a obter os valores de medição para as condições ambientais iguais às condições STC (irradiância 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25°C).

O resultado do ensaio equivale a comparação da potência máxima nominal do módulo (STC) com a potência máxima da curva STC calculada, respeitando a tolerância indicada pelo fabricante do módulo e seu desgaste pelo tempo de operação.

Figura 25 – Curvas de Corrente (IV) e Potência (PV) - Tracker Sujo - String 1, 2 e 3.



Legenda: Vermelha: Curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 1. Azul: curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 2. Verde: curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 3.

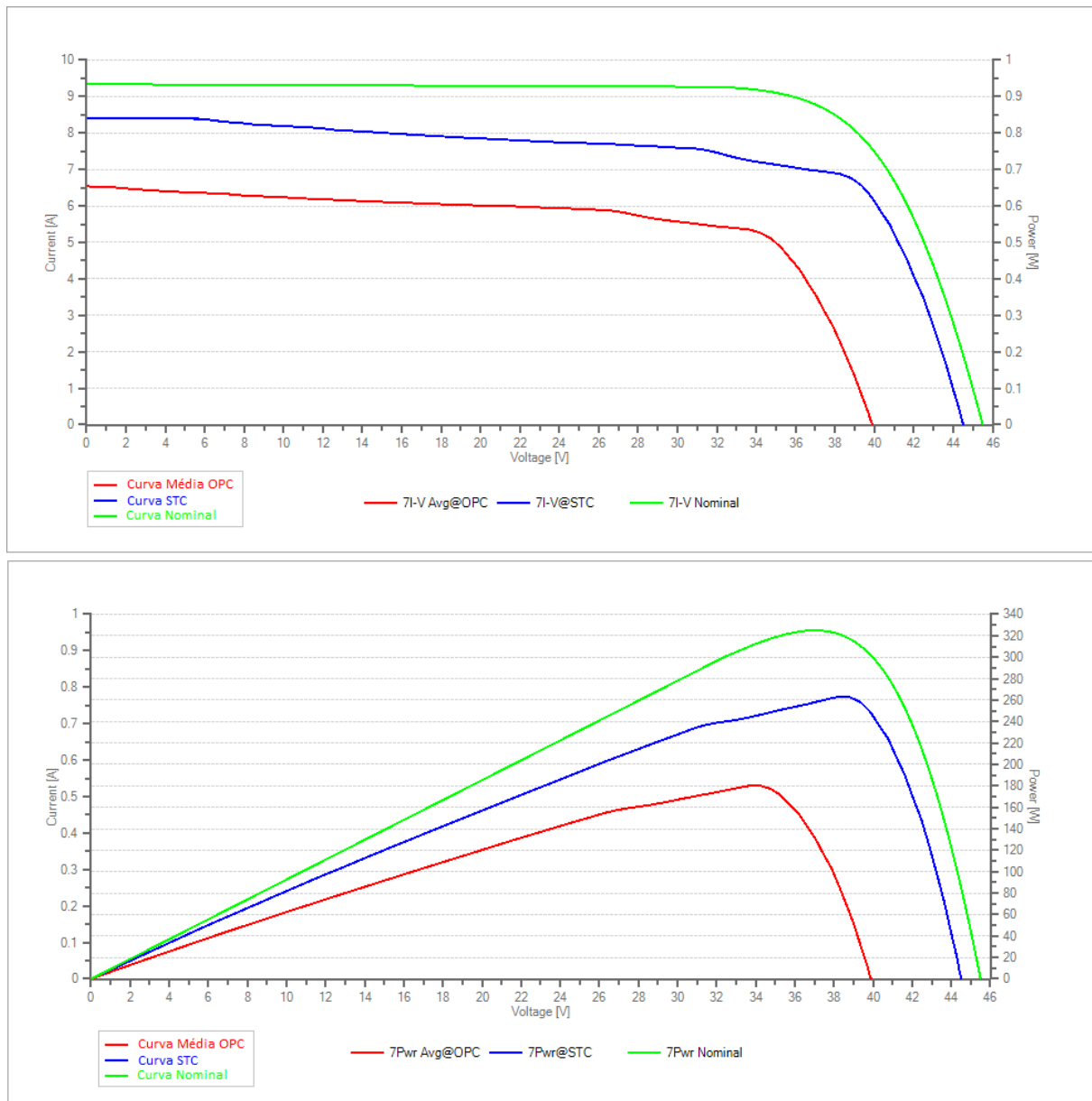
Fonte: Autor, 2023.

Ao analisar uma das *strings*, a que apresentou a maior radiação solar, observa-se na Figura 26 que há algumas deformações na curva medida (OPC) causada pela sujidade do módulo, e que a potência estimada (STC) diverge da potência nominal, subtraindo em questão a margem de tolerância do módulo, que neste caso é dado pelo fabricante por  $0 \pm 5W$ .

Ao analisar a Tabela 3, verifica-se que a potência máxima do módulo na curva calculada é 19,2% inferior ao esperado, e essa diferença é superior a tolerância indicada pelo fabricante. Outro fator importante ao analisar na Figura 26 é a existência de anomalias na curva IV citadas pela Norma ABNT 16274 - Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede, que foram apresentadas

no Capítulo 2. A primeira é a redução de corrente ( $I_{SC}$ ) de até 10% da corrente nominal. A segunda é a variação da corrente causada pela corrente *shunt*, que ocorre quando a célula contém um pequeno grau de sujeidade, fazendo com que a curva apresente um declive de até 18% na corrente ( $I_{mpp}$ ). Esse valor representa 3 vezes mais do que o valor esperado. A terceira, e um pouco menos significativa, é a redução da ( $V_{oc}$ ), que teve redução de apenas 3%.

Figura 26 – Curva de Corrente e Potência - *Tracker Sujo*.



Legenda: Vermelha: Curva média IV/PV medida para as condições OPC de umas string. Azul: curva IV/PV calculada para as condições STC de uma string. Verde: curva IV/PV nominal de uma string.  
 Fonte: Autor, 2023.

Outra característica que pode ser observada na curva obtida OPC, é influência da temperatura. No ensaio, a temperatura do módulo foi  $32^{\circ}C$  superior em relação a das condições nominais de teste ( $T=25^{\circ}C$ ). Ao aumentar a temperatura, a tensão de operação ( $V_{mp}$ ) e a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) decai, devido a relação inversa existente entre essas grandezas. É

esperado que a cada  $^{\circ}\text{C}$  elevado de temperatura haja uma queda de  $-0,31\%$  na  $V_{oc}$  nominal. A diferença máxima entre a tensão das curvas OPC ( $V_{oc} = 39,91\text{ V}$ ) e STC ( $V_{oc} = 44,53\text{ V}$ ) foi de  $-4,62\text{ V}$ .

Utilizando o coeficiente gama ( $-0,41\frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$ ) dado pelo fabricante para calcular a queda de potência esperada pelo aumento da temperatura, temos uma queda de potência de  $42,64\text{ W}$ , logo, a potência mínima esperada era de  $282,36\text{ W}$ . Desta forma houve uma queda de potência de  $36,23\%$  na curva de operação e  $19,2\%$  na curva calculada. Como um dos impactos da sujidade na célula é o surgimento de pontos quentes, e consequentemente o aumento da temperatura nas células, a análise termográfica se faz necessária para visualizar que a sujidade está elevando a temperatura e causando perda de geração solar.

### 4.1.2 Análise Termográfica

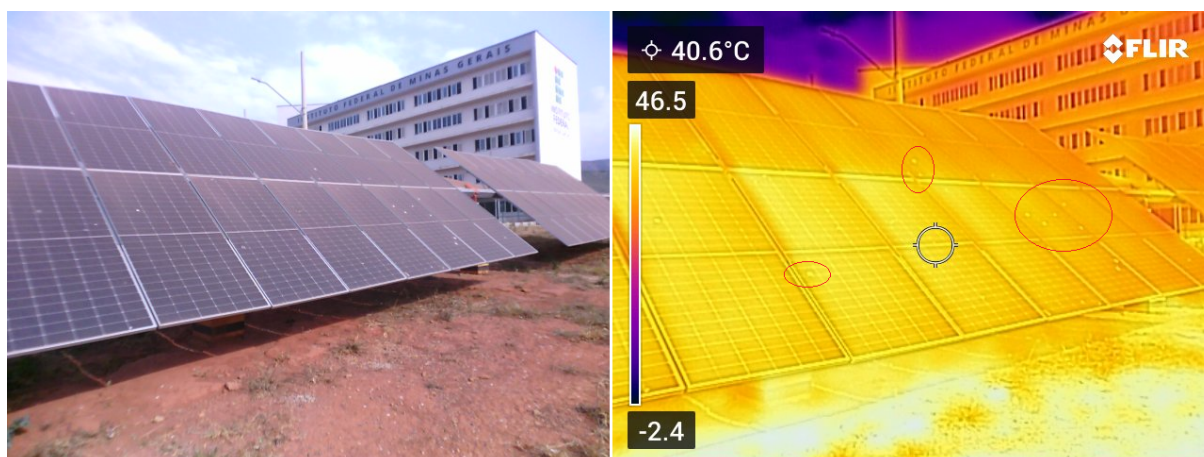
Para obtenção das imagens termográficas, o ângulo utilizado neste caso em sua grande maioria foi a lateral. Apesar de ter índice de reflexão elevado, este ângulo permite uma visão geral da usina como um todo, de forma a destacar os pontos quentes existentes pelos dejetos de pássaro, e células possivelmente degradadas, com formação de *hotspot*.

A Figura 27 apresenta a formação dos pontos quentes causados pelos dejetos de pássaros. Na imagem é possível visualizar como os pontos estão se destacando devido ao aumento de temperatura. Devido a altura e posicionamento do *traker*, não foi possível aproximar de tal ponto para estimar com maior precisão a diferença existente de um ponto mais adjacente. A imagem lateral, aponta uma diferença de até  $6^{\circ}\text{C}$  do ponto mais quente para uma célula aparentemente normal.

A Figura 28 por sua vez, apresenta como a poeira levada aos módulos, principalmente pela característica do solo onde a usina está instalada, também é prejudicial ao equipamento. Este pó causa diferenças de temperatura nos módulos, podendo ser notada na extremidade esquerda e na sua parte central. Essa diferença de temperatura não pode ser mapeada devido a reflexão existente no módulo superior, em consequência ao ângulo de captação.

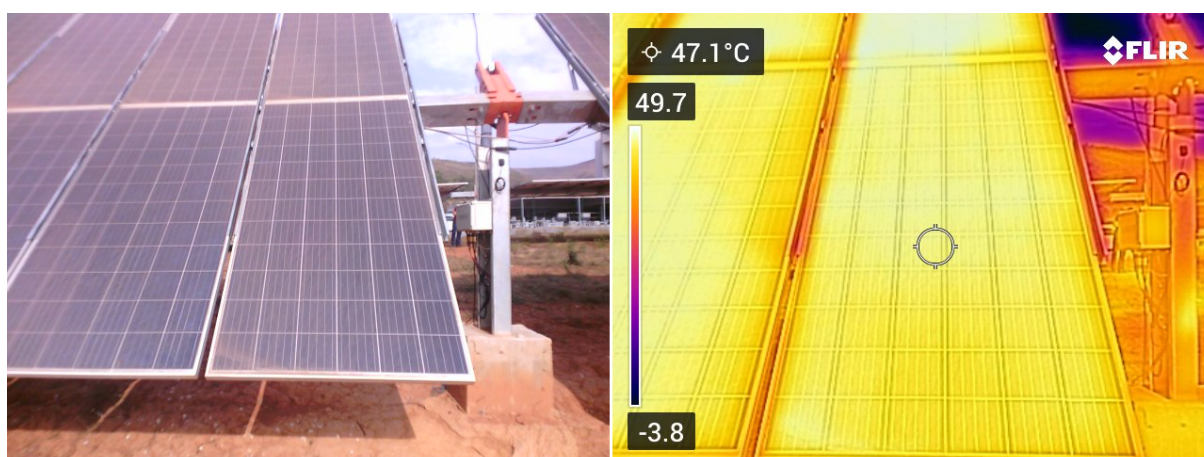
Já na Figura 29 é possível visualizar a existência de células com temperaturas elevadas. As mesmas se localizam, principalmente nas partes extremas do módulo, resultante de uma maior retenção de sujidade no local. Ao passar dos anos, o aumento da temperatura nas células PV, pode causar uma degradação permanente, diminuindo a eficiência do módulo.

Figura 27 – Análise Termográfica 1 - *Tracker*.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 28 – Análise Termográfica 2 - *Tracker*.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 29 – Análise Termográfica 3 - *Tracker*.



