



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE**  
**PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO PARA MONITORAR A  
TEMPERATURA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM UMA USINA  
SOLAR POR MEIO DE IMAGENS TÉRMICAS OBTIDAS POR DRONE**

**João Roberto dos Santos Neto**

São Cristóvão – SE, Brasil

Agosto de 2024



**DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO PARA MONITORAR A  
TEMPERATURA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM UMA USINA  
SOLAR POR MEIO DE IMAGENS TÉRMICAS OBTIDAS POR DRONE**

**João Roberto dos Santos Neto**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – PROEE, da Universidade Federal de Sergipe, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Douglas Bressan Riffel

São Cristóvão – SE, Brasil

Agosto de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE  
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA  
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA-PROEE

## TERMO DE APROVAÇÃO

**“Desenvolvimento de um método para monitorar a temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar por meio de imagens térmicas obtidas por drone”**

Discente:

**João Roberto dos Santos Neto**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Sergipe, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada pela banca examinadora composta por:

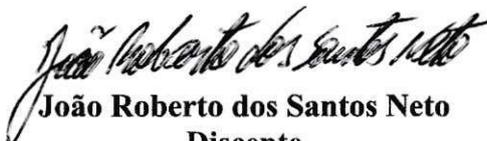
  
**Prof. Dr. Tarso Vilela Ferreira (PROEE/UFS)**  
**Presidente**

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** Kelson Romulo Teixeira Aires  
Data: 02/09/2024 11:56:15-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**Prof. Dr. Kelson Romulo Teixeira Aires (UFPI)**  
**Examinador Externo**

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** Iguatemi Eduardo da Fonseca  
Data: 02/09/2024 11:36:22-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**Prof. Dr. Iguatemi Eduardo da Fonseca (UFPB)**  
**Examinador Externo**

  
**João Roberto dos Santos Neto**  
**Discente**

Cidade Universitária “Prof. José Aloísio de Campos”, 30 de agosto de 2024.

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE**

S237d Santos Neto, João Roberto dos  
Desenvolvimento de um método para monitorar a temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar por meio de imagens térmicas obtidas por drone / João Roberto dos Santos Neto ; orientador Douglas Bressan Riffel. - São Cristóvão, 2024.  
106 f. : il.

Dissertação (mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Sergipe, 2024.

1. Engenharia elétrica. 2. Drone. 3. Calor – Radiação e absorção. 4. Geração de energia fotovoltaica I. Riffel, Douglas Bressan orient. II. Título.

CDU 621.31

## **Agradecimentos**

Agradeço a Deus por iluminar meus caminhos e a minha família por sempre me apoiar e me incentivar a seguir firme. Especialmente, agradeço aos meus pais, Carlos Roberto e Elza, minhas irmãs, Robelza e Joelza, e minha tia Isolina, pelo carinho de sempre.

Agradeço a minha esposa, Ana Paula, por toda dedicação e apoio que foram fundamentais nesta caminhada, e aos meus filhos, Lara, Lorenzo e Leonardo, minhas fontes de inspiração.

Agradeço ao meu orientador, Douglas, por acreditar em mim e ter paciência durante toda essa jornada.

Agradeço aos professores do PROEE pelos conhecimentos passados, e aos colegas do mestrado pelo suporte.

Agradeço à Rádio Televisão de Sergipe Ltda. pelo incentivo, e a minha equipe de trabalho pelo companheirismo.

Tudo o que acontece no universo tem uma razão de ser; um objetivo. Nós como seres humanos, temos uma só lição na vida: seguir em frente e ter a certeza de que apesar de as vezes estar no escuro, o sol vai voltar a brilhar.

Irmã Dulce

Resumo da Dissertação apresentada ao PROEE/UFS como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre (Me.)

**DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO PARA MONITORAR A  
TEMPERATURA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM UMA USINA  
SOLAR POR MEIO DE IMAGENS TÉRMICAS OBTIDAS POR DRONE**

**João Roberto dos Santos Neto**

**Agosto/2024**

Orientador: Prof. Dr. Douglas Bressan Riffel

Nesta dissertação, apresenta-se um método que utiliza imagens térmicas obtidas através do uso de drone, para monitorar a temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar, a fim de tornar sua inspeção mais ágil, auxiliar na identificação de módulos defeituosos e melhorar o desempenho do sistema fotovoltaico. Técnicas de processamento de imagens e de visão computacional foram utilizadas para identificar módulos em imagens térmicas de painéis fotovoltaicos, a exemplo do detector de bordas de Canny, da transformada de Hough e da transformação projetiva. Uma estratégia para ajuste de curva ao histograma de temperatura, através do método dos mínimos quadrados, foi utilizada para identificar nos módulos áreas de calor excessivo. Essas e outras técnicas foram sintetizadas no ambiente do software GNU Octave, onde foi desenvolvida uma interface gráfica para empregá-las. O método proposto foi aplicado a um estudo de caso, em uma usina solar de 1 megawatt localizada no leste do Estado de Sergipe. Algumas áreas de módulos da usina foram sombreadas para verificar a capacidade do método em identificar áreas de calor excessivo. Os resultados comprovam a eficácia do método para identificar todas elas.

**Palavras-chave:** monitoramento por drone; termografia; módulos fotovoltaicos.

Abstract of Dissertation presented to PROEE/UFS as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master

**DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR MONITORING  
PHOTOVOLTAIC MODULES IN A SOLAR POWER PLANT BY  
IMAGES CAPTURED BY DRONE**

**João Roberto dos Santos Neto**

**Agosto/2024**

Advisor: Prof. Dr. Douglas Bressan Riffel

In this dissertation, a method is presented that uses thermal images obtained through the use of a drone, to monitor the temperature of photovoltaic modules in a solar plant, in order to make their inspection more agile, assist in the identification of defective modules and improve the performance of the photovoltaic system. Image processing and computer vision techniques were used to identify modules in thermal images of photovoltaic panels, such as the Canny edge detector, the Hough transform and the projective transform. A strategy for fitting a curve to the temperature histogram, using the least squares method, was used to identify areas of excessive heat in the modules. These and other techniques were synthesized in the GNU Octave software environment, where a graphical interface was developed to use them. The proposed method was applied to a case study, in a 1 megawatt solar plant located in the east of the State of Sergipe. Some areas of the plant's modules were shaded to verify the method's ability to identify areas of excessive heat. The results prove the effectiveness of the method in identifying all of them.

**Keywords:** drone monitoring; thermography; photovoltaic modules.

## Lista de ilustrações

Figura 1	– Arranjos de um painel fotovoltaico. . . . .	4
Figura 2	– Exemplos de resolução geométrica de células fotovoltaicas fotografadas: (a) resolução menor que $5 \times 5$ pixels (insuficiente); (b) resolução de $5 \times 5$ pixels (suficiente). . . . .	5
Figura 3	– Ilustração de ângulos de visão. . . . .	6
Figura 4	– Dependência do ângulo de visão na emissividade do vidro. . . . .	6
Figura 5	– Campo de visão e seu plano de imagem (a); e relação entre ângulo de campo horizontal e seu plano de imagem (b). . . . .	7
Figura 6	– Algoritmo de Canny aplicado a uma imagem: (a) imagem original; (b) bordas da imagem, para $\sigma = 2$ ; (c) bordas da imagem, para $\sigma = 4$ ; e (d) bordas da imagem, para $\sigma = 6$ . . . . .	8
Figura 7	– Definição da vizinhança de um pixel $I(x, y)$ : (a) vizinhança de quatro vizinhos; e (b) vizinhança de oito vizinhos. . . . .	9
Figura 8	– Propagação do processo de rotulagem. . . . .	11
Figura 9	– Resultado do processo de rotulagem de objetos após a segunda etapa. . . . .	12
Figura 10	– Ilustração do eixo de menor inércia. . . . .	14
Figura 11	– Imagem de entrada e a transformada de Hough correspondente. . . . .	15
Figura 12	– Planos de perspectiva do mesmo ponto de vista, relacionados através da transformação projetiva. . . . .	18
Figura 13	– Exemplo de mapeamento origem–destino. . . . .	20
Figura 14	– Exemplo de mapeamento destino–origem. . . . .	21
Figura 15	– Usina solar fotovoltaica de 1 MW, de onde foram captadas as imagens. . . . .	26
Figura 16	– Módulo fotovoltaico de modelo JKM400M-72H-V, da série Cheetah HC 72M, fabricado pela empresa JinkO Solar. . . . .	27
Figura 17	– Drone DJI Mavic 3T. . . . .	27
Figura 18	– Modelo para determinação do ângulo de visão “ $90^\circ - \beta_E$ ”, para captação das imagens. . . . .	28
Figura 19	– Modelo para cálculo do tamanho relativo a pixels da imagem. . . . .	29