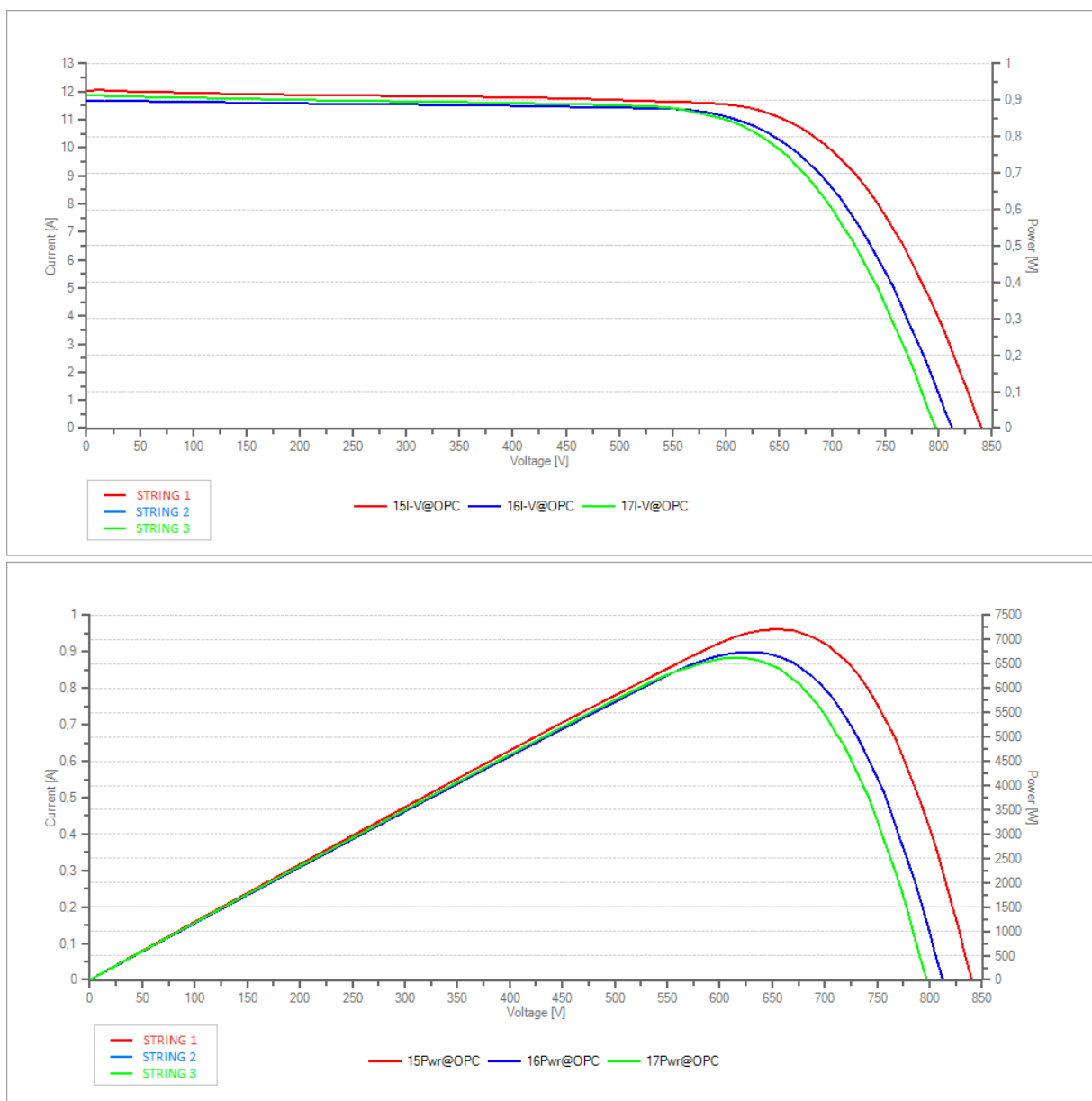
Fonte: Autor, 2023.

### 4.1.3 Análise de Curvas - Tracker Limpo

Após um período de quase cinco meses, com dias de elevado nível de precipitação na cidade de Ibitaré, onde se encontra a usina, e principalmente no verão, onde o histórico de chuvas é historicamente superior a 500 mm, os módulos solares foram limpos naturalmente.

A Figura 30 demonstra respectivamente as curvas de corrente (IV) e a curva de potência (PV) após a limpeza natural dos módulos. A relação das *strings* não necessariamente, são as mesmas indicadas no ensaio do dia 14/09/2022. Porém, nota-se que em todas as *strings* houve melhora significativa nas curvas apresentadas.

Figura 30 – Curva de Corrente e Potência do Tracker Limpo - String 1, 2 e 3.



Legenda: Vermelha: Curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 1. Azul: curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 2. Verde: curva IV/PV medida para as condições OPC a para a string 3.  
 Fonte: Autor, 2023.

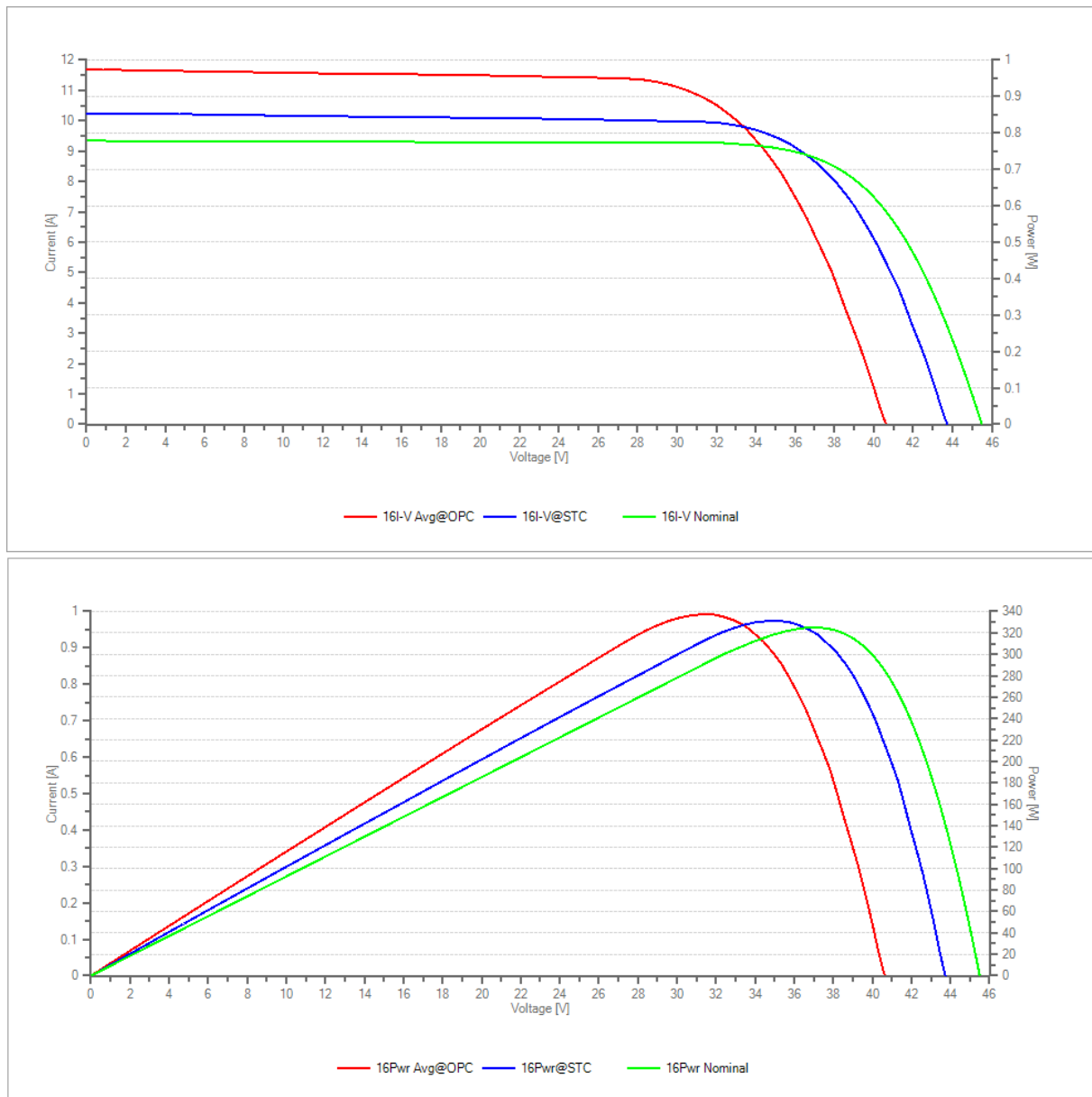
Nesta situação, foi escolhida uma das *strings* para análise das curvas. Como a taxa de radiação influencia na potência final, foi escolhido a serie fotovoltaica com a taxa mais próxima do padrão STC de 1000 W/m<sup>2</sup>. A Tabela 4 apresenta os resultados das análises das curvas nas diferentes *strings*.

Tabela 4 – Resultado TOPVIEW - Tracker Limpo - String 1, 2 e 3.

	String	Nmod [und]	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irrad [W/m <sup>2</sup> ]	Module Temp. [°C]	FF [%]	Alpha [%/°C]	Beta [%/°C]	Tol + [%]	Tol - [%]
Meas. 15 - CS6U	1		Ok* (1,71%)											
15 Measures@OPC	1	20	7207,45	840,10	659,60	10,93	12,05	1155	41	71	0,05	-0,31	2,00	2,00
15 Meas Avg@OPC	1	1	360,37	42,01	32,98	10,93	12,05	1155	41	71	0,05	-0,31	2,00	2,00
15 STC	1	1	330,55	43,74	34,64	9,54	10,34	1000	25	73	0,05	-0,31	2,00	2,00
15 Nominal	1	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2,00	2,00
Meas. 16 - CS6U	2		Ok* (1,95%)											
16 Measures@OPC	2	20	6748,31	812,60	626,70	10,77	11,69	1127	52	71				
16 Meas Avg@OPC	2	1	337,42	40,63	31,34	10,77	11,69	1127	52	71	0,05	-0,31	2,00	2,00
16 STC	2	1	331,33	43,74	35,17	9,42	10,23	1000	25	74	0,05	-0,31	2,00	2,00
16 Nominal	2	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2,00	2,00
Meas. 17 - CS6U	3		Ok* (1,92%)											
17 Measures@OPC	3	20	6634,32	797,30	615,20	10,78	11,86	1135	60	70	0,05	-0,31	2,00	2,00
17 Meas Avg@OPC	3	1	331,72	39,87	30,76	10,78	11,86	1135	60	70	0,05	-0,31	2,00	2,00
17 STC	3	1	331,23	43,88	34,95	9,48	10,26	1000	25	74	0,05	-0,31	2,00	2,00
17 Nominal	3	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2,00	2,00

Ao analisar a Figura 31 observa-se que a curva STC se aproximou da ideal. Ao analisar a Tabela 4, a diferença entre as correntes  $I_{sc}$  calculada e nominal foi de 9%, que é justificado pela elevada taxa de irradiação e temperatura. A diferença da potência STC e a nominal é de 6,33W, o equivalente a 1,95%. O resultado encontra-se na faixa de tolerância do fabricante de 2%. Outro fator importante a analisar, é que a anomalia na variação da corrente deixa de existir. Ao calcular a diferença entre a corrente  $I_{sc}$  e a corrente  $I_{mpp}$  o valor que anteriormente era de 18%, passa a ser de 7%. Ao analisar este valor para a curva nominal a diferença entre a corrente para a mínima e a máxima potência é de 6%. A redução da  $V_{oc}$  permanece na casa de 3%. O fator mais considerável é a potência de saída, o que anteriormente apresentava perda de potência, passa a ter um aumento de 1,95%.

Figura 31 – Curva de Corrente e Potência do *Tracker* Limpo.

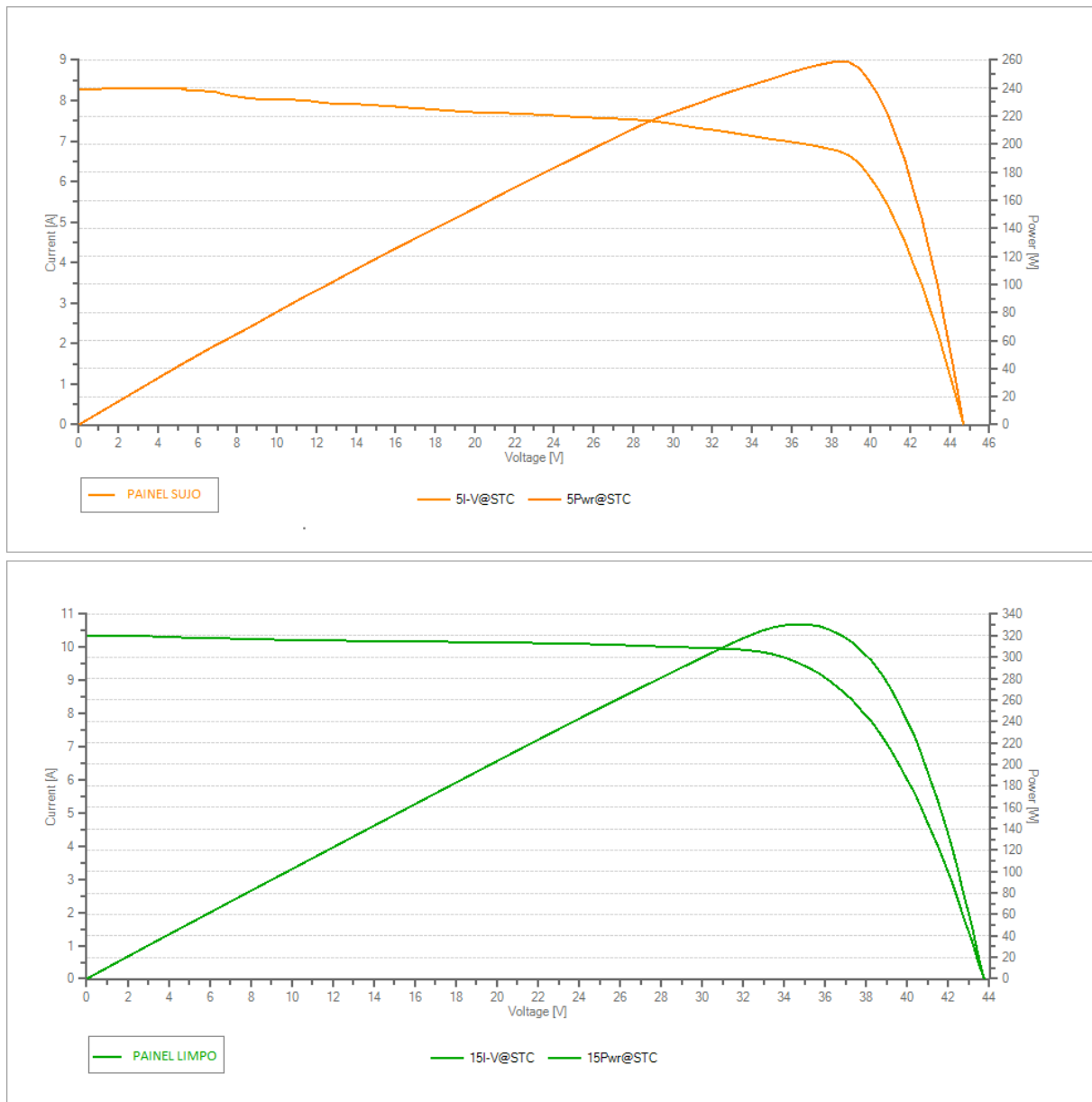


Legenda: Vermelha: Curva média IV/PV calculada para as condições OPC de umas string. Azul: curva IV/PV estimada para as condições STC de uma string. Verde: curva IV/PV nominal de uma string.