Figura 20	–Enquadramentos adotados para fotografia térmica de alguns painéis fotovoltaicos da usina solar: (a) enquadramento do painel A10; (b) enquadramento do painel M14. . . . .	31
Figura 21	–Ilustração das projeções ortogonais sobre o eixo de menor inércia (nas cores ● e ●), e sobre aquele perpendicular a ele (nas cores ● e ●). . . . .	34
Figura 22	–Exemplo de imagem (a), matriz que representa as bordas detectadas pelo detector de Canny, configurado com limiares inferior e superior com valores 0,2 e 0,5, respectivamente, e $\sigma$ com valor 1 (b), matriz que representa sua segmentação (c) e bordas resultantes após a eliminação da menor (d). . . . .	35
Figura 23	–Arranjo experimental adotado para a medição da emissividade. . . . .	39
Figura 24	–Medição da temperatura aparente da superfície do refletor. . . . .	40
Figura 25	–Medição da temperatura da primeira superfície de referência de emissividade. . . . .	41
Figura 26	–Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à primeira superfície de referência de emissividade. . . . .	42
Figura 27	–Indicação da existência de área de calor excessivo em um histograma, demonstrada pelo ajuste de uma curva através do método dos mínimos quadrados, utilizando uma função polinomial de quinta ordem. . . . .	44
Figura 28	–Indicação da temperatura mínima da(s) área(s) de calor excessivo em um histograma, demonstrada pelo ajuste de mais uma curva através do método dos mínimos quadrados, utilizando desta vez uma função polinomial de terceira ordem. . . . .	45
Figura 29	–Indicação da inexistência de área de calor excessivo em um histograma, demonstrada pelo ajuste de uma curva através do método dos mínimos quadrados, utilizando uma função polinomial de quinta ordem. . . . .	46

Figura 30	–Fotografias com enquadramento no painel fotovoltaico L14 da usina solar, captadas em 30 de outubro de 2023, às nove e cinquenta e dois. . . . .	47
Figura 31	–Fotografias com enquadramento no painel fotovoltaico A6 da usina solar, captadas em 13 de fevereiro de 2024, às quatorze e trinta e dois. . . . .	48
Figura 32	–Fotografias com enquadramento no painel fotovoltaico A5 da usina solar, captadas em 9 de abril de 2024, às treze e um. . . . .	48
Figura 33	–Bordas detectadas nos arredores do painel fotovoltaico L14, ilustrado na Figura 30. . . . .	49
Figura 34	–Bordas resultantes da remoção de bordas da Figura 33, que não atingiram uma determinada área. . . . .	49
Figura 35	–Bordas resultantes da remoção de bordas da Figura 33, que não atingiram um determinado comprimento. . . . .	50
Figura 36	–Módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 30a, denominados 1, 2 e 3, de resolução $42 \times 84$ pixels, $40 \times 80$ pixels e $40 \times 80$ pixels, respectivamente. . .	50
Figura 37	–Módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 31a, denominados 26, 27 e 28, de resolução $42 \times 84$ pixels, $41 \times 82$ pixels e $42 \times 84$ pixels, respectivamente. . . . .	51
Figura 38	–Módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 32a, denominados 1, 2 e 3, de resolução $37 \times 74$ pixels, $40 \times 80$ pixels e $44 \times 88$ pixels, respectivamente. . .	51
Figura 39	–Medição da temperatura da segunda superfície de referência de emissividade. . . . .	54
Figura 40	–Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à segunda superfície de referência de emissividade. . . . .	55
Figura 41	–Medição da temperatura da terceira superfície de referência de emissividade. . . . .	56
Figura 42	–Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à terceira superfície de referência de emissividade. . . . .	57
Figura 43	–Medição da temperatura da quarta superfície de referência de emissividade. . . . .	58

Figura 44 – Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à quarta superfície de referência de emissividade. . . . .	59
Figura 45 – Histogramas de temperatura dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 36. . . . .	60
Figura 46 – Ilustração das áreas de calor excessivo identificadas nos módulos exibidos nas figuras 45a (a), 45b (b) e 45c (c). . . . .	61
Figura 47 – Histogramas de temperatura dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 37. . . . .	62
Figura 48 – Ilustração das áreas de calor excessivo identificadas nos módulos exibidos nas figuras 47a (a) e 47c (b). . . . .	63
Figura 49 – Histogramas de temperatura dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 38 . . . . .	64
Figura 52 – Ilustração das áreas de calor excessivo identificadas na Figura 38 . . . .	65
Figura 53 – Módulo fotovoltaico 4 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	73
Figura 54 – Módulo fotovoltaico 5 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	73
Figura 55 – Módulo fotovoltaico 6 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	74
Figura 56 – Módulo fotovoltaico 7 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	74
Figura 57 – Módulo fotovoltaico 8 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	75
Figura 58 – Módulo fotovoltaico 9 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	75
Figura 59 – Módulo fotovoltaico 10 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	76
Figura 60 – Módulo fotovoltaico 11 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	76
Figura 61 – Módulo fotovoltaico 12 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	77
Figura 62 – Módulo fotovoltaico 13 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	77
Figura 63 – Módulo fotovoltaico 14 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	78

Figura 64 –Módulo fotovoltaico 15 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	78
Figura 65 –Módulo fotovoltaico 16 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	79
Figura 66 –Módulo fotovoltaico 17 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	79
Figura 67 –Módulo fotovoltaico 18 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	80
Figura 68 –Módulo fotovoltaico 19 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	80
Figura 69 –Módulo fotovoltaico 20 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	81
Figura 70 –Módulo fotovoltaico 21 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	81
Figura 71 –Módulo fotovoltaico 22 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	82
Figura 72 –Módulo fotovoltaico 23 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b). . . . .	82
Figura 73 –Medição da temperatura da superfície de referência com emissividade conhecida. . . . .	84
Figura 74 –Medição da temperatura da área que se deseja conhecer a emissividade. . . . .	85
Figura 75 –Esquema do procedimento refletor. . . . .	86

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a . . . . .	52
Tabela 2 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 31a . . . . .	52
Tabela 3 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 32a . . . . .	53
Tabela 4 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a . . . . .	66
Tabela 5 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a . . . . .	67
Tabela 6 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a . . . . .	67

## Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
adj.	adjunta
<i>DFoV</i>	<i>Diagonal Field of View</i>
<i>FoV</i>	<i>Field of View</i>
<i>HFoV</i>	<i>Horizontal Field of View</i>
IEC	International Electrotechnical Commission
NBR	Norma Brasileira
<i>TLCMF</i>	Tamanho de um Lado de uma Célula do Módulo Fotovoltaico
<i>TRLP</i>	Tamanho Relativo a um Lado do Pixel
<i>TSDK</i>	<i>Thermal Software Development Kit</i>
UAV	<i>Unmanned Aerial Vehicle</i>
<i>S. l.</i>	<i>Sine loco</i>
<i>VFoV</i>	<i>Vertical Field of View</i>

## Lista de símbolos

$m_{i_{k,l}}$	Momento de $(k + l)^{\text{a}}$ ordem do $i$ -ésimo objeto
$\mu_{i_{k,l}}$	Momento central de $(k + l)^{\text{a}}$ ordem do $i$ -ésimo objeto
$\varepsilon$	Emissividade de um objeto
$T_{\text{refl}}$	Temperatura aparente refletida

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA	2
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	2
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	3
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>4</b>
2.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	4
2.1.1	<b>Módulo fotovoltaico e painel</b>	4
2.1.2	<b>Diretrizes para inspeção de módulos e painéis fotovoltaicos em operação</b>	5
2.1.2.1	<i>Resolução geométrica das imagens captadas</i>	5
2.1.2.2	<i>Ângulo de visão para captação das imagens</i>	5
2.2	AQUISIÇÃO E REPRESENTAÇÃO DE IMAGENS	7
2.2.1	<b>Campo de visão</b>	7
2.3	O DETECTOR DE BORDAS DE CANNY	8
2.4	SEGMENTAÇÃO E PROCESSAMENTO DE IMAGENS BINÁRIAS	9
2.4.1	<b>Vizinhança de pixels</b>	9
2.4.2	<b>Rotulagem de objetos em imagens binárias</b>	9
2.4.2.1	<i>Rotulagem temporária de objetos</i>	10
2.4.2.2	<i>Solução de vários rótulos de pixels do mesmo objeto</i>	11
2.4.3	<b>Características básicas de objetos binários</b>	12
2.5	A TRANSFORMADA DE HOUGH	15
2.6	OPERAÇÕES GEOMÉTRICAS EM IMAGENS	16
2.6.1	<b>Coordenadas homogêneas</b>	17
2.6.2	<b>Transformação projetiva</b>	17
2.6.2.1	<i>Determinação dos parâmetros de transformação</i>	18
2.6.2.2	<i>Inversão da transformação projetiva</i>	19
2.6.3	<b>Reatribuição de coordenadas</b>	20
2.6.3.1	<i>Mapeamento origem–destino</i>	20
2.6.3.2	<i>Mapeamento destino–origem</i>	21
2.7	O MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS	21
<b>3</b>	<b>ESTADO DA ARTE</b>	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>25</b>
4.1	APARATO EXPERIMENTAL	25