Fonte: Autor

Ao comparar a *string* com maior potência de saída com o *Tracker* sujo ( $P_{max} = 262,60$  W), e a *string* com menor potência de saída com o *Tracker* limpo ( $P_{max} = 330,55$  W), é verificado um aumento de quase 26% na geração de energia. O que comprova que o módulo estava sofrendo perda de geração solar por efeito da sujidade, e a limpeza natural ocasionada pela chuva reduz este impacto. A comparação das curvas é apresentada na Figura 32.

Figura 32 – Análise de Curva - *Tracker Sujo x Limpo*



Legenda: Laranja: Curva média IV/PV calculada para as condições STC do Tracker sujo. Verde: curva IV/PV estimada para as condições STC do Tracker limpo.

Fonte: Autor

A Tabela 5 faz uma comparação das curvas das *string*, de acordo com o valor de potência máxima apresentado em OPC, sendo C1 a curva da *string* com menor valor, C2 a curva da *string* com potência central, e C3 a curva com melhor potência de saída. Logo, a série fotovoltaica que havia maior perda de potência, após a limpeza, teve melhores resultados, com um aumento de até 27,82% na geração. Como esperado, ocorre também um aumento da corrente  $I_{sc}$  devido a maior índice de irradiação nos módulos limpos.

Tabela 5 – Análise de Curvas - Sujo x Limpo

Curva do módulo STC	Característica da Curva	Módulo Sujo Potência	Módulo Limpo Potência	Diferença Isc [A]	Diferença Voc [V]	Diferença Pmax [W]	Análise de Potência [%]
C1	Menor Potência	258,60 W	330,55 W	2,04 A	- 0,87 V	71,95 W	27,82 %
C2	Potência Mediana	265,59 W	331,23 W	1,86 A	- 0,73 V	65,64 W	24,71 %
C3	Maior Potência	262,60 W	331,33 W	1,83 A	- 0,79 V	68,73 W	26,17 %

## 4.2 Resultado do ensaio 2 - Usina Telhado

### 4.2.1 Análise de Curvas - Ensaio 1

No ensaio 1, ocorrido no dia 18/10/2022, os módulos encontravam-se empoeirados, e com alguns dejetos de pássaros. Os gráficos da Figura 33 representam, respectivamente, e a curva de corrente (IV) e a curva de potência (PV) obtidas pelo traçador antes da limpeza manual realizado no sistema.

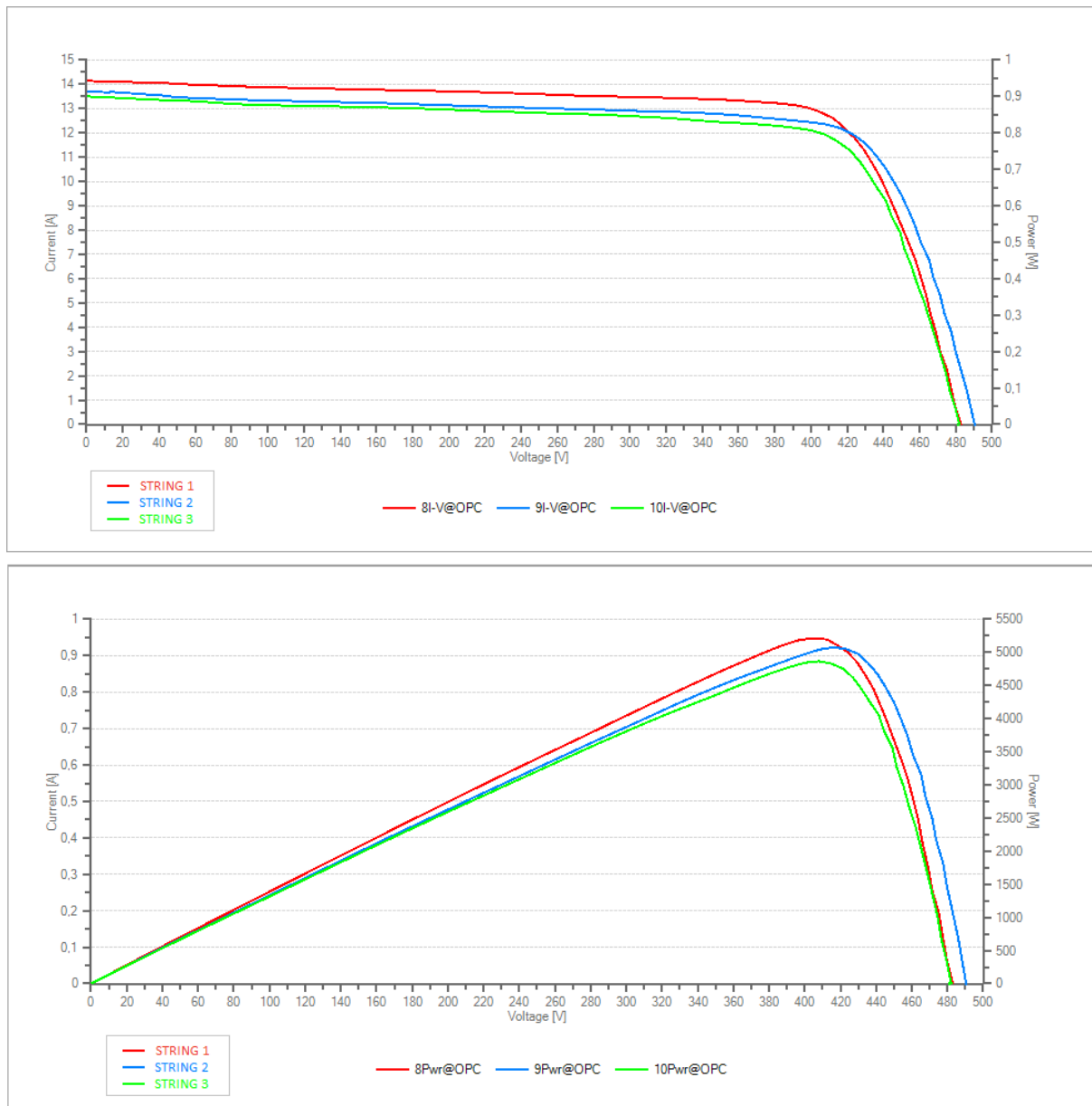
Dado que as *strings* possuem as mesmas características elétricas e construtivas, não há grande divergência entre as curvas, e nenhuma delas apresenta deformações. Ao analisar apenas uma das *strings*, a com maior incidência de radiação solar, e comparar a curva medida e a calculada, observamos que há um leve deslocamento das curvas, que é justificado pela diferença de temperatura e irradiação, que gera a diferença de tensão e aumento da corrente existentes no gráfico.

Ao observar a curva STC, em conjunto com a Tabela 6, verifica-se que a poeira existente nos módulos fotovoltaicos não é suficiente para causar uma diminuição da potencia do sistema, pois o mesmo apresenta uma potência de saída igual a nominal, no valor de 535 W. Apenas na **string 3**, que ocorre uma queda de 1,57% na potência de saída. Ou seja, neste primeiro ensaio a usina encontrava-se sem interferências de sujidade.

Tabela 6 – Resultado TOPVIEW - Usina Telhado - Ensaio 1

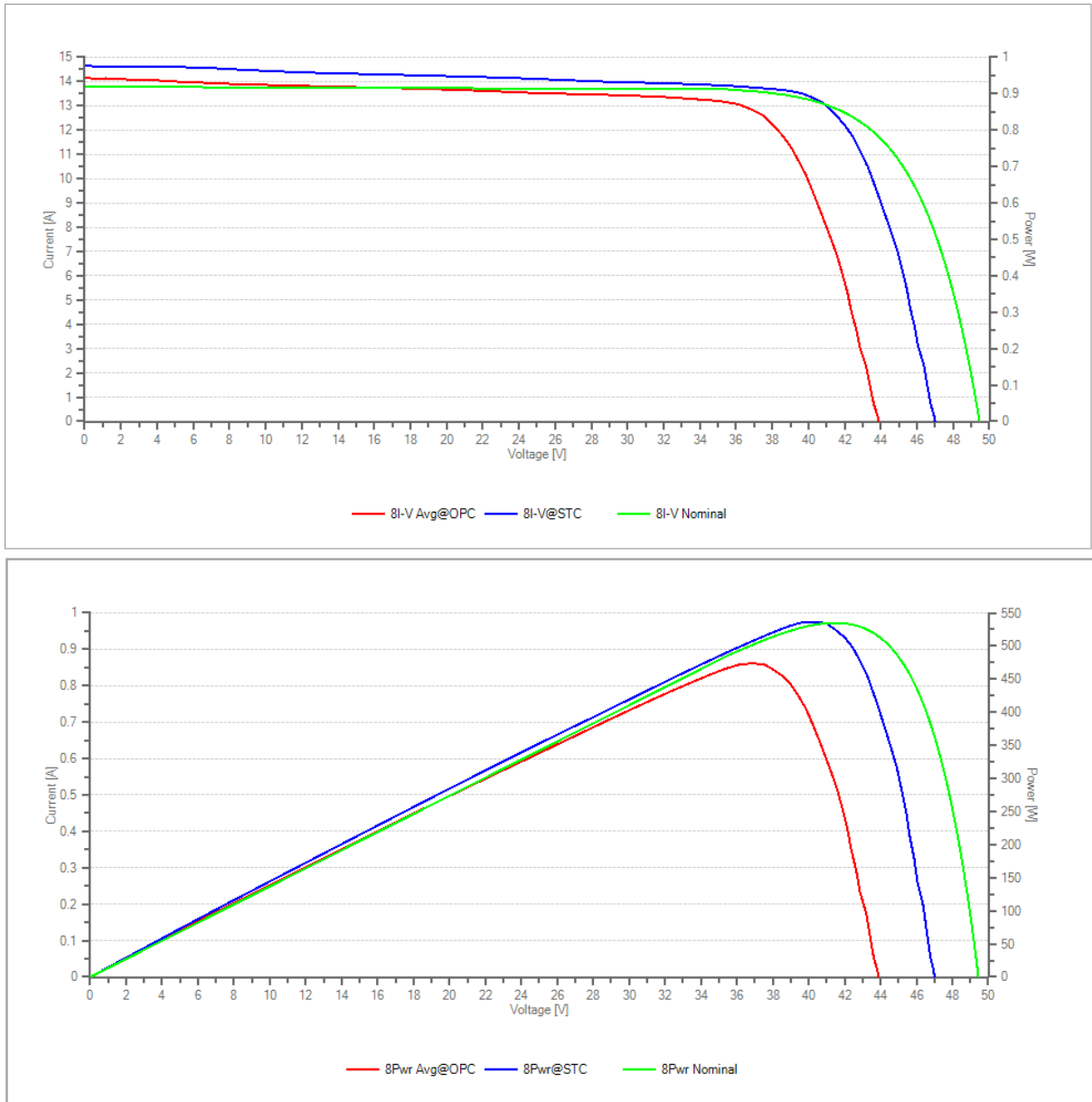
	String	NMod [und]	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irrad [W/m2]	Module Temp. [°C]	FF [%]	Alpha [%/°C]	Beta [%/°C]	Tol + [%]	Tol - [%]
Meas. 8 - JAM72D30	1		Ok* (0,16%)											
8 Medidas@OPC	1	11	5207,68	482,50	404,70	12,87	14,15	955	50	76	0,05	-0,28	5,00	5,00
8 Meas Avg@OPC	1	1	473,43	43,86	36,79	12,87	14,15	955	50	76	0,05	-0,28	5,00	5,00
8 STC	1	1	535,84	46,98	40,24	13,32	14,61	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00
8 Nominais	1	1	535,00	49,45	41,47	12,90	13,79	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00
Meas. 9 - JAM72D30	2		Ok* (2,16%)											
9 Medidas@OPC	2	11	5075,56	490,40	416,20	12,20	13,71	913	50	75	0,05	-0,28	5,00	5,00
9 Meas Avg@OPC	2	1	461,41	44,58	37,84	12,20	13,71	913	50	75	0,05	-0,28	5,00	5,00
9 STC	2	1	546,55	47,82	41,39	13,21	14,81	1000	25	77	0,05	-0,28	5,00	5,00
9 Nominais	2	1	535,00	49,45	41,47	12,90	13,79	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00
Meas. 10 - JAM72D30	3		Ok* (-1,57%)											
10 Medidas@OPC	3	11	4866,28	481,70	407,80	11,93	13,50	908	50	75	0,05	-0,28	5,00	5,00
10 Meas Avg@OPC	3	1	442,39	43,79	37,07	11,93	13,50	908	50	75	0,05	-0,28	5,00	5,00
10 STC	3	1	526,62	46,98	40,55	12,99	14,67	1000	25	76	0,05	-0,28	5,00	5,00
10 Nominais	3	1	535,00	49,45	41,47	12,90	13,79	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00

Figura 33 – Curva de Corrente e Potência do Ensaio 1 - Usina Telhado - String 1, 2 e 3.



Legenda: Vermelha: Curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 1. Azul: curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 2. Verde: curva IV/PV medida para as condições OPC a para a string 3.  
 Fonte: Autor, 2023.

Figura 34 – Análise de Curvas - Ensaio 1



Legenda: Vermelha: Curva média IV/PV medida para as condições OPC de uma string. Azul: curva IV/PV calculada para as condições STC de uma string. Verde: curva IV/PV nominal de uma string.

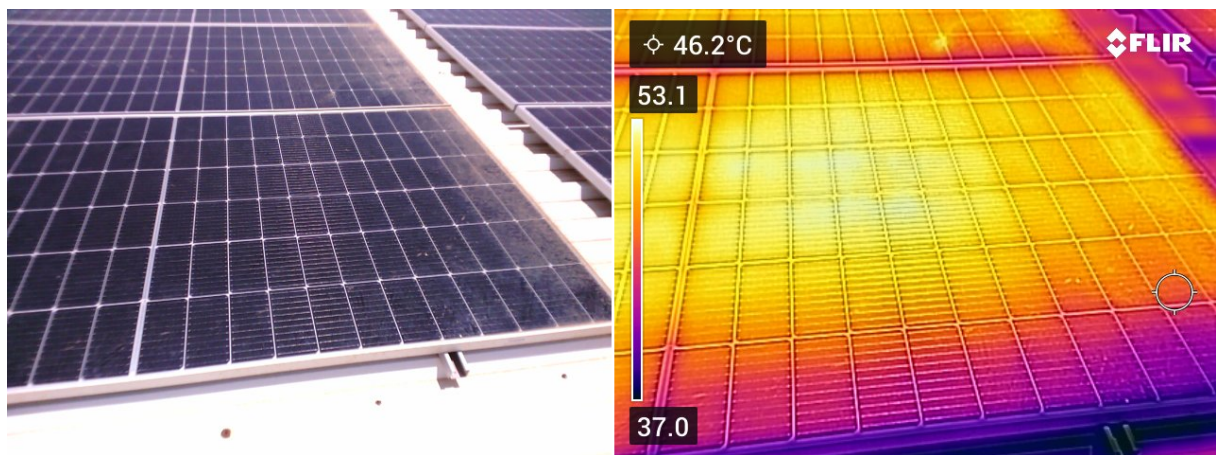
Fonte: Autor, 2023.

### 4.2.2 Análise Termográfica

Para obtenção das imagens termográficas, algumas dificuldades foram encontradas devido a característica da usina. Por se tratar de uma usina instalada de forma fixa no telhado da Instituição, com acesso físico limitado, o ângulo utilizado foi o frontal, com incidência de reflexão.

É possível observar na Figura 35 que a baixa angulação do telhado, permite que ocorra o acúmulo de poeiras nas bordas dos módulos, e que esta área apresenta maior temperatura. As partes com concentrações de poeiras se destacam na imagem termográfica com diferença térmica, e ao posicionar o cursor em um ponto mais frio do módulo, a diferença de temperatura em relação ao ponto mais quente do módulo é de quase  $7^{\circ}\text{C}$ .

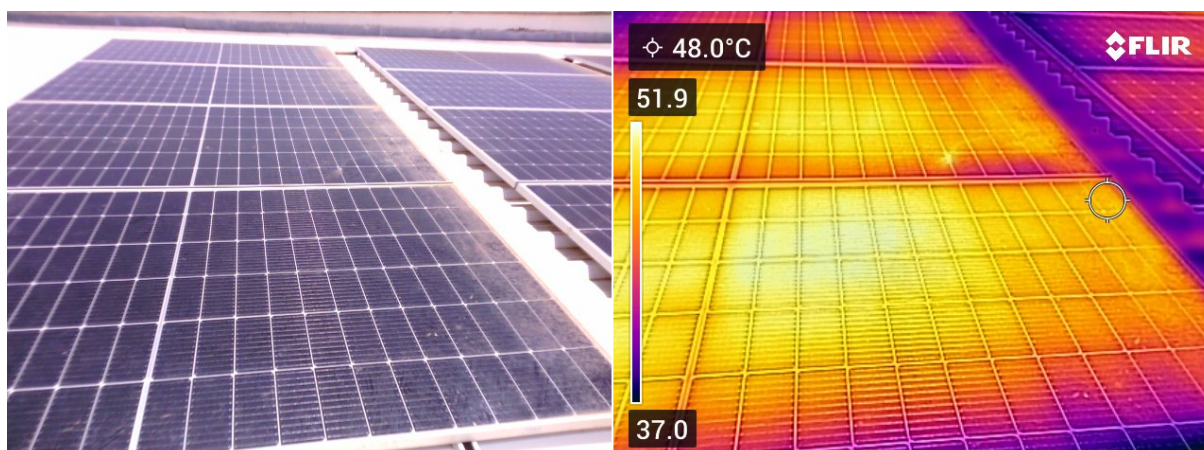
Figura 35 – Análise Termográfica 1 - Usina Telhado.



Fonte: Autor, 2023.

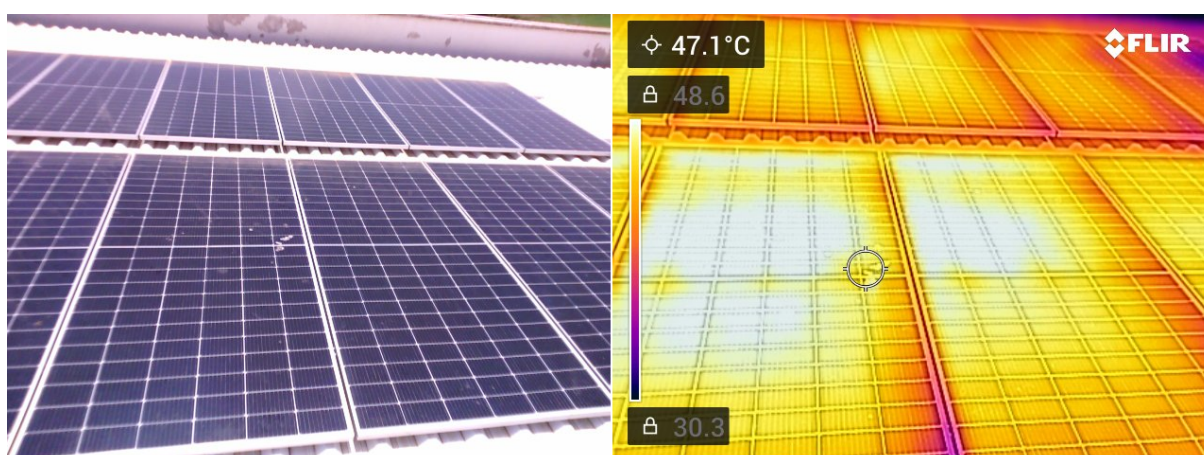
A Figura 36 apresenta a diferença de temperatura ao deslocar o cursor para mais próximo a borda dos módulos, que possuem uma borda metálica, que acaba por dificultar o escoamento da poeira. A diferença para o ponto anterior é de quase  $2^{\circ}\text{C}$ . Por sua vez, as Figuras 37 e 38 apresentam como dejetos de pássaros prejudicam o módulo, de forma a gerar pontos quentes.

Figura 36 – Análise Termográfica 2 - Usina Telhado.



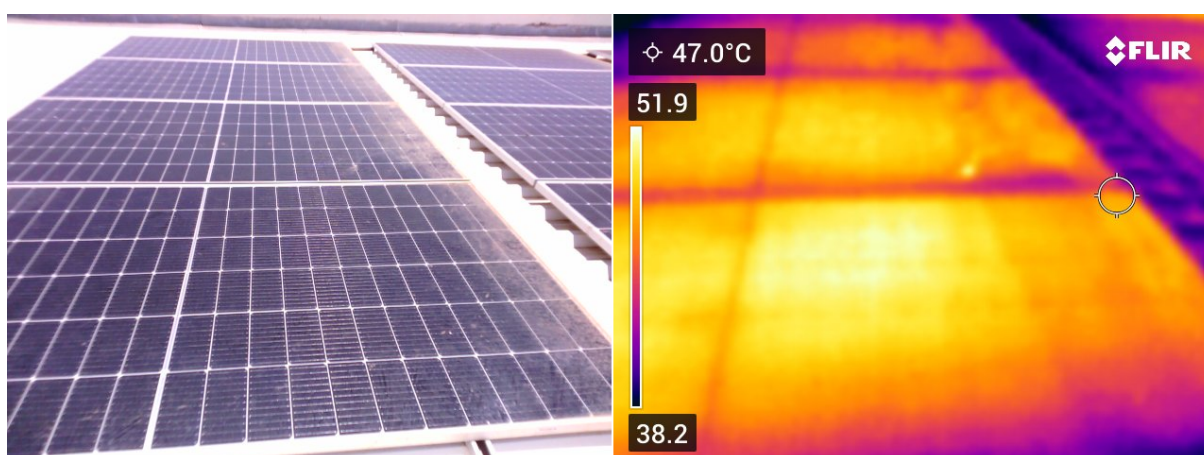
Fonte: Autor, 2023.

Figura 37 – Análise Termográfica 3 - Usina Telhado.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 38 – Análise Termográfica 4 - Usina Telhado.

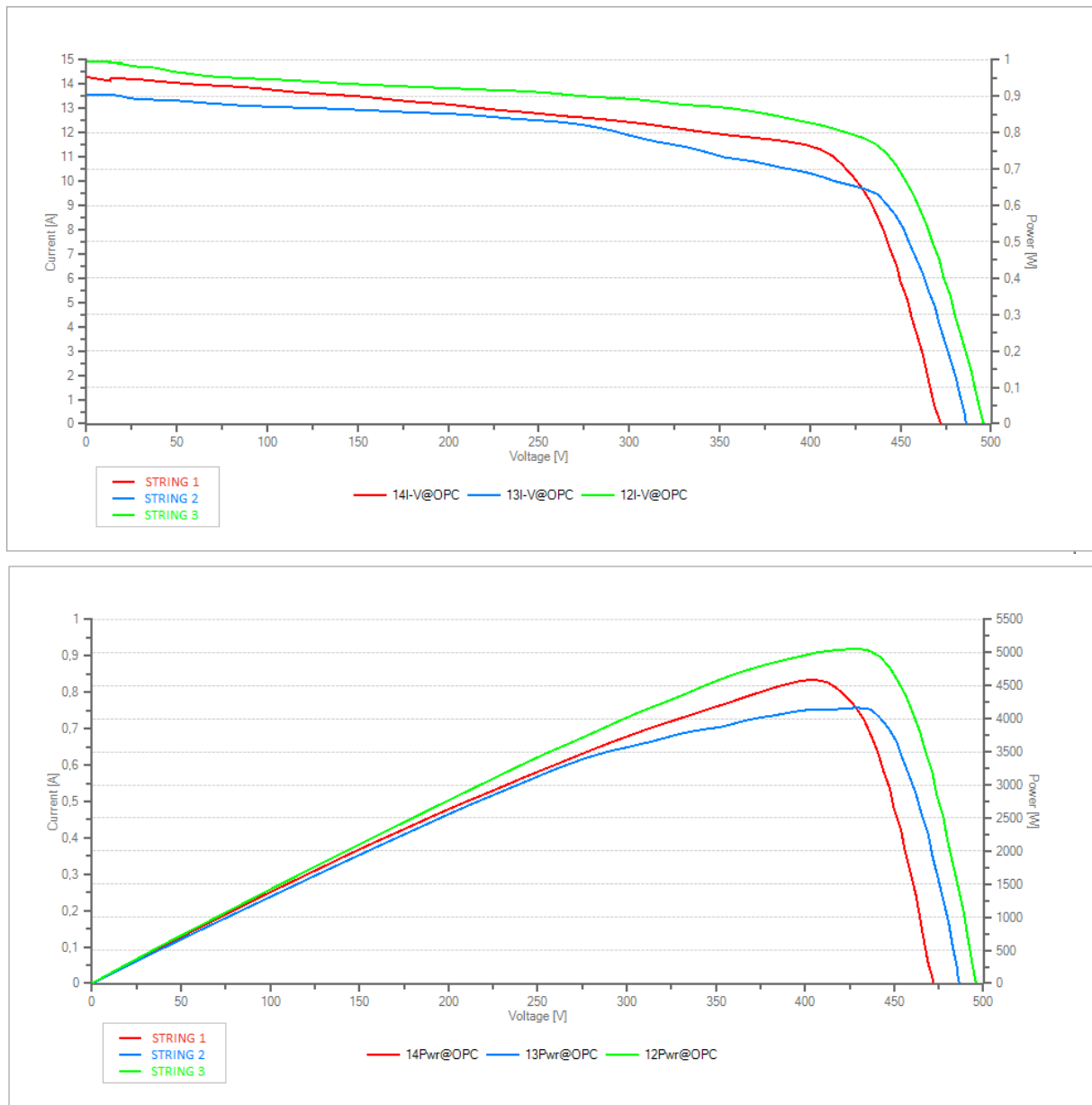


Fonte: Autor, 2023.