4.2	CAPTAÇÃO DAS IMAGENS . . . . .	27
4.2.1	<b>Ângulo de visão</b> . . . . .	28
4.2.2	<b>Resolução geométrica das imagens</b> . . . . .	28
4.3	DETECÇÃO DE BORDAS NAS IMAGENS TÉRMICAS . . . . .	32
4.4	ELIMINAÇÃO DE BORDAS DE PEQUENO TAMANHO . . . . .	32
4.4.1	<b>Segmentação de imagem binária</b> . . . . .	33
4.4.2	<b>Determinação do tamanho das bordas</b> . . . . .	33
4.4.3	<b>Eliminação de bordas de pequeno tamanho</b> . . . . .	35
4.4.4	<b>Conversão à imagem binária</b> . . . . .	35
4.5	SEGMENTAÇÃO DE CADA PAINEL FOTOVOLTAICO ENQUADRADO NAS IMAGENS TÉRMICAS, AO NÍVEL DE MÓDULO FOTOVOLTAICO .	36
4.5.1	<b>Localização dos lados de cada módulo fotovoltaico na ima- gem de bordas</b> . . . . .	36
4.5.2	<b>Localização dos vértices de cada módulo fotovoltaico na ima- gem térmica</b> . . . . .	36
4.5.3	<b>Inversão de transformação geométrica para cada módulo fo- tovoltaico</b> . . . . .	36
4.6	ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DE CADA MÓDULO FOTOVOLTAICO SEGMENTADO . . . . .	37
4.6.1	<b>Procedimento para a medição da emissividade de um mó- dulo fotovoltaico</b> . . . . .	38
4.7	IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS DE CALOR EXCESSIVO NO PAINEL FO- TOVOLTAICO ENQUADRADO . . . . .	42
4.7.1	<b>Ajuste de curva ao histograma</b> . . . . .	43
<b>5</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>47</b>
5.1	CAPTAÇÃO DAS IMAGENS . . . . .	47
5.2	DETECÇÃO DE BORDAS NAS IMAGENS TÉRMICAS . . . . .	48
5.3	ELIMINAÇÃO DE BORDAS DE PEQUENO TAMANHO . . . . .	49
5.3.1	<b>Eliminação de bordas de pequena área</b> . . . . .	49
5.3.2	<b>Eliminação de bordas de pequeno comprimento</b> . . . . .	49
5.4	SEGMENTAÇÃO DE CADA PAINEL FOTOVOLTAICO ENQUADRADO NAS IMAGENS TÉRMICAS, AO NÍVEL DE MÓDULO FOTOVOLTAICO .	50
5.5	ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DE CADA MÓDULO FOTOVOLTAICO SEGMENTADO . . . . .	51
5.5.1	<b>Medição da emissividade de um módulo fotovoltaico</b> . . . . .	53
5.6	IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS DE CALOR EXCESSIVO NO PAINEL FO- TOVOLTAICO ENQUADRADO . . . . .	59
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>68</b>

<b>Referências</b> . . . . .	<b>69</b>
<b>Apêndices</b>	<b>72</b>
<b>APÊNDICE A Demais módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 36, e seus respectivos histogramas de temperatura</b> . . . . .	<b>73</b>
<b>Anexos</b>	<b>83</b>
<b>ANEXO A Procedimentos para medição e compensação da emissividade da superfície de um objeto</b> . . . . .	<b>84</b>
<b>ANEXO B Procedimentos para medição e compensação da temperatura aparente refletida</b> . . . . .	<b>86</b>
<b>ANEXO C Planta de localização e situação da usina solar fotovoltaica de 1 MW, de onde foram captadas as imagens</b> . . . . .	<b>87</b>
<b>ANEXO D Identificação dos painéis fotovoltaicos da usina solar de 1 MW, de onde foram captadas as imagens</b> . . . . .	<b>88</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, tem-se observado um crescente interesse pela geração de eletricidade através da utilização de fontes de energia renováveis (Aghaei et al., 2015, p. 7287). A implantação de usinas fotovoltaicas vem se expandindo devido a aspectos positivos da utilização da energia solar e a subsídios governamentais (Aghaei et al., 2015, p. 7287).

Cientistas e pesquisadores vêm explorando as causas e os mecanismos que levam à ocorrência de defeitos e falhas nos módulos e células fotovoltaicas, a fim de aumentar a confiabilidade dos métodos de inspeção (Aghaei et al., 2015, p. 7287). A compreensão de características das falhas e degradações nos módulos fotovoltaicos é a primeira etapa para prolongar a vida útil deles, o que possibilitará reduzir os custos dos sistemas fotovoltaicos (Aghaei et al., 2015, p. 7287).

Conforme dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024), a matriz elétrica brasileira continua em ritmo de amplo crescimento, alcançando até o mês de julho uma expansão de 6,5 gigawatts (GW), de um total de quase 204,5 GW de potência de usinas em operação e de empreendimentos outorgados em fase de construção.

De acordo com levantamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2024), o setor solar trouxe em 2023 ao Brasil investimentos que superam os R\$ 59 bilhões, evidenciando o potencial socioeconômico e a confiança no mercado solar do país.

Na última década, o setor solar fotovoltaico brasileiro vivencia um crescimento robusto, impulsionado por fatores favoráveis como a excelente disponibilidade de recurso solar no país, a implementação de políticas públicas adequadas para a tecnologia no território, a crescente conscientização sobre sustentabilidade e a evolução da tecnologia. Apenas nos últimos sete anos, a capacidade instalada dos sistemas de conversão de energia solar fotovoltaica aumentou mais de 40 vezes no Brasil, saltando de aproximadamente 1 GW em 2017 para mais de 42 GW nos primeiros meses de 2024 (ABSOLAR, 2024).

Nesse contexto, o Brasil assume um protagonismo importante na transição energética global, impulsionado, sobretudo, pelo avanço dos investimentos na expansão da geração a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia solar.

## 1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

A eficiência de um módulo fotovoltaico está relacionada à temperatura de operação das células fotovoltaicas que o compõe (Liao; Lu, 2021, p. 1). Nesse cenário, o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos acima da recomendada, quando em operação, prejudica a produção de energia solar fotovoltaica (Haeberle et al., 2022). Portanto, o monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos torna-se importante.

Os métodos de inspeção termográfica são ferramentas úteis para a obtenção de informações sobre o estado de saúde dos módulos fotovoltaicos, uma vez que, em sua maioria, os defeitos e falhas são causados pelo excesso de calor (Aghaei et al., 2015; Kong et al., 2019). Além disso, por serem métodos de inspeção não destrutivos e não intrusivos, não necessitam que os módulos fotovoltaicos sejam desligados, sendo, portanto, executados enquanto estão em operação normal (Aghaei et al., 2015, p. 7288).

O monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos em usinas solares por meio de drone, pode tornar a manutenção mais ágil, auxiliar na identificação de módulos defeituosos, melhorar o desempenho do sistema fotovoltaico e evitar longos períodos com verificações manuais, ineficientes e com altas taxas de erro.

## 1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O presente trabalho propõe desenvolver um método que utilize imagens térmicas obtidas através do uso de drone, para monitorar a temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar. Para facilitar o alcance desse objetivo, foram elencadas as seguintes etapas:

- a) investigar o estado da arte dos métodos de medição de temperatura de módulos fotovoltaicos em campo;
- b) avaliar qual a distância mais adequada até o módulo, bem como o melhor ângulo de visão, para a captação das imagens por um drone;
- c) realizar um estudo de caso em uma usina solar real;
- d) planejar a construção de um banco de imagens (dossiê) para fins de monitoramento, considerando a localização do drone, bem como a data e horário de captação de cada imagem;
- e) estimar a emissividade do modelo de módulo fotovoltaico instalado na usina;
- f) desenvolver um algoritmo para recuperar a visão frontal de cada módulo nas imagens térmicas e para obter informações sobre a temperatura deles;
- g) analisar as imagens térmicas e propor algum método para identificação de áreas de calor excessivo nos módulos.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos. Neste capítulo introdutório, apresenta-se a contextualização do tema do trabalho, a justificativa e relevância dele, bem como os objetivos do trabalho. Na fundamentação teórica, Capítulo 2, apresentam-se definições e fundamentos relacionados aos métodos utilizados. No Capítulo 3, apresentam-se os trabalhos que já foram realizados e os progressos na área de estudo.

No Capítulo 4, são apresentados os métodos e procedimentos técnicos utilizados para alcançar os objetivos deste trabalho. Na sequência, Capítulo 5, são apresentados os resultados do estudo de caso e sua análise. As considerações finais do trabalho são apresentadas no Capítulo 6, onde também se abordam as principais limitações e algumas sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentadas definições e fundamentos relacionados aos métodos usados neste trabalho.

### 2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

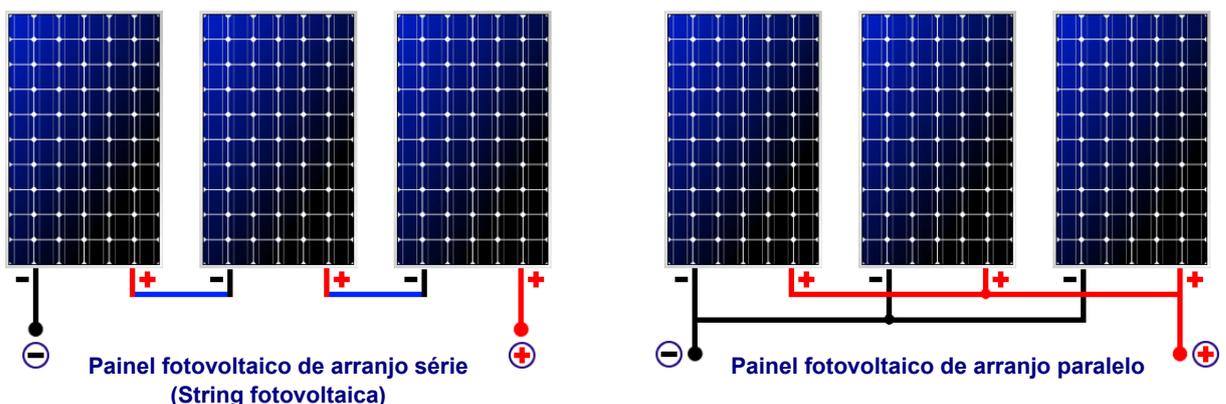
Os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados isoladamente ou em conjunto com outras fontes de energia elétrica (Kalogirou, c2024, p. 28). As aplicações que utilizam sistemas fotovoltaicos incluem sistemas de comunicações, monitoramento remoto, iluminação, bombeamento de água e carregamento de baterias.