### 4.2.3 Análise de Curvas - Ensaio 2

Dado que após a limpeza manual dos módulos, a coleta de dados só pode ser realizado uma semana depois, e que a usina encontrava-se visualmente mais suja que anteriormente, foi analisado por sua vez, a sujidade da usina neste Ensaio 2. Os gráficos da Figura 39 apresentam os resultados das curvas I-V e P-V das séries fotovoltaicas obtidas pelo traçador após os sete dias da realização da limpeza manual na usina.

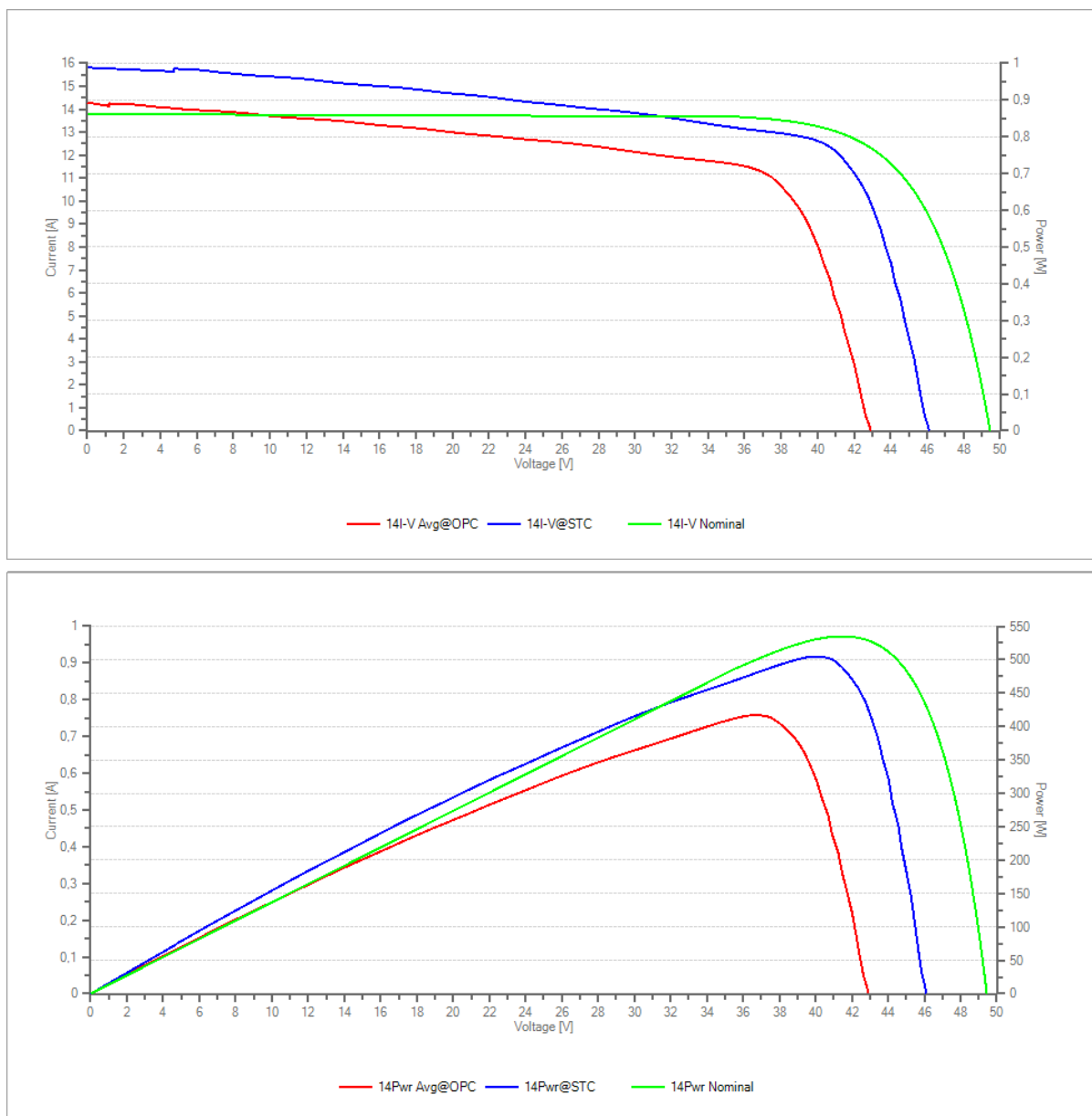
Figura 39 – Curva de Corrente e Potência do Ensaio 2 - Usina Telhado - String 1, 2 e 3.



Legenda: Vermelha: Curva IV/PV medida para as condições OPC para a string 1. Azul: curva IV/PV calculada para as condições OPC para a string 2. Verde: curva IV/PV calculada para as condições OPC a para a string 3.  
 Fonte: Autor, 2023.

Nesse caso, é possível que as *strings* 1, 2 e 3 não sejam as mesmas nos dois testes. Entretanto, é evidente que todas as séries apresentaram algum nível de distorção em suas curvas. Na curva I-V, pode-se observar a segunda anomalia mencionada no capítulo 2, que é a variação da corrente. No pior caso, a diferença pode chegar a 28,39% na curva da *string* 2, representada pela cor azul. Nessa mesma curva, há a presença de um degrau em formação.

Figura 40 – Análise de Curvas - Ensaio 2



Legenda: Vermelha: Curva média IV/PV medida para as condições OPC de umas string. Azul: curva IV/PV estimada para as condições STC de uma string. Verde: curva IV/PV nominal de uma string.

Fonte: Autor, 2023.

Ao analisar essa série em particular, apresentada na Figura 40, e comparando a curva estimada STC, em conjunto com a Tabela 7, percebe-se um aumento de corrente de quase 14%, sendo 5% a mais que o pior caso apresentado no primeiro ensaio. Por sua vez, ao analisar a

potência de saída estimada, há uma redução de quase 6% em relação a nominal, sendo que em relação à potência medida (OPC) essa perda chega a 22%.

Tabela 7 – Resultado TOPVIEW - Usina Telhado - Ensaio 2

	String	NMod [und]	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Imp [A]	Isc [A]	Irrad [W/m2]	Module Temp. [°C]	FF [%]	Alpha [°/°C]	Beta [°/°C]	Tol + [%]	Tol - [%]
Medição 14 - JAM72D30	1		Not Ok* (-5,68%)											
14 Medidas@OPC	1	11	4588,23	472,10	405,50	11,32	14,30	894	50	68	0,05	-0,28	5,00	5,00
14 Meas Avg@OPC	1	1	417,11	42,92	36,86	11,32	14,30	894	50	68	0,05	-0,28	5,00	5,00
14 STC	1	1	504,60	46,06	40,32	12,52	15,68	1000	25	70	0,05	-0,28	5,00	5,00
14 Nominais	1	1	535,00	49,45	41,47	12,90	13,79	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00
Medição 13 - JAM72D30	2		Ok* (-3,96%)											
13 Medidas@OPC	2	11	4165,82	486,60	429,20	9,71	13,58	786	45	63	0,05	-0,28	5,00	5,00
13 Meas Avg@OPC	2	1	378,71	44,24	39,02	9,71	13,58	786	45	63	0,05	-0,28	5,00	5,00
13 STC	2	1	513,83	47,13	42,00	12,23	17,09	1000	25	64	0,05	-0,28	5,00	5,00
13 Nominais	2	1	535,00	49,45	41,47	12,90	13,79	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00
Medição 15 - JAM72D30	3		Not Ok* (5,23%)											
15 Medidas@OPC	3	11	5060,27	496,00	429,20	11,79	14,94	870	45	68	0,05	-0,28	5,00	5,00
15 Meas Avg@OPC	3	1	460,02	45,09	39,02	11,79	14,94	870	45	68	0,05	-0,28	5,00	5,00
15 STC	3	1	562,99	47,90	41,93	13,43	17,00	1000	25	69	0,05	-0,28	5,00	5,00
15 Nominais	3	1	535,00	49,45	41,47	12,90	13,79	1000	25	78	0,05	-0,28	5,00	5,00

Desta forma, o Ensaio 2 é caracterizado por apresentar a usina suja, enquanto o primeiro ensaio, a usina é dada como limpa.

A Tabela 8 apresenta uma comparação das curvas das series fotovoltaicas de cada ensaio (Figura 41), de acordo com o valor de potência máximo apresentado em STC, sendo C1, C2 e C3 organizadas em ordem crescente. Durante o ensaio no módulo sujo, a Curva C3 foi desconsiderada para a análise, dado que ultrapassou o limite de 5% de tolerância dado pelo fabricante do medidor. Esse tipo ocorrência se dá por erro de medições, ou condições inapropriadas para realização do ensaio, tais como a variação da irradiação e medição da temperatura da célula.

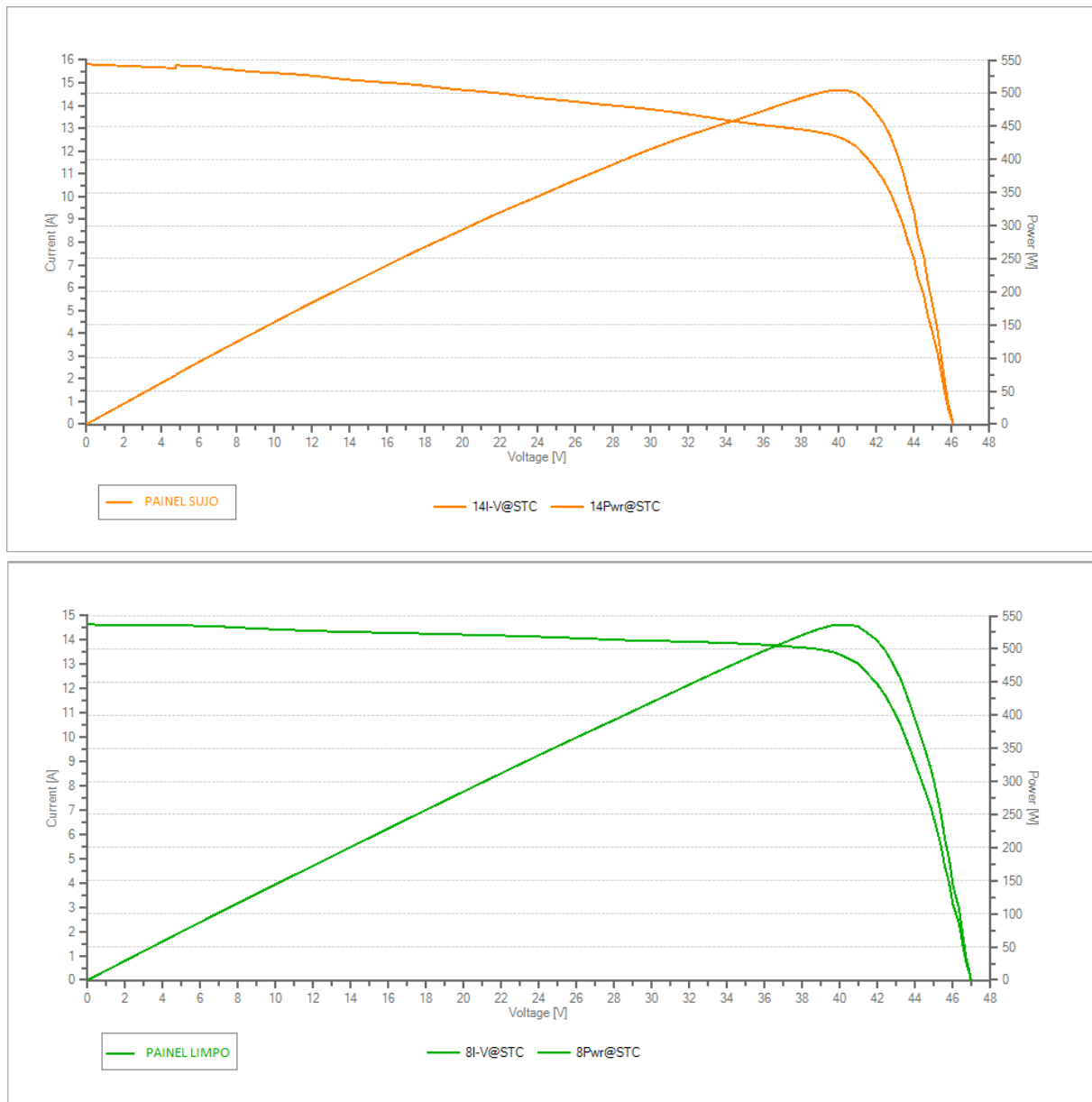
Assim, ao realizar a comparação entre os cenários, temos que a corrente ( $I_{SC}$ ) eleva até 20,59% da nominal quando o módulo esta sujo causado pelo aumento da temperatura, e uma perda média de potência de 4,32%. Ressalta-se que, apesar da diferença entre os ensaios serem de três meses e meio, o fator relevante é a limpeza manual dos módulos ocorrida uma semana antes da segunda medição.