#### 2.1.1 Módulo fotovoltaico e painel

As células solares convertem a radiação solar visível em corrente e tensão contínuas, gerando energia elétrica pelo efeito fotovoltaico (Tiwari, c2023, p. 73). Para muitas das aplicações práticas, uma única célula fotovoltaica não consegue gerar a energia elétrica requerida, devido à sua baixa tensão (em milivolts, mV), fazendo-se necessário que várias células sejam conectadas em série para aumentá-la. Essas células, geralmente conectadas apenas em série, são encapsuladas com vários materiais para proteção contra condições climáticas adversas, por exemplo, com o acetato de etil vinil (EVA, do inglês *Ethyl Vinyl Acetate*) ficando abaixo delas, ambos entre um vidro transparente e uma tampa, que pode ser opaca ou também transparente (Kalogirou, c2024, p. 509; Mertens, 2019, p. 142; Tiwari, c2023, p. 73). A essa estrutura dá-se o nome de módulo fotovoltaico.

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em série ou em paralelo (Figura 1) para gerar tensões ou correntes maiores, respectivamente (Kalogirou, c2024, p. 28). A essa estrutura dá-se o nome de painel fotovoltaico.

Figura 1 – Arranjos de um painel fotovoltaico.



Fonte: traduzida de ELECTRICAL TECHNOLOGY ([entre 2006 e 2024]).

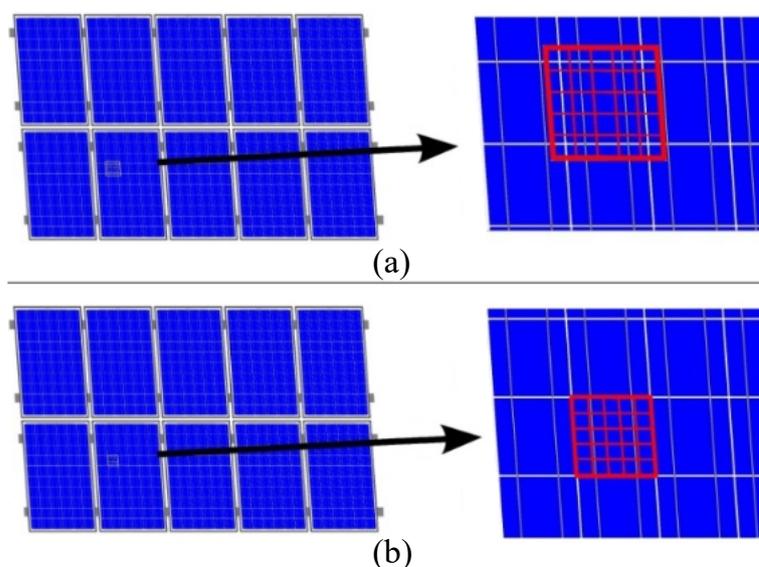
### 2.1.2 Diretrizes para inspeção de módulos e painéis fotovoltaicos em operação

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm uma vida útil de duas a três décadas, com a necessidade de manutenção e/ou alteração em alguns momentos ao longo deste período. Com a realização de inspeções periódicas, é possível assegurar o desempenho de longo prazo e a segurança do sistema fotovoltaico.

#### 2.1.2.1 Resolução geométrica das imagens captadas

Segundo a especificação técnica (TS, do inglês *Technical Specification*) 62446-3:2017 da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC, do inglês International Electrotechnical Commission), isto é, segundo a IEC TS 62446-3:2017, todos os módulos fotovoltaicos, incluindo aqueles observados no ângulo mais desfavorável de  $30^\circ$  [ver 2.1.2.2], devem ser fotografados com resolução mínima de  $5 \times 5$  pixels por célula (IEC, 2017, p. 24). Alguns exemplos de resolução geométrica são ilustrados na Figura 2.

Figura 2 – Exemplos de resolução geométrica de células fotovoltaicas fotografadas: (a) resolução menor que  $5 \times 5$  pixels (insuficiente); (b) resolução de  $5 \times 5$  pixels (suficiente).

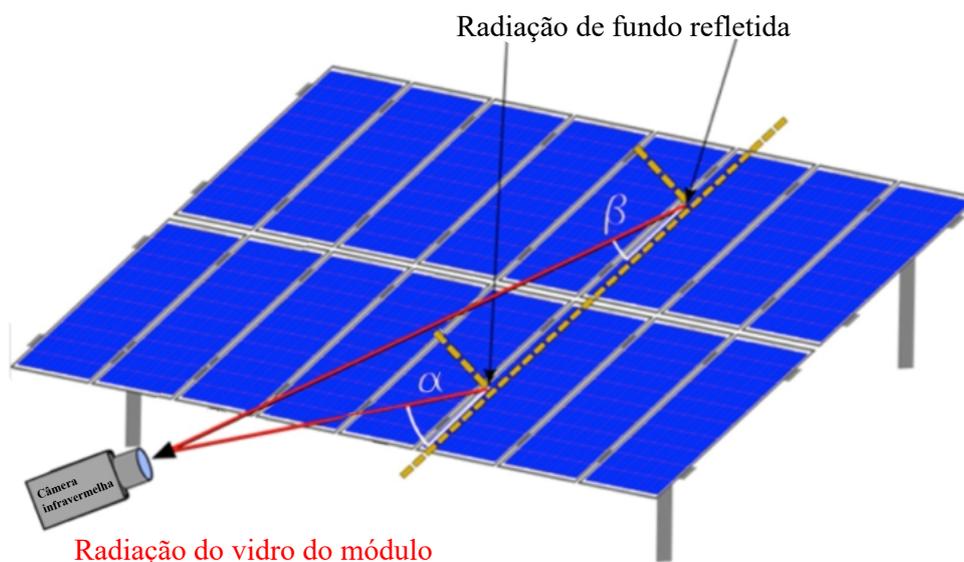


Fonte: adaptada de IEC (2017, p. 24).

#### 2.1.2.2 Ângulo de visão para captação das imagens

O ângulo de visão é o menor ângulo formado entre a superfície do módulo fotovoltaico e a lente da câmera termográfica, como ilustrado por  $\alpha$  e  $\beta$  na Figura 3.

Figura 3 – Ilustração de ângulos de visão.

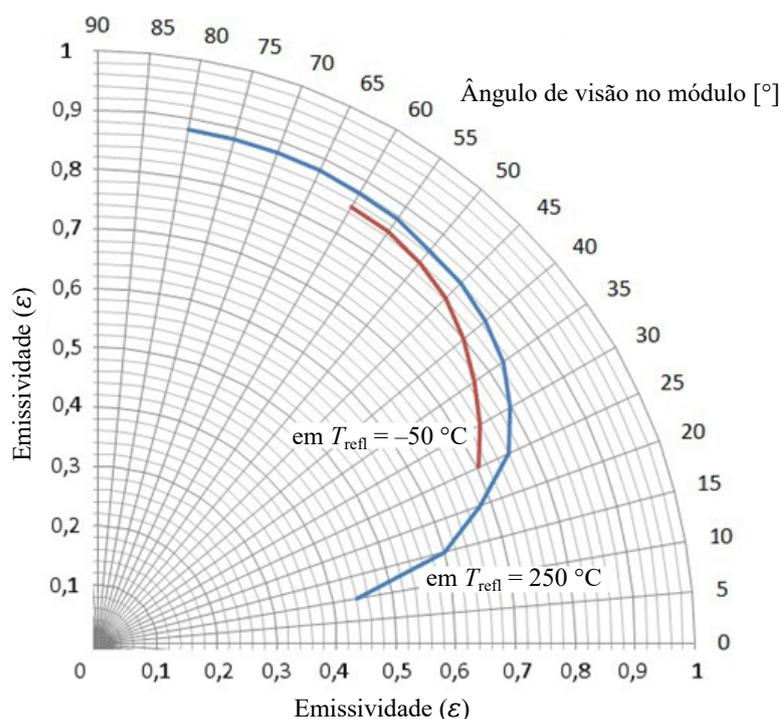


Fonte: traduzida de IEC (2017, p. 25).

Como pode ser observado na figura, ele se altera conforme a posição na superfície do módulo (veja que  $\alpha$  difere de  $\beta$ ).

Segundo a IEC TS 62446-3:2017, o mínimo ângulo de visão de  $30^\circ$  deve ser respeitado para minimizar os efeitos de reflexão de fundo, uma vez que a emissividade em vidros não ferrosos diminui drasticamente abaixo desse ângulo (IEC, 2017, p. 24). O ideal é que ele seja  $90^\circ$ . Na Figura 4, ilustra-se a dependência do ângulo de visão na emissividade do vidro.

Figura 4 – Dependência do ângulo de visão na emissividade do vidro.



Fonte: adaptada de IEC (2017, p. 15).