Tabela 8 – Análise de Curvas - Sujo x Limpo

Curva do módulo STC	Característica da Curva	Módulo Sujo Potência	Módulo Limpo Potência	Diferença Isc [A]	Diferença Voc [V]	Diferença Pmax [W]	Análise de Potência [%]
C1	Potência menor	504,60W	526,62W	-1,01A	0,92V	22,02 W	4,36%
C2	Potência Mediana	513,83W	535,84W	-2,48A	-0,15V	22,01 W	4,28%
C3	Maior Potência	562,99W	546,55W	-2,19A	-0,08V	-16,44 W	-2,92%

Não foi possível verificar o impacto da limpeza manual neste ensaio, porém conclui-se que, mesmo após um período curto de limpeza do sistema, sujidades podem acumular e causar impacto na geração de energia elétrica. Segundo (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018), limpezas realizadas em períodos menores de 15 dias não causam impacto significativo na geração de energia. Porém, neste ensaio o intervalo de 10 dias foram o suficiente para causar a perda de quase 5% da potência do sistema devido à presença de pássaros na região. Assim, aponta-se que mais importante que o período de limpeza, é o monitoramento da usina, para que desta forma a limpeza seja efetuada, quando for necessário.

Figura 41 – Análise de Curvas - Usina Telhado.



Legenda: Laranja: Curva média IV/PV calculada para as condições STC da Usina suja. Verde: curva IV/PV estimada para as condições STC da Usina limpa.

Fonte: Autor, 2023.

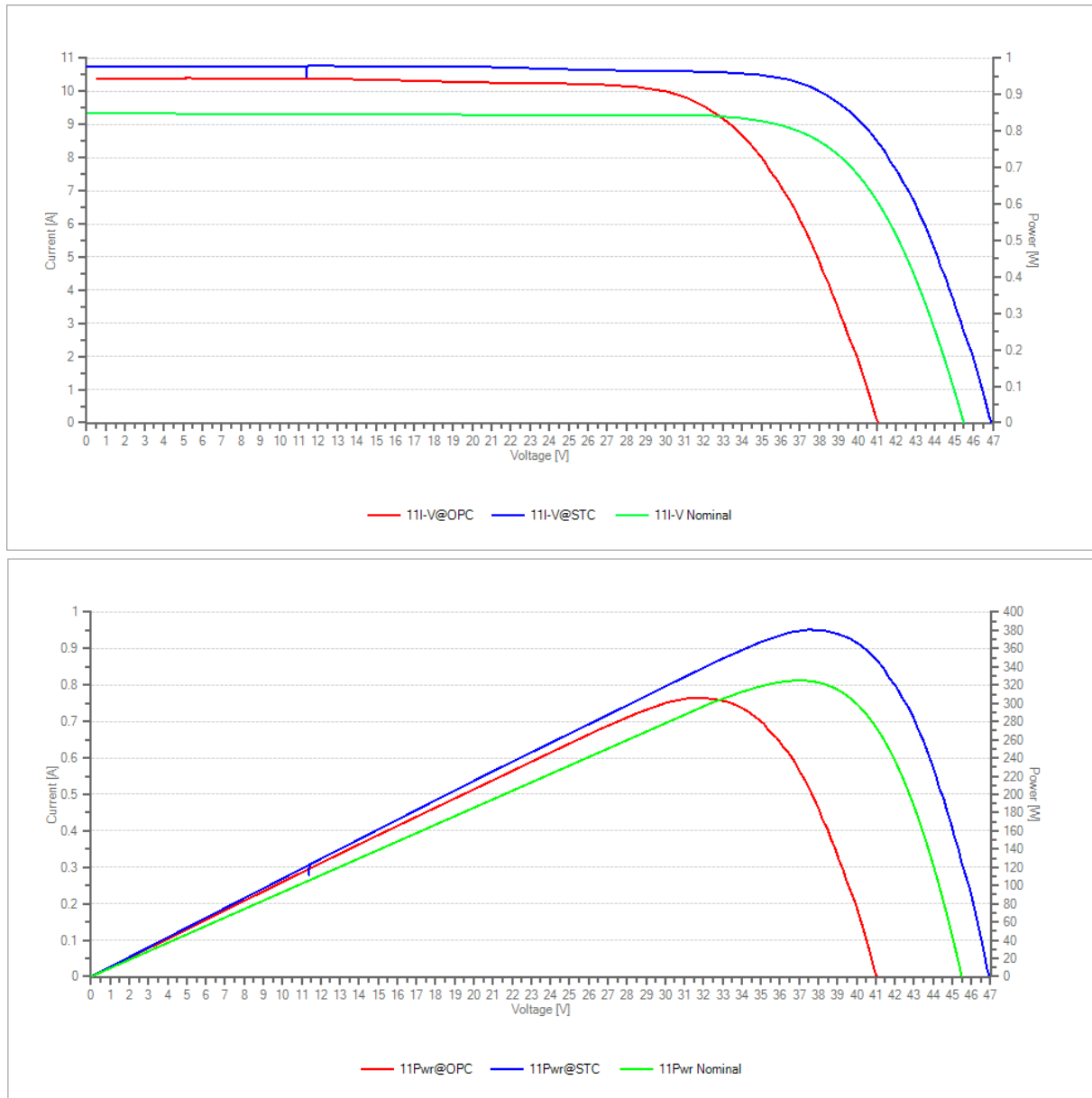
### 4.3 Resultado do ensaio 3 - Módulo Solar

#### 4.3.1 Análise de Curvas- Módulo Limpo

O Ensaio 3 foi realizado para visualizar as deformações geradas nas curvas ocasionadas por sujeira conforme a norma ABNT. Para análise da medição do módulo limpo, o módulo foi deixado sub sol para atingir que a temperatura de operação normal. Durante o ensaio, a radiação solar estava alta, e a temperatura das células sofreram aquecimento durante o tempo de exposição.

Ao analisar as curvas da Figura 42, é possível notar que ocorre uma grande variação de tensão e corrente, ultrapassando os valores nominais.

Figura 42 – Curva de Corrente e Potência - Módulo Limpo



Legenda: Vermelha: Curva IV/PV medida para as condições OPC. Azul: Curva IV/PV calculada para as condições STC. Verde: Curva IV/PV nominal do módulo.

Fonte: Autor, 2023

A temperatura aferida no módulo foi de 70°C, quase o dobro da informada pelo fabricante como temperatura operacional nominal. Ao analisar a corrente calculada, verifica-se que a mesma ultrapassa o valor da corrente nominal em 15%. Em consequência o mesmo ocorre para a potência calculada, que ultrapassa o valor nominal em 17%, ultrapassando a tolerância do fabricante. Devido a isso, a Tabela 9, que apresenta o resultado do ensaio com o módulo limpo, mostra *NOT OK*. Conforme manual do traçador, valores altos de  $I_{sc}$  podem ser indicativos de

erros de configuração das variáveis, como a temperatura, ou reflexões no sensor de irradiância. Desta forma é recomendado que o teste seja repetido.

Tabela 9 – Resultado TOPVIEW - Módulo Limpo

	String	NMod [und]	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irrad [W/m <sup>2</sup> ]	Module Temp. [°C]	FF [%]	Alpha [%/°C]	Beta [%/°C]	Tol + [%]	Tol - [%]
Meas. 11 - CS6U	1		Not Ok (17,17%)											
11 Measures@OPC	1	1	305,87	41,06	31,98	9,56	10,39	942	700	72	0,05	-0,31	2,00	2,00
11 Meas Avg@OPC	1	1	305,87	41,06	31,98	9,56	10,39	942	700	72	0,05	-0,31	2,00	2,00
11 STC	1	1	380,79	46,94	37,51	10,15	10,76	1000	250	75	0,05	-0,31	2,00	2,00
11 Nominal	1	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	250	76	0,05	-0,31	2,00	2,00

### 4.3.2 Análise de Curvas - Módulo Sujo

Quando a sujidade é inserida no ensaio, é possível notar claramente o impacto que ela tem na curva I-V e, conseqüentemente, na potência. Os gráficos da Figura 43 mostram a presença de degraus e declives acentuados na curva característica. Essas anomalias são causadas pelo sombreamento e pela sujeira nos módulos. O degrau é formado quando a sujeira ocupa uma área da célula, interrompendo a corrente que passa por ela. Nesse momento, o diodo de *bypass* é ativado para evitar a interrupção total do circuito.

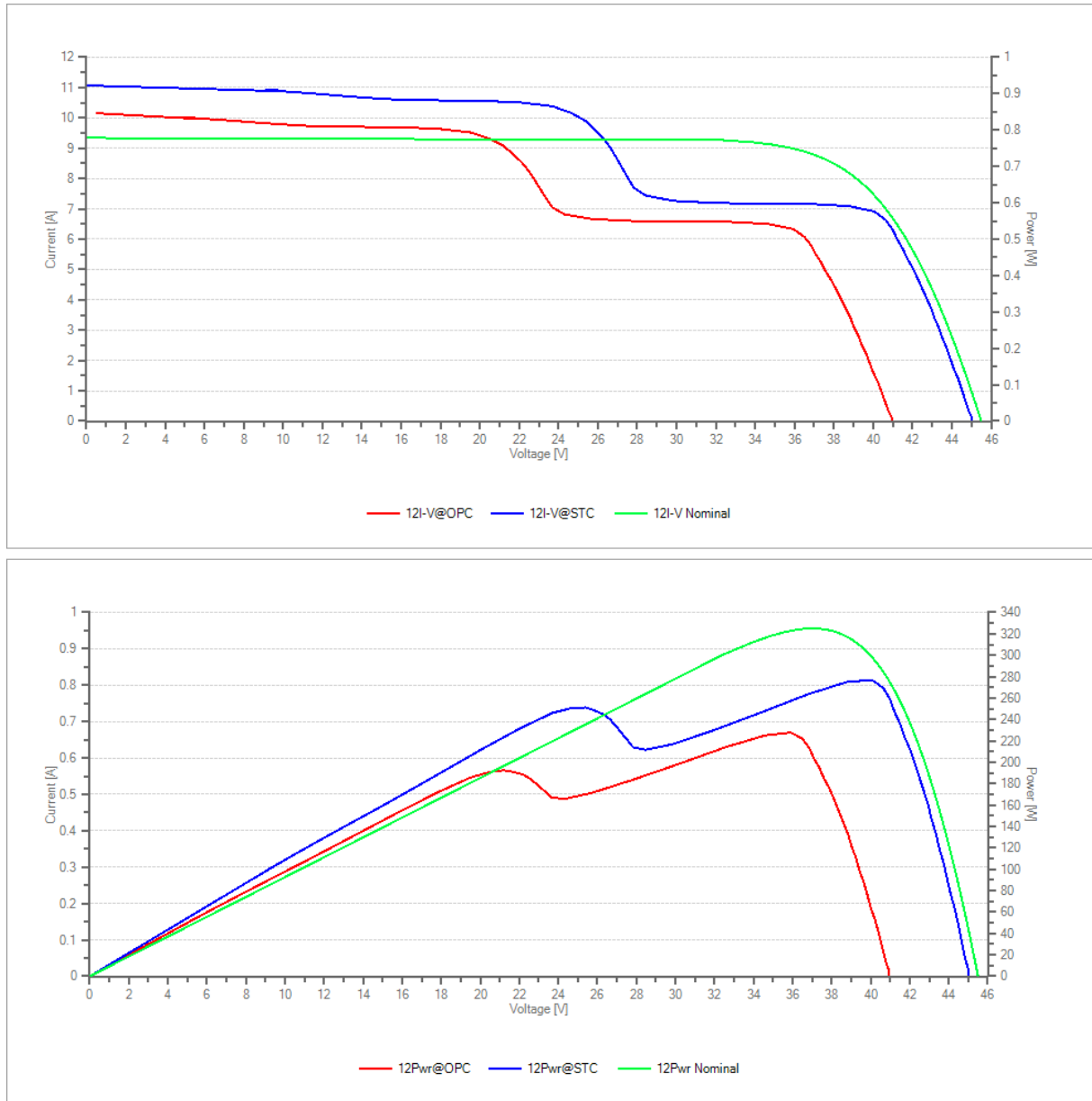
Ao analisar a Tabela 10, que apresenta os resultados do ensaio após sujar o módulo, conclui-se que a potência de operação chegou apenas a 69% da nominal. Por sua vez, a potência STC chegou a ter uma redução de quase 15% da sua potência de saída em relação a nominal.

Tabela 10 – Resultado TOPVIEW - Módulo Sujo

	String	NMod [und]	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irrad [W/m <sup>2</sup> ]	Module Temp. [°C]	FF [%]	Alpha [%/°C]	Beta [%/°C]	Tol + [%]	Tol - [%]
Meas. 12 - CS6U	1		Not Ok (-14,86%)											
12 Measures@OPC	1	1	227,21	40,94	35,90	6,34	10,16	903	55	55	0,05	-0,31	2,00	2,00
12 Meas Avg@OPC	1	1	227,21	40,94	35,90	6,34	10,16	903	55	55	0,05	-0,31	2,00	2,00
12 STC	1	1	276,71	45,00	40,05	6,91	10,93	1000	25	56	0,05	-0,31	2,00	2,00
12 Nominal	1	1	325,00	45,50	37,00	8,78	9,34	1000	25	76	0,05	-0,31	2,00	2,00

A Figura 44 apresenta o gráfico da comparação entre as curvas do módulo sujo e o módulo limpo. É obtido uma queda de eficiência de 25% entre os cenários, e a redução aproximadamente de 1/3 da potência de um módulo ideal. Este valor está associado ao tamanho da área afetada, e a atuação dos diodos *bypass*. Neste modelo, apenas um dos três diodos entraram em condução, gerando a deformação na curva IV. Quanto maior a quantidade de diodo o módulo possuir, menor será a interrupção de corrente gerada pela sujidade no sistema.

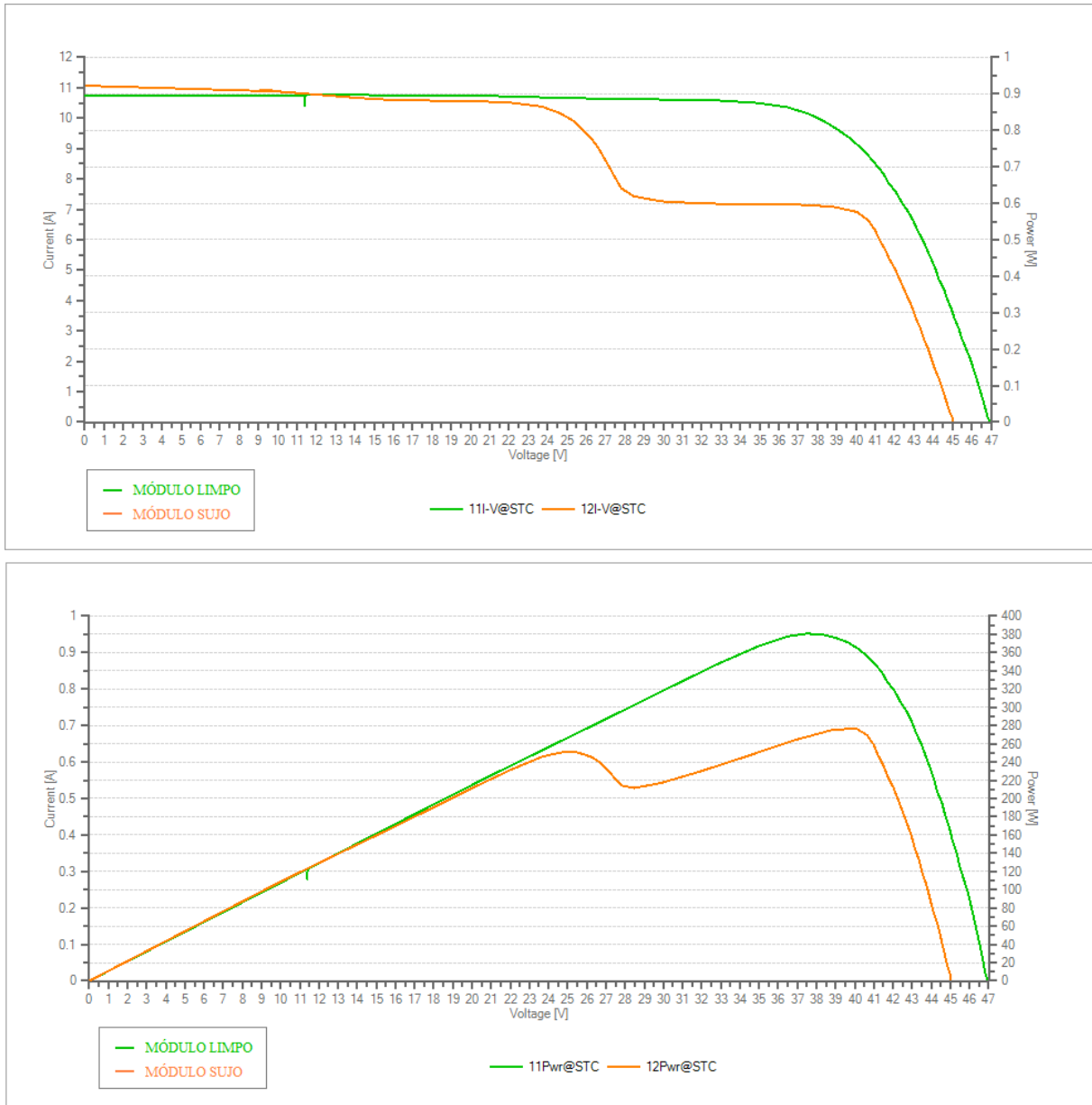
Figura 43 – Curva de Corrente e Potência - Módulo Sujo



Legenda: Vermelha: Curva IV/PV medida para as condições OPC. Azul: Curva IV/PV calculada para as condições STC. Verde: Curva IV/PV nominal do módulo.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 44 – Comparação - Módulo Sujo x Limpo



Legenda: Laranja: Curva IV/PV calculada para as condições STC com módulo Sujo. Verde: Curva IV/PV calculada para as condições STC com módulo limpo.

Fonte: Autor, 2023.

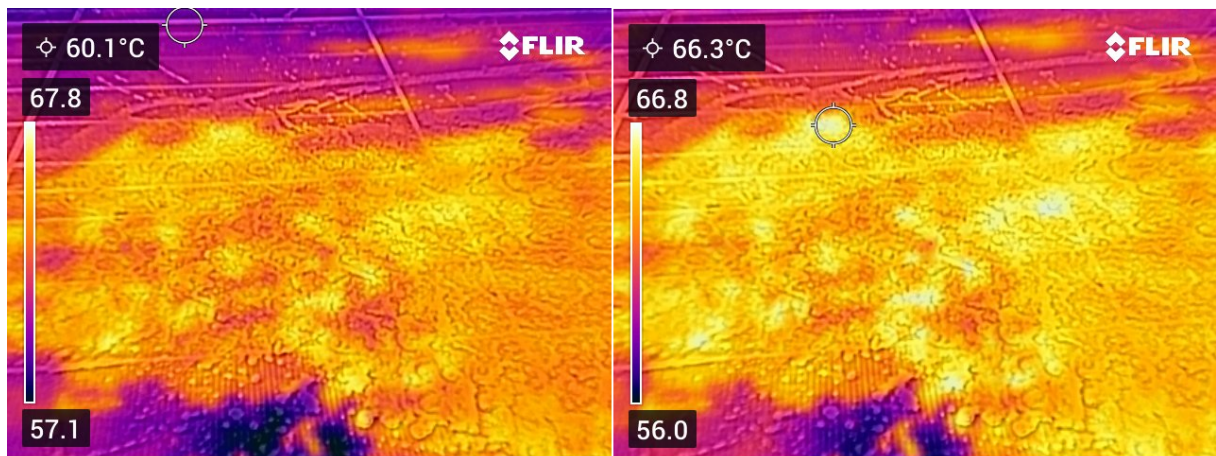
### 4.3.3 Análise Termográfica

Ao analisar as imagens obtidas com a câmera termografia é possível observar o impacto da sujeira na temperatura da célula e a formação de pontos quentes. Realizou-se uma análise comparativa entre dois pontos de temperatura do módulo, sendo um deles localizado na área afetada pela sujeira e o outro representando a área não afetada, situado na parte externa da sujeira.

A Figura 45 apresenta uma diferença de temperatura de  $6,2^{\circ}\text{C}$  entre esses dois pontos. Quando o ponto externo é afastado ainda mais da área afetada pela sujeira, essa diferença aumenta para  $8,2^{\circ}\text{C}$ , conforme ilustrado na Figura 46. Levando em conta que a temperatura de operação do módulo é em torno de  $60^{\circ}\text{C}$ , esse aumento de temperatura representa um acréscimo de até 14% em células diferentes.

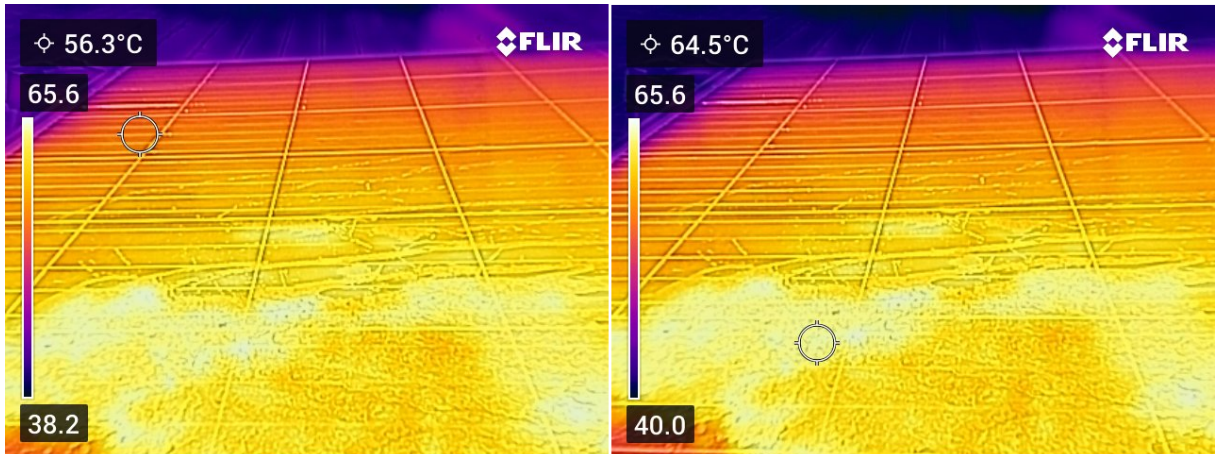
Por sua vez, ao realizar as mesmas análises, porém na parte posterior do módulo, a diferença térmica se mantém próxima a  $5^{\circ}\text{C}$ , conforme mostrado na Figura 47. No primeiro caso a diferença chega a  $4,6^{\circ}\text{C}$  devido a área de captação da câmera. Porém, a diferença deste mesmo ponto para o mais quente informado na imagem é de  $6^{\circ}\text{C}$ . O segundo caso já mostra uma diferença de  $12^{\circ}\text{C}$  para o ponto de referência 1, e de  $10^{\circ}\text{C}$  para o ponto mais quente apresentado no espectro de calor da imagem, conforme Figura 48.

Figura 45 – Análise Termográfica 1 - Módulo Solar



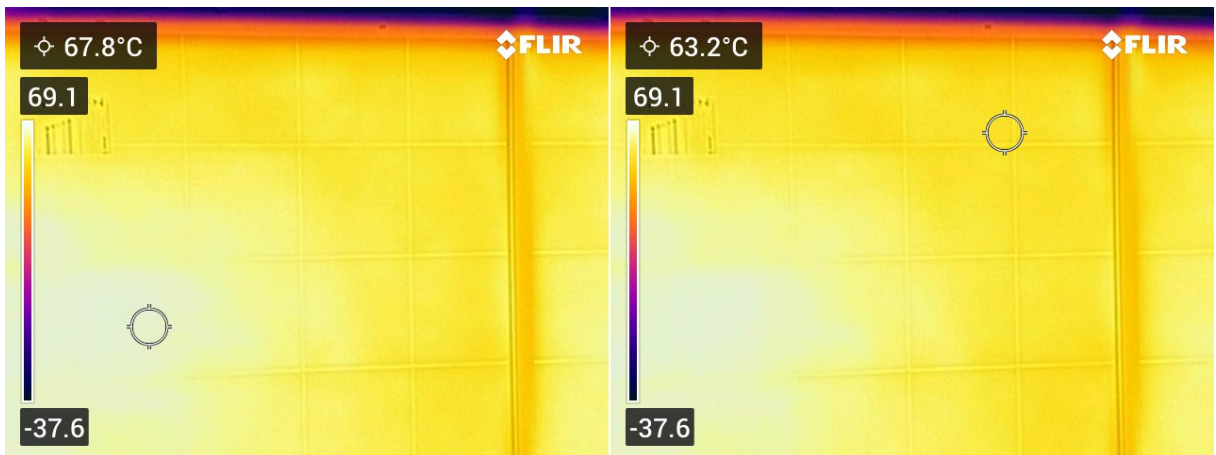
Fonte: Autor, 2023.

Figura 46 – Análise termográfica 2 - Módulo Solar.



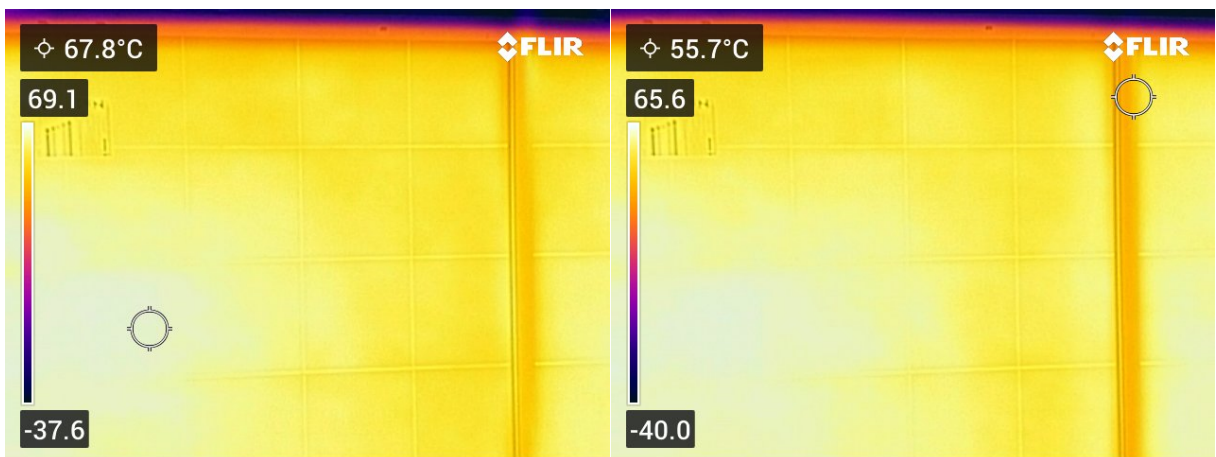
Fonte: Autor, 2023.