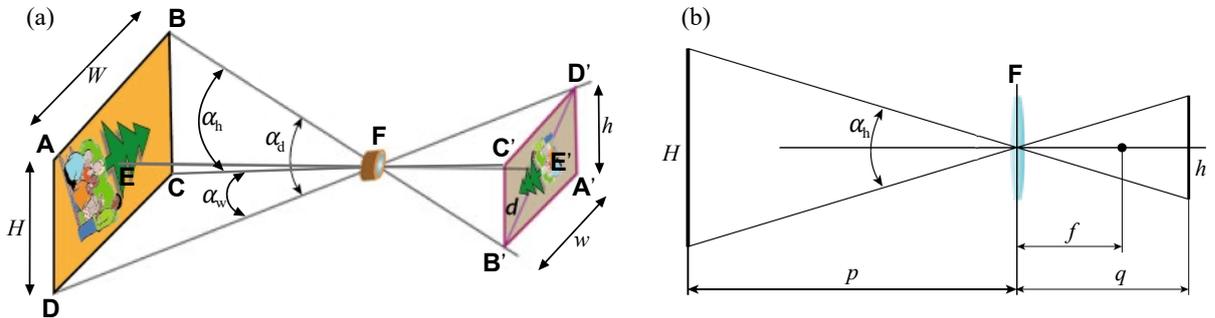
## 2.2 AQUISIÇÃO E REPRESENTAÇÃO DE IMAGENS

A imagem digital  $I(x, y)$  é a resposta de um sensor de imagem em uma série de posições espaciais fixadas ( $x = 1, 2, \dots, N; y = 1, 2, \dots, M$ ) em coordenadas cartesianas 2D (Bhuyan, 2019, p. 6). Pode ser obtida a partir de uma imagem analógica através do processo de amostragem espacial e quantização de valores de intensidade. Os índices  $x$  e  $y$  representam colunas e linhas de uma imagem, respectivamente.

### 2.2.1 Campo de visão

O campo de visão (FoV, do inglês *Field of View*) é a região do espaço físico, por exemplo, uma paisagem, enquadrada por um sistema óptico, que pode ser captada por meio de um sistema de aquisição digital de imagens (Distante; Distante, c2020a, p. 261; Umbaugh, 2023, p. 16). Em outras palavras, é o ângulo que determina a área total de uma cena, visto através do instrumento, em um determinado momento, frequentemente decomposto em campo de visão Horizontal (HFoV) e campo de visão Vertical (VFoV) (ABNT NBR 15424:2022, p. 2; Zhang, c2021, p. 170).

Figura 5 – Campo de visão e seu plano de imagem (a); e relação entre ângulo de campo horizontal e seu plano de imagem (b).



Fonte: adaptada de Distante e Distante (c2020a, p. 262).

Em caso de um sistema óptico que produza imagens não distorcidas espacialmente, como poderiam ser as produzidas a pequenas distâncias focais, e considerando que os sensores de imagem geralmente são retangulares, pode-se definir o ângulo de campo como:

$$\alpha_{dim} = 2 \cdot \arctan\left(\frac{dim}{2 \cdot q}\right), \quad (2.1)$$

em que  $dim$  é a medida de um lado ( $w$  ou  $h$ ) ou diagonal ( $d$ ) do sensor de imagem, e  $q$  é a distância focal efetiva do plano de imagem do sistema óptico (Distante; Distante, c2020a, p. 262). Essa equação (2.1) pode ser obtida ao considerar na Figura 5 o triângulo retângulo  $B'E'F$  ou  $D'E'F$ , ambos situados entre o sistema óptico e o sensor de imagem, cujo ângulo em questão é o do vértice  $F$  ( $\angle B'FE' = \angle D'FE' = \alpha_d/2$ ), e catetos adjacente e oposto têm tamanho, respectivamente,  $q$  e  $d/2$ . A afirmação anterior pode ficar mais

clara ao se observar a seguinte relação trigonométrica:

$$\begin{aligned}\tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right) &= \frac{d/2}{q} \\ \therefore \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right) &= \frac{d}{2 \cdot q}.\end{aligned}\quad (2.2)$$

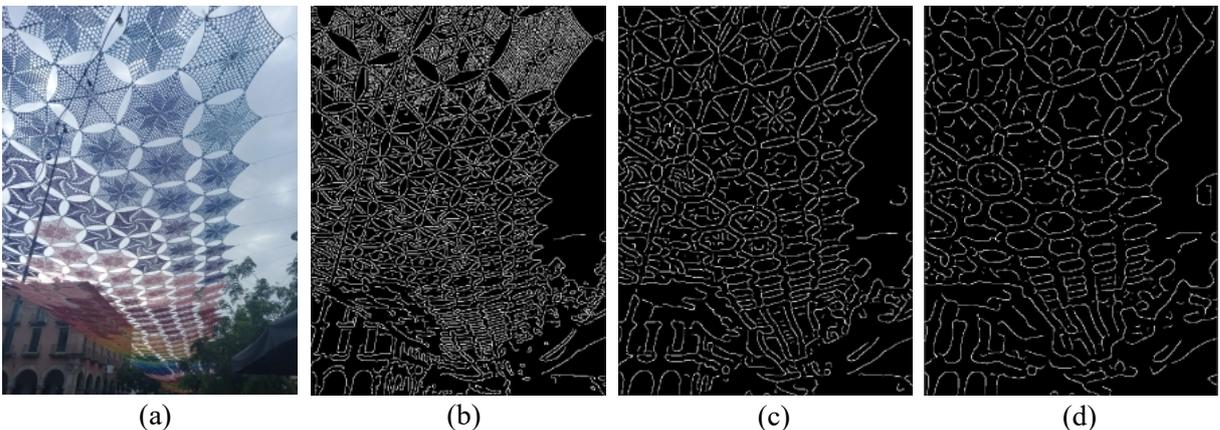
Em algumas situações, é necessário conhecer como as dimensões retangulares do campo de visão ( $H \times W$ ) estão relacionadas à distância do objeto ao sistema óptico ( $p$ ) e ao tamanho do sensor de imagem ( $h \times w$ ). Para esse conhecimento, pode-se observar na Figura 5(b) a relação de semelhança entre os triângulos de dimensões  $H/2$  e  $p$ , e  $h/2$  e  $q$ :

$$\begin{aligned}\frac{h/2}{H/2} &= \frac{q}{p} \\ \therefore q &= \frac{h \cdot p}{H}.\end{aligned}\quad (2.3)$$

### 2.3 O DETECTOR DE BORDAS DE CANNY

O detector de bordas de Canny é ótimo para encontrar a localização exata das bordas, com baixa influência de ruído (Distante; Distante, c2020b, p. 39). Ele tem como propósito alcançar três objetivos: (1) maximizar a probabilidade de encontrar boas bordas, e minimizar a de encontrar bordas falsas; (2) melhorar a localização das bordas na imagem, para que sejam o mais próximo possível da localização exata; e (3) entregar uma imagem cuja largura das bordas seja de apenas um pixel, para não existirem múltiplas respostas (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 111; Distante; Distante, c2020b, p. 40; Sundararajan, c2017, p. 266). Na Figura 6 estão ilustrados exemplos de aplicação deste algoritmo, utilizando-se diferentes valores do parâmetro de suavização ( $\sigma$ ).

Figura 6 – Algoritmo de Canny aplicado a uma imagem: (a) imagem original; (b) bordas da imagem, para  $\sigma = 2$ ; (c) bordas da imagem, para  $\sigma = 4$ ; e (d) bordas da imagem, para  $\sigma = 6$ .



Fonte: Cuevas e Rodríguez (2024b, p. 112).

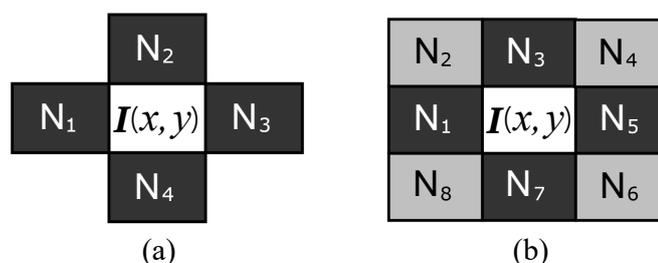
## 2.4 SEGMENTAÇÃO E PROCESSAMENTO DE IMAGENS BINÁRIAS

A segmentação visa dividir uma imagem em regiões que, conforme o contexto, tenham alguma relação ou significado (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 114).

### 2.4.1 Vizinhança de pixels

Em algumas situações, é necessário definir como dois pixels podem estabelecer uma relação de vizinhança entre si, por exemplo, na primeira etapa da **rotulagem de objetos em imagens binárias** (em 2.4.2.1). Dois tipos de vizinhança podem ser comumente identificados na literatura: “vizinhança de quatro vizinhos” ( $N_4$ , do inglês *4-Neighbors*) e “vizinhança de oito vizinhos” ( $N_8$ , do inglês *8-Neighbors*) (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 3).

Figura 7 – Definição da vizinhança de um pixel  $I(x, y)$ : (a) vizinhança de quatro vizinhos; e (b) vizinhança de oito vizinhos.



Fonte: adaptada de Cuevas e Rodríguez (2024a, p. 4).

Na vizinhança de quatro vizinhos (Figura 7(a)), verifica-se se há relação direta de um pixel ( $I(x, y)$ ) com seu vizinho que esteja acima ( $\mathbf{N}_2 = I(x, y - 1)$ ), abaixo ( $\mathbf{N}_4 = I(x, y + 1)$ ), à esquerda ( $\mathbf{N}_1 = I(x - 1, y)$ ) ou à direita ( $\mathbf{N}_3 = I(x + 1, y)$ ) do pixel em questão. Já na vizinhança de oito vizinhos (Figura 7(b)), verifica-se se há relação de um pixel ( $I(x, y)$ ) com seus vizinhos de vizinhança de quatro vizinhos ( $\mathbf{N}_3 = I(x, y - 1)$ ,  $\mathbf{N}_7 = I(x, y + 1)$ ,  $\mathbf{N}_1$  e  $\mathbf{N}_5 = I(x + 1, y)$ ), bem como com os pixels diagonais ( $\mathbf{N}_2 = I(x - 1, y - 1)$ ,  $\mathbf{N}_4 = I(x + 1, y - 1)$ ,  $\mathbf{N}_8 = I(x - 1, y + 1)$  e  $\mathbf{N}_6 = I(x + 1, y + 1)$ ) a ele (Bhuyan, 2019, p. 76; Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 3; Distante; Distante, c2020a, p. 294; Sundararajan, c2017, p. 41).