Figura 47 – Análise Termográfica 3 - Módulo Solar



Fonte: Autor, 2023.

Figura 48 – Análise Termográfica 4 - Módulo Solar



Fonte: Autor, 2023.

## 5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

As análises das curvas obtidas pelo traçador aliadas às análises termográficas permitiram verificar o impacto que a sujidade pode causar nos módulos fotovoltaicos.

O período chuvoso, mostrou ser de extrema importância na limpeza dos módulos. Como apresentado no Ensaio 1, o período com elevado índice de precipitação, causou um aumento médio de 26% na potência nos módulos empoeirados e com dejetos de pássaros em um intervalo inferior a cinco meses. Porém, esta característica de limpeza natural fica limitada a configuração da usina. Sendo que, para módulos com ângulo de instalação baixo, a chuva pode não ser suficiente para a limpeza dos mesmo. Logo, lugares com longo período de estiagem sofrem ainda mais com o impacto causado pela sujidade, e devem ter sua usina projetada com ângulos maiores.

No Ensaio 2, foi possível verificar que a limpeza manual é de extrema importância para a geração de energia solar. Apesar de não conseguir quantificar o impacto da limpeza para o sistema, foi verificado que após decorrer dez dias da limpeza manual, o sistema se encontrava sujo e com uma perda próxima de 5% potência. Na literatura apresentada por (JÚNIOR; CRUZ; AMARAL, 2018), limpezas realizadas em período inferior a 15 dias não causaria impacto significativo. Neste caso, devido a existência de pássaros na região, e a usina estar instalada no telhado de um prédio, a céu aberto, foi comprovado a queda média de geração de 0,43% ao dia. De forma linear, durante o intervalo de quinze dias a perda de potência seria em torno de 6,5%, o que representa uma queda de geração significativa.

A limpeza do sistema deve ser adotada em uma regularidade específica de acordo com a característica do ambiente que o sistema se encontra. Se a usina estiver em uma região de grande teor de partículas no ar, por exemplo próximo a mineradoras ou área industrial, esta limpeza deverá acompanhar o tempo gasto para acumular as partículas nos módulos. Já em grandes centros, a preocupação relevante é a quantidade de pombos, que ao sobrevoar sobre as usinas acabam gerando dejetos e até mesmo a transferência de barro ou partículas de poeira ao pousar nos módulos, como ocorrido no Ensaio 2.

Os dejetos e sujeiras levadas para as usinas solares pelos pombos, podem ocasionar diversos pontos quentes nos módulos fotovoltaicos, aquecimento de temperatura e aumento da corrente, que conseqüentemente gera a degradação das células, redução de eficiência e redução da vida útil do sistema como um todo. Para essas situações, o monitoramento se faz ainda mais necessário e constante, dado que não existe um controle para pássaros.

No Ensaio 3, ao sujar um módulo de maneira proposital, foi possível verificar a deformação nas curvas geradas conforme a norma ABNT cita, e a geração de *hotspot*. A área do módulo afetada causou um impacto negativo de até 30% na geração de energia. Devido a atuação de um dos diodos *bypass*, a corrente de curto circuito que causaria elevação de temperatura nas células, é desviada. Uma vez que o diodo é inserido em paralelo redistribuindo as células em

sub-módulos, quanto maior a quantidade de diodos *bypass* existentes, menor será o impacto com a interrupção de corrente gerada pela sujidade.

A sujidade é um fator de grande relevância na geração de energia fotovoltaica, e seu impacto está relacionado as características do sistemas. tais como ângulo, tipo do módulo e região onde a usina está instalada. Porém, um monitoramento constante é essencial para minimizar este impacto e realizar a limpeza do sistema antes da ocorrência de perda de geração. Técnicas de análises termográficas e análises de curvas obtidas por um traçador são capazes de informar o estado atual da usina e auxiliar na previsão e planejamento da manutenção e limpeza do sistema fotovoltaico.

## 5.1 Trabalhos Futuros

Com o desenvolvimento do presente trabalho, pode-se sugerir as seguintes possibilidades para trabalhos futuros:

- implementação da quantificação da relação entre a área suja e perda de potência;
- análise do impacto de diferentes tipos de sujidade;
- análise do impacto da variação de temperatura nas Curvas IV;
- análise do impacto da variação da irradiação nas Curvas IV;
- análise do impacto das correções das Curvas IV;
- análise do impacto financeiro da sujidade devido a redução da geração de energia;
- estabelecimento de critérios objetivos para indicadores da necessidade da limpeza dos módulos.

## REFERÊNCIAS

- 3S, S. S. S. Influencia da irradiancia na curva característica I-V. 2021. Disponível em:<https://energia3s.com.br/2021/06/21/influencia-da-irradiancia-na-curva-caracteristica-i-v/>, Acessado em: 18 de março de 2022. Citado na página 24.
- ABNT, A. B. de N. T. **NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 27.
- \_\_\_\_\_. **NBR 15424, Ensaios Não Destrutivos Termografia Terminologia 2.ed.** Rio de Janeiro, 2016. Citado na página 28.
- ÁLVAREZ-TEY, G.; JIMÉNEZ-CASTAÑEDA, R.; CARPIO, J. Analysis of the configuration and the location of thermographic equipment for the inspection in photovoltaic systems. **Infrared Physics & Technology**, Elsevier, v. 87, p. 40–46, 2017. Citado na página 28.
- ANJOS, G. S. d. Estudo e desenvolvimento da aplicação de um sistema fotovoltaico em drones. 2016. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 21.
- ARAUJO, D. N.; COSTA, S. C. S.; DUPONT, I. M.; CARVALHO, P. C. Impactos da sujidade e efeitos da limpeza no desempenho de módulos fotovoltaicos. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. [S.l.: s.n.], 2020. Citado 3 vezes nas páginas 15, 23 e 25.
- ARAÚJO, G. P.; RAMANAUSKAS, L. F. da C.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A. Comparação e análise de módulos fotovoltaicos com células de silício cristalino. In: **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Brasil**. [S.l.: s.n.], 2018. Citado na página 17.
- ASSUNÇÃO, H. D. Degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no dee–ufc. **BS dissertation**, Dept. of Electrical Engineering, Universidade Federal do Ceará, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 21.
- BAŞOL, B. M.; MCCANDLESS, B. Brief review of cadmium telluride-based photovoltaic technologies. **Journal of photonics for Energy**, SPIE, v. 4, n. 1, p. 040996, 2014. Citado na página 18.
- CORTE, V. D. **Análise de pontos quentes utilizando sensores à fibra óptica no monitoramento de painel fotovoltaico**. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017. Citado na página 21.
- COSTA, A. L. C.; HIRASHIMA, S. Q. d. S.; FERREIRA, R. V. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos fv. **Ambiente Construído**, SciELO Brasil, v. 21, p. 201–220, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 14, 23, 25 e 29.
- COSTA, S. C. S. et al. Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em minas gerais, brasil. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR**. [S.l.: s.n.], 2018. v. 7. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 23.
- CSM-ENGENHARIA. **Uso de Drones e Robôs em Energia Solar**. 2013. Disponível em:<http://www.scmengenharia.com.br/uso-de-drones-e-robos-em-energia-solar/>, Acessado em: 21 de novembro de 2018. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 21.

- CSOLAR, E. **Microinversores, a nova ERA**. 2017. Disponível em:<http://csolar.com.br/blog-sobre-energia-fotovoltaica-sorocaba/microinversor-e-a-bola-da-vez-no-mercado-da-energia-fotovoltaica.html>, Acessado em: 21 de novembro de 2018. Citado na página 20.
- DIAS, M. V. X. et al. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. Universidade Federal de Itajubá, 2005. Citado na página 18.
- EPE, N. T. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. **Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro**, p. 25, 2012. Citado na página 17.
- EPE, R. d. i. Atlas da eficiência energética - Brasil 2020. 2021. Citado na página 14.
- FALCÃO, V. D. Fabricação de células solares de cds/cdte. **Instituto Militar de Engenharia**, 2005. Citado na página 18.
- FERREIRA, R. A. M. Metodologia para avaliação do desempenho de painéis fotovoltaicos utilizando um modelo elétrico-térmico e termografia quantitativa. Universidade Federal de Minas Gerais, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 30.
- FIRTS, F. E. E. S. de P. **Firts Solar Serie 3 Black Plus - PV Module**. 2023. Catálogo Firts Solar. Disponível em:<https://pdf.directindustry.com/pt/pdf-en/first-solar/series-3-black-plus/54324-554129.html#open357879>, Acessado em: 10 de março de 2023. Citado na página 19.
- FRANÇA, M.; CAVALCANTI, L. Avaliação de grandezas elétricas na geração fotovoltaica para melhoria da eficiência por sistema de arrefecimento convectivo. **Revista Brasileira de Gestão Ambiental e Sustentabilidade**, v. 5, p. 167–180, 01 2018. Citado na página 28.
- GASPARIN, F. P. Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos. 2009. Citado na página 26.
- HERNÁNDEZ-CALLEJO, L.; GALLARDO-SAAVEDRA, S.; ALONSO-GÓMEZ, V. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. **Solar Energy**, Elsevier, v. 188, p. 426–440, 2019. Citado na página 29.
- HICKEL, B. M.; DESCHAMPS, E. M.; NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R.; SIMÕES, G. C. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos fv: revisão e medições de campo. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR**. [S.l.: s.n.], 2016. v. 7. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 28.
- IEC, S. 60891. photovoltaic devices. procedures for temperature and irradiance corrections to measured iv characteristics. **International Electrotechnical Commission**, 2009. Citado na página 42.
- IFMG, D. L. I. I. **Usina Fotovoltaica**. 2021. Usina Fotovoltaica. Disponível em:<https://www.ifmg.edu.br/ibirite/institucional/usina-fotovoltaica>, Acessado em: 10 de março de 2023. Citado na página 34.
- INSTRUMENTS, H. **Manual de Utilização - I-V400w SOLAR I-Vw - I-V500w SOLAR I-Ve**. Italia, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- IRENA, I. R. E. A. **Future of Solar Photovoltaic: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects**. [S.l.]: IRENA–International Renewable Energy Agency Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019. Citado na página 14.

JÚNIOR, J. G. S.; CRUZ, S. R.; AMARAL, L. S. Impacto da sujidade sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. [S.l.: s.n.], 2018. Citado 5 vezes nas páginas 15, 23, 25, 58 e 66.

KERSUL, G. M. Uso da termografia para inspeções e manutenção predial: estudo de caso. 2014. Citado na página 29.

MICHELI, L.; DECEGLIE, M. G.; MULLER, M. Mapping photovoltaic soiling using spatial interpolation techniques. **IEEE Journal of Photovoltaics**, IEEE, v. 9, n. 1, p. 272–277, 2018. Citado na página 22.

NASCIMENTO, C. A. D. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. **Diss. Universidade Federal de Lavras**, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.

OGBOMO, O. O.; AMALU, E. H.; EKERE, N.; OLAGBEGI, P. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 75, p. 1225–1238, 2017. Citado na página 19.

PRANGE, N. G. Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos baseados em silício monocristalino e policristalino. 2021. Citado na página 17.

QUINELATO, D. D.; BATISTA, E. A.; SANTOS, R. R. dos; ALLATTA, E.; BRITO, M. A. Projeto de um estimador de perdas por sujidade em módulos fotovoltaicos utilizando modelo preditivo. Citado na página 22.

RAMOS, C. A. F.; ALCASO, A. N.; CARDOSO, A. J. M. Análise por termografia de módulos termofotovoltaicos análise por termografia de módulos termofotovoltaicos ca figueiredo ramos|| adérito n. alcaso|| aj marques cardoso. 13º Congresso Ibero-Americano de Engenharia Mecânica - Lisboa, 2017. Citado na página 20.

REZENDE, V. G. S. de; ZILLES, R. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. [S.l.: s.n.], 2018. Citado 3 vezes nas páginas 15, 23 e 25.

SAKÔ, E. Y. **Entendendo o traçador de curva I-V para comissionamento de sistemas FV**. 2020. Canal solar. Disponível em:<https://canalsolar.com.br/entendendo-o-tracador-de-curva-i-v-para-comissionamento-de-sistemas-fv-2/>, Acessado em: 02 de março de 2023. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 31.

SANTOLIN, E. A. et al. **Aplicação de sensores à fibra óptica no monitoramento térmico de painel fotovoltaico**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

SOLAR, H. S. M. C. **Diodos de bypass e de bloqueio nos sistemas de energia solar fotovoltaica**. 2020. Canal Solar. Disponível em:<https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-de-bloqueio-nos-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica/>, Acessado em: 10 de março de 2023. Citado na página 22.

SOLARIS, S. T. F. **Tipos de painel solar fotovoltaico**. 2020. Solaris Tecnologia Fotovoltaica. Disponível em:<https://solaris.com.br/2020/06/30/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico/>, Acessado em: 10 de março de 2023. Citado na página 19.

TEMPO, C. **Climatologia e histórico de previsão do tempo em Ibitité, BR.** 2023. Clima Tempo. Disponível em:<https://www.climatempo.com.br/climatologia/736/ibirite-mg>, Acessado em: 04 de março de 2023. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.

WEATHERSPARK. **Clima e condições meteorológicas médias em Ibitité no ano todo.** 2023. Weatherspark. Disponível em:<https://pt.weatherspark.com/y/30490/Clima-característico-em-Ibitité-Brasil-durante-o-ano>, Acessado em: 04 de março de 2023. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.