### 2.4.2 Rotulagem de objetos em imagens binárias

A rotulagem de objetos é uma técnica clássica de processamento de imagens, conhecida na literatura e na comunidade de visão computacional como “rotulagem de regiões” (do inglês *region labeling*) (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 129). Nesta técnica, o objetivo é identificar os grupos de pixels conectados que estão em uma imagem binária (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 129; Distante; Distante, c2020b, p. 295).

Uma imagem binária é uma representação numérica que apresenta somente duas classes de elementos: 1s (uns), que indicam objeto(s) ou região(ões) específica(s), e 0s (zeros), que correspondem ao “plano” de fundo. Na rotulagem de objetos, o objetivo é identificar a quantidade de objetos binários contidos em uma imagem. O algoritmo consiste essencialmente em duas etapas: (1) **rotulagem temporária dos objetos** e (2) **solução de vários rótulos de pixels pertencentes ao mesmo objeto** (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 129). O método é relativamente complexo (especialmente a etapa 2). No entanto, devido aos seus requisitos moderados de memória, representa uma boa escolha para a rotulagem de objetos.

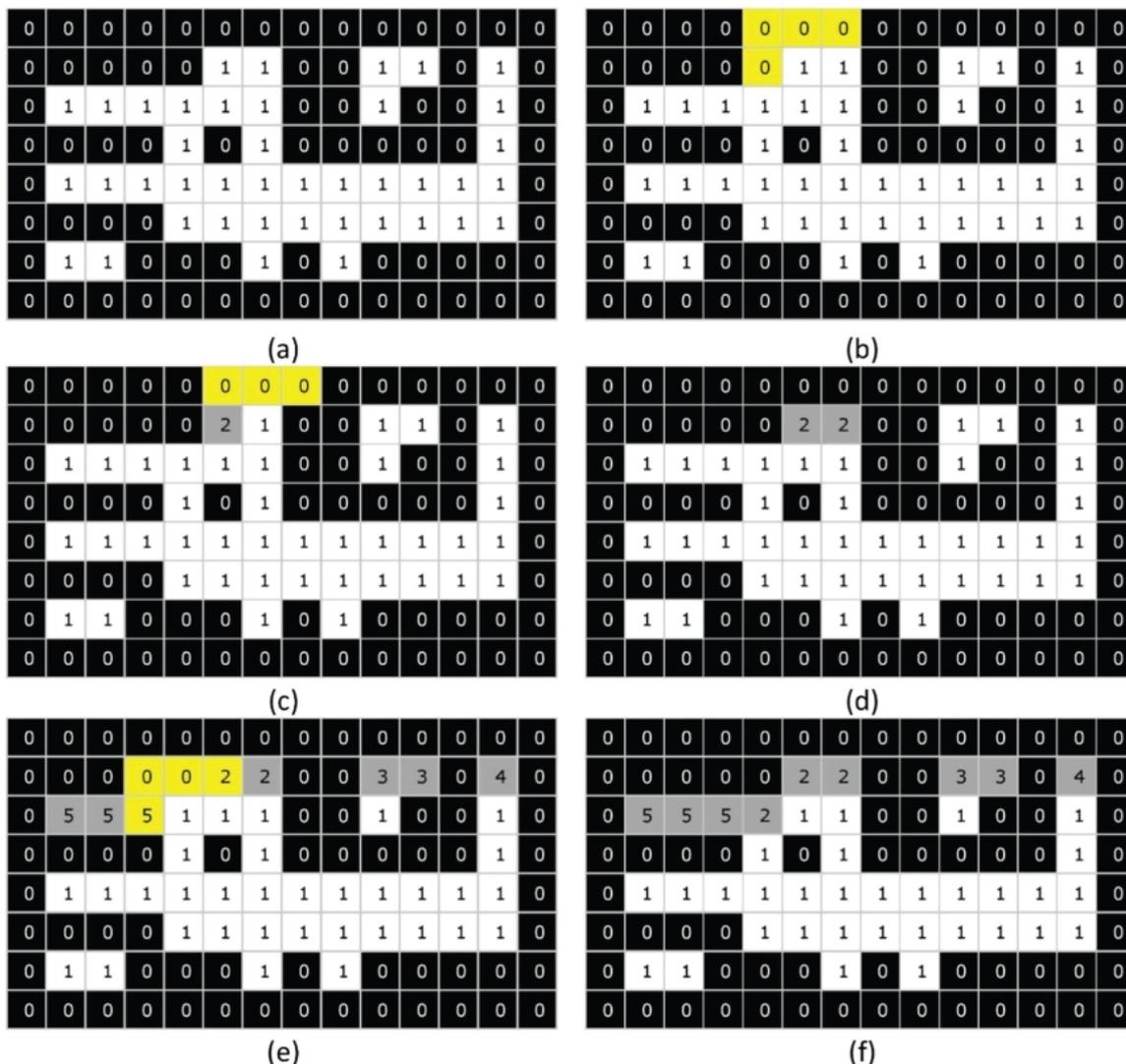
### 2.4.2.1 Rotulagem temporária de objetos

Na primeira etapa, a imagem é analisada da esquerda para a direita e de cima para baixo. A cada “movimento”, o pixel sob análise na posição  $(x, y)$  recebe um rótulo temporário. O valor do rótulo depende do tipo de vizinhança definida, que pode ser a de quatro vizinhos ( $N_4$ ) ou a de oito ( $N_8$ ). Para cada caso, a máscara utilizada pode ser definida da seguinte forma:

$$\mathbf{N}_4(x, y) = \begin{bmatrix} \cdot & \mathbf{N}_2 & \cdot \\ \mathbf{N}_1 & \otimes & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \mathbf{N}_8(x, y) = \begin{bmatrix} \mathbf{N}_2 & \mathbf{N}_3 & \mathbf{N}_4 \\ \mathbf{N}_1 & \otimes & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix},$$

em que  $\otimes$  identifica o pixel sob análise na posição  $(x, y)$ , isto é,  $\mathbf{I}(x, y)$  (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 130). No caso de quatro vizinhos, somente os pixels  $\mathbf{N}_1 = \mathbf{I}(x - 1, y)$  e  $\mathbf{N}_2 = \mathbf{I}(x, y - 1)$  são considerados, enquanto no caso de oito vizinhos são considerados os pixels  $\mathbf{N}_1, \mathbf{N}_2 = \mathbf{I}(x - 1, y - 1), \mathbf{N}_3 = \mathbf{I}(x, y - 1)$  e  $\mathbf{N}_4 = \mathbf{I}(x + 1, y - 1)$ . Na Figura 8, mostra-se o processo completo da primeira etapa realizado em uma imagem, considerando-se a vizinhança de oito vizinhos como critério.

Figura 8 – Propagação do processo de rotulagem.



Fonte: Cuevas e Rodríguez (2024b, p. 133).

Nota: **(a)** Imagem original. O primeiro pixel 1 é encontrado em **(b)**, todos os seus pixels vizinhos são 0s. Portanto, o pixel recebe o rótulo 2 **(c)**. Na próxima iteração **(d)**, um pixel vizinho possui rótulo 2, então o pixel sob análise assume esse valor como rótulo. Em **(e)**, existem dois pixels vizinhos com os rótulos 2 e 5, um desses valores será assumido pelo pixel sob análise, e a “colisão” que ocorreu (entre 2 e 5) deverá ser registrada.

### 2.4.2.2 Solução de vários rótulos de pixels do mesmo objeto

A tarefa da segunda etapa é solucionar as “colisões” registradas na primeira etapa. Este processo não é fácil, uma vez que dois rótulos diferentes e pertencentes provisoriamente a dois objetos diferentes, podem ser conectados por meio de um terceiro objeto.

Após identificação dos diferentes rótulos pertencentes ao mesmo objeto, o valor do rótulo de cada pixel desse objeto é substituído por um rótulo geral correspondente ao menor daqueles dentro dele (Figura 9) (Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 134).

Figura 9 – Resultado do processo de rotulagem de objetos após a segunda etapa.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	2	2	0	0	3	3	0	2	0	0
0	2	2	2	2	2	2	0	0	3	0	0	2	0	0
0	0	0	0	2	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0
0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
0	7	7	0	0	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Cuevas e Rodríguez (2024b, p. 134).

Nota: Todos os rótulos atribuídos temporariamente são substituídos pelo rótulo de menor valor numérico contido no objeto.

### 2.4.3 Características básicas de objetos binários

A fim de fornecer equações que permitam a determinação da área, do centro de área e do eixo de menor inércia de um objeto, será apresentada a função  $\mathbf{I}_i(x, y)$ , definida na equação:

$$\mathbf{I}_i(x, y) = \begin{cases} 1 & \text{se } \mathbf{I}(x, y) = i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad (2.4)$$

em que  $i$  é o número de identificação do  $i$ -ésimo objeto (Umbaugh, 2023, p. 125). Pode-se então definir o momento de  $(k + l)^a$  ordem do  $i$ -ésimo objeto de uma imagem  $\mathbf{I}$ , tamanho  $M \times N$ , como:

$$m_{i_{k,l}} = \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x^k \cdot y^l \cdot \mathbf{I}_i(x, y), \quad (2.5)$$

para  $k = 0, 1, 2, \dots$ , e  $l = 0, 1, 2, \dots$  (Sundararajan, c2017, p. 319).

O momento de ordem zero é a área do objeto (Russ; Neal, c2016, p. 573; Sundararajan, c2017, p. 320; Umbaugh, 2023, p. 125). Isto é:

$$\begin{aligned} A_i &= m_{i_{0,0}} \\ \therefore A_i &= \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x^0 \cdot y^0 \cdot \mathbf{I}_i(x, y) \\ \therefore A_i &= \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} \mathbf{I}_i(x, y). \end{aligned} \quad (2.6)$$

Ela indica a quantidade de pixels do objeto (Umbaugh, 2023, p. 127).

Os dois momentos de primeira ordem são:

$$\begin{aligned} m_{i_{1,0}} &= \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x^1 \cdot y^0 \cdot \mathbf{I}_i(x, y) \\ \therefore m_{i_{1,0}} &= \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x \cdot \mathbf{I}_i(x, y) \end{aligned} \quad (2.7)$$

e

$$\begin{aligned}
m_{i_{0,1}} &= \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x^0 \cdot y^1 \cdot \mathbf{I}_i(x, y) \\
\therefore m_{i_{0,1}} &= \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} y \cdot \mathbf{I}_i(x, y) .
\end{aligned} \tag{2.8}$$

Eles correspondem a área do objeto, multiplicada pela devida coordenada do centro de área dele (Sundararajan, c2017, p. 320; Umbaugh, 2023, p. 127). De fato, é possível comprovar a veracidade da afirmação anterior, uma vez que

$$\sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x \cdot \mathbf{I}_i(x, y) = x_{i_1} + x_{i_2} + \dots + x_{i_{A_i}} \tag{2.9}$$

e

$$\sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} y \cdot \mathbf{I}_i(x, y) = y_{i_1} + y_{i_2} + \dots + y_{i_{A_i}} , \tag{2.10}$$

em que  $x_{i_j}$  é a  $j$ -ésima coordenada  $x$  do  $i$ -ésimo objeto, para  $j = 1, 2, \dots, A_i$ , e  $y_{i_j}$  é a  $j$ -ésima coordenada  $y$  desse mesmo objeto.

As equações 2.9 e 2.10, ao serem divididas pela quantidade de coordenadas  $x$ , ou de coordenadas  $y$  do objeto, portanto, pela área do objeto ( $A_i$ ), resultam nas coordenadas de seu centro de área, isto é:

$$\begin{aligned}
\frac{\sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x \cdot \mathbf{I}_i(x, y)}{A_i} &= \frac{x_{i_1} + x_{i_2} + \dots + x_{i_{A_i}}}{A_i} \\
\therefore \frac{\sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} x \cdot \mathbf{I}_i(x, y)}{A_i} &= \bar{x}_i \\
\therefore \bar{x}_i &= \frac{m_{i_{1,0}}}{A_i}
\end{aligned} \tag{2.11}$$

e

$$\begin{aligned}
\frac{\sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} y \cdot \mathbf{I}_i(x, y)}{A_i} &= \frac{y_{i_1} + y_{i_2} + \dots + y_{i_{A_i}}}{A_i} \\
\therefore \frac{\sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} y \cdot \mathbf{I}_i(x, y)}{A_i} &= \bar{y}_i \\
\therefore \bar{y}_i &= \frac{m_{i_{0,1}}}{A_i} .
\end{aligned} \tag{2.12}$$

Pode-se então definir os momentos centrais, como:

$$\mu_{i_{k,l}} = \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} (x - \bar{x}_i)^k \cdot (y - \bar{y}_i)^l \cdot I_i(x, y) \quad (2.13)$$

(Russ; Neal, c2016, p. 573; Sundararajan, c2017, p. 320).

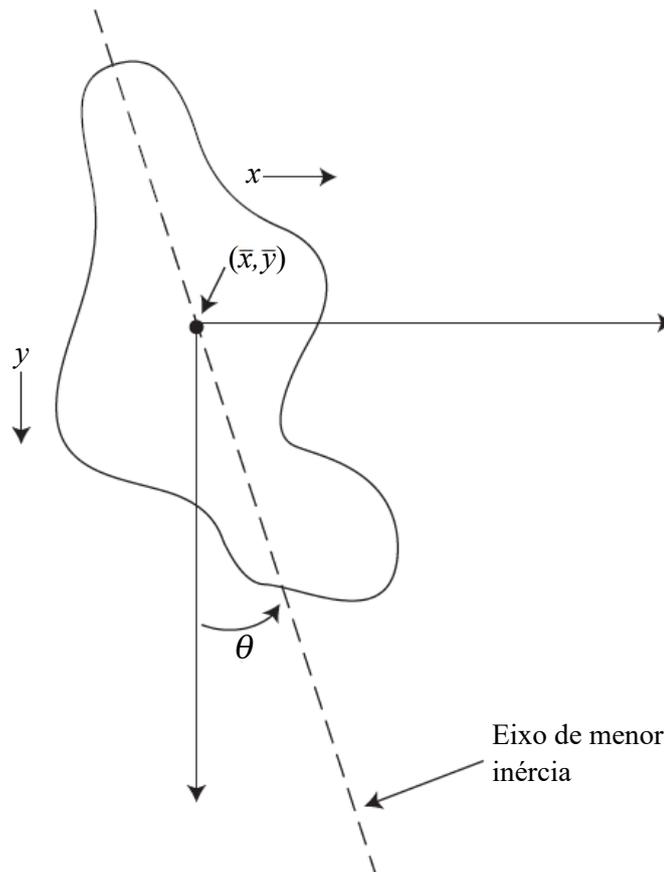
O eixo de menor inércia, que fornece informações sobre a orientação do objeto ( $\theta_i$ , na Figura 10), isto é, a linha reta em torno da qual é necessária a menor quantidade de energia para girar um objeto de formato semelhante, é definida como:

$$\tan(2 \cdot \theta_i) = \frac{2 \cdot \mu_{i_{1,1}}}{\mu_{i_{0,2}} - \mu_{i_{2,0}}}$$

$$\therefore \theta_i = \frac{1}{2} \cdot \arctan\left(\frac{2 \cdot \mu_{i_{1,1}}}{\mu_{i_{0,2}} - \mu_{i_{2,0}}}\right) \quad (2.14)$$

(Russ; Neal, c2016, p. 573-574; Umbaugh, 2023, p. 127). Segundo Russ e Neal (c2016, p. 573, tradução própria), “é o eixo que melhor se ajusta a todos os pixels, no sentido de que a soma dos quadrados de suas distâncias perpendiculares individuais ao eixo é minimizada”.

Figura 10 – Ilustração do eixo de menor inércia.



Fonte: adaptada de Umbaugh (2023, p. 127).

Nota: O ângulo ( $\theta$ ) é definido através do centro de área e no sentido anti-horário ao eixo vertical.

## 2.5 A TRANSFORMADA DE HOUGH

A transformada de Hough é um algoritmo para identificar formas específicas em uma imagem. É uma transformação que mapeia todos os pontos de uma forma geométrica em uma imagem, para um único local de um espaço de parâmetros, por um processo de transformação de coordenadas (Bhuyan, 2019, p. 179; Zhang, c2021, p. 851).

A forma geométrica mais simples que pode ser detectada pela transformada de Hough é a linha reta (Russ; Neal, c2016, p. 583; Tschumperlé; Tilmant; Barra, 2023, p. 128). Uma reta em um espaço bidimensional é descrita usando dois parâmetros reais, expressos na Equação 2.15 para coordenadas Cartesianas,

$$y = k \cdot x + d, \quad (2.15)$$

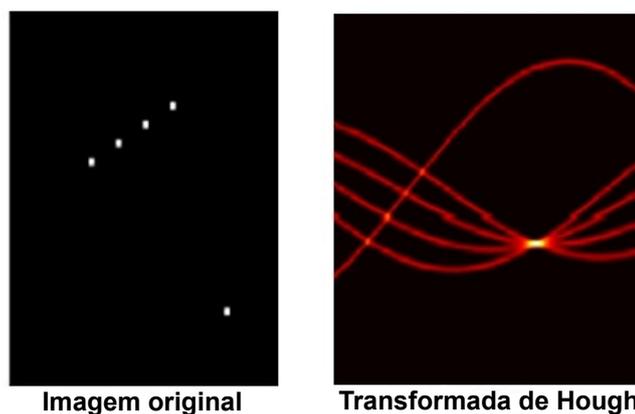
em que  $k$  representa a inclinação da reta e  $d$  sua interceptação no eixo  $y$  (Bhuyan, 2019, p. 179; Cuevas; Rodríguez, 2024b, p. 184-185; Russ; Neal, c2016, p. 583; Tschumperlé; Tilmant; Barra, 2023, p. 128). Essa representação geralmente não é empregada na transformada de Hough, uma vez que  $k$  se torna infinitamente grande para retas paralelas ao eixo  $y$  (Bhuyan, 2019, p. 179; Russ; Neal, c2016, p. 583; Tschumperlé; Tilmant; Barra, 2023, p. 129). Em vez disso, é utilizada a representação de coordenadas polares de uma reta, que Duda e Hart (1972) usaram pela primeira vez para identificar com a transformada de Hough as retas em uma imagem (Distante; Distante, c2020b, p. 299). Nessa representação,

$$x \cdot \cos(\theta) + y \cdot \sin(\theta) = \rho, \quad (2.16)$$

$\rho$  e  $\phi$  são, respectivamente, o comprimento e o ângulo de um vetor normal à reta, que intercepta a origem do plano cartesiano.

Com a representação de coordenadas polares de uma reta, um único pixel na imagem gera uma senoide no espaço de parâmetros  $(\rho, \phi)$  (Figura 11). Cada ponto ao longo dessa senoide corresponde aos parâmetros  $\rho$  e  $\phi$  de uma única reta que passa pelo pixel (Russ; Neal, c2016, p. 583).

Figura 11 – Imagem de entrada e a transformada de Hough correspondente.



Fonte: Bhuyan (2019, p. 180).

Diferentes espaços de parâmetros são utilizados para ajustar diferentes formas geométricas, e geralmente é necessário ter conhecimento prévio sobre elas (Russ; Neal, c2016, p. 583).

Em algumas aplicações, a transformada de Hough pode ser utilizada para identificar interseção entre linhas, por exemplo, na identificação de vértices de uma forma poligonal, como na seção x deste trabalho. Neste caso, para calcular o ponto  $(x_i, y_i)$  onde ocorre a interseção de duas retas de parâmetros em coordenadas polares  $r_i$  e  $\alpha_i$ , para  $i = 1, 2$ , é necessário resolver o sistema linear

$$\begin{cases} x_i \cdot \cos(\alpha_1) + y_i \cdot \sin(\alpha_1) = r_1 \\ x_i \cdot \cos(\alpha_2) + y_i \cdot \sin(\alpha_2) = r_2 \end{cases}, \quad (2.17)$$

cuja solução, definida se  $\alpha_1 \neq \alpha_2$  (isto é, se as duas retas não forem paralelas), é dada por

$$\begin{pmatrix} x_i \\ y_i \end{pmatrix} = \frac{1}{\sin(\alpha_2 - \alpha_1)} \cdot \begin{pmatrix} r_1 \cdot \sin(\alpha_2) - r_2 \cdot \sin(\alpha_1) \\ r_2 \cdot \cos(\alpha_1) - r_1 \cdot \cos(\alpha_2) \end{pmatrix} \quad (2.18)$$

(Tschumperlé; Tilmant; Barra, 2023, p. 133-134).

## 2.6 OPERAÇÕES GEOMÉTRICAS EM IMAGENS

Fundamentalmente, a aplicação de uma operação geométrica a uma imagem  $\mathbf{I}$  resulta na seguinte transformação:

$$\mathbf{I}(x, y) \rightarrow \mathbf{I}'(x', y').$$

Para fazer isso, primeiro é necessária uma transformação de coordenadas na forma de uma transformação geométrica, tal que:

$$T : \mathbb{R}^2 \rightarrow \mathbb{R}^2,$$

que, para cada par de coordenadas  $\mathbf{x} = (x, y)$  da imagem original ( $\mathbf{I}$ ), indica a qual posição  $\mathbf{x}' = (x', y')$  da imagem  $\mathbf{I}'$  deve corresponder (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 96). Isto é:

$$\mathbf{x} \rightarrow \mathbf{x}' = T(\mathbf{x}). \quad (2.19)$$

Como mostram as expressões anteriores, as coordenadas da imagem original e aquelas calculadas por meio da transformação  $T(\mathbf{x})$  são consideradas pontos em uma superfície plana de números reais  $\mathbb{R} \times \mathbb{R}$ , bem como do tipo contínuo. No entanto, o principal problema com as transformações geométricas aplicadas às imagens é que suas coordenadas estão relacionadas a um vetor discreto do tipo  $\mathbb{Z} \times \mathbb{Z}$ , portanto, a transformação  $\mathbf{x}'$  calculada a partir de  $\mathbf{x}$  não corresponderá exatamente a este vetor. Dessa maneira,  $\mathbf{x}'$  terá coordenadas com valor que estará, na melhor das hipóteses, entre as coordenadas de dois pixels, portanto, seu valor será incerto.

A transformação realizada por meio da Equação 2.19 é, fundamentalmente, uma função, que pode ser dividida em duas funções independentes, tais que (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 98):

$$x' = T_x(x, y) \quad \text{e} \quad y' = T_y(x, y) .$$

### 2.6.1 Coordenadas homogêneas

Em coordenadas homogêneas, cada vetor de coordenadas Cartesianas é expandido com um componente adicional ( $w$ ), de maneira que

$$\begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \rightarrow \begin{pmatrix} \hat{x} \\ \hat{y} \\ w \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} w \cdot x \\ w \cdot y \\ w \end{pmatrix}$$

(Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 100). Com esta definição, cada par de coordenadas Cartesianas  $(x, y)$  é representado por um vetor tridimensional  $(\hat{x}, \hat{y}, w)^\top$ , chamado “vetor de coordenadas homogêneas”. Se o componente  $w$  deste vetor não for 0, as coordenadas originais podem ser obtidas por:

$$x = \frac{\hat{x}}{h} \quad \text{e} \quad y = \frac{\hat{y}}{h} .$$

Considerando o exposto, existem infinitas possibilidades (por meio de diferentes valores de  $h$ ) para representar um ponto bidimensional no formato de coordenadas homogêneas (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 100). Por exemplo, as coordenadas homogêneas dos vetores  $\vec{\mathbf{x}}_1 = (2, 1, 1)^\top$ ,  $\vec{\mathbf{x}}_2 = (4, 2, 2)^\top$  e  $\vec{\mathbf{x}}_3 = (20, 10, 10)^\top$  representam o mesmo ponto Cartesiano  $(2, 1)$ .

### 2.6.2 Transformação projetiva

Uma correspondência que associa ao ponto  $\mathbf{P}(x, y, 1)$  do plano  $\Pi_1$  o ponto  $\mathbf{P}'(x', y', 1)$  do plano  $\Pi_2$  (ver Figura 12) é conhecida como “transformação projetiva”, “colineação” ou “homografia”, uma projetividade invertível, tal que

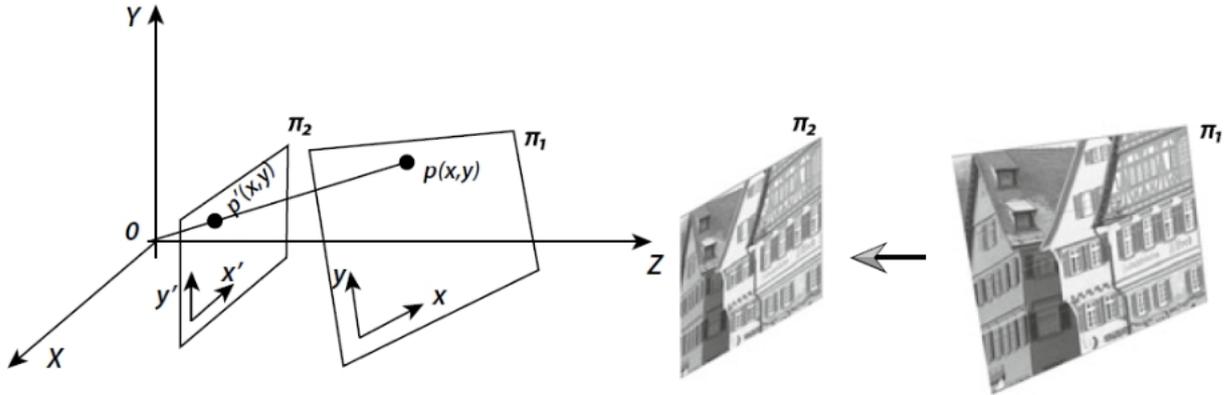
$$w \cdot \vec{\mathbf{x}}' = h(\vec{\mathbf{x}}) ,$$

ou em forma matricial

$$w \cdot \vec{\mathbf{x}}' = w \cdot \begin{pmatrix} x' \\ y' \\ 1 \end{pmatrix} \cong \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} & h_{13} \\ h_{21} & h_{22} & h_{23} \\ h_{31} & h_{32} & h_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x \\ y \\ 1 \end{pmatrix} = \mathbf{H} \cdot \vec{\mathbf{x}} , \quad (2.20)$$

em que  $\mathbf{H}$  é uma matriz invertível, de tamanho  $3 \times 3$ , definida com fator de escala menor que  $w \neq 0$  (Distante; Distante, c2020b, p. 167). A presença do símbolo “ $\cong$ ” na Equação 2.20 tem a seguinte explicação: duas matrizes homográficas que diferem apenas na escala são equivalentes.

Figura 12 – Planos de perspectiva do mesmo ponto de vista, relacionados através da transformação projetiva.



Fonte: Distante e Distante (c2020b, p. 168).

A partir da Equação 2.20, pode-se obter o seguinte sistema de equações homogênicas:

$$\begin{cases} w \cdot x' = h_{11} \cdot x + h_{12} \cdot y + h_{13} \\ w \cdot y' = h_{21} \cdot x + h_{22} \cdot y + h_{23} \\ w = h_{31} \cdot x + h_{32} \cdot y + h_{33} \end{cases} ,$$

do qual é possível obter o sistema de equações que relaciona as coordenadas Cartesianas  $(x, y)$  de pontos do plano  $\Pi_1$ , com as de pontos do plano  $\Pi_2$ ,  $(x', y')$ . Este é o sistema de equações:

$$\begin{cases} x' = \frac{h_{11} \cdot x + h_{12} \cdot y + h_{13}}{h_{31} \cdot x + h_{32} \cdot y + h_{33}} \\ y' = \frac{h_{21} \cdot x + h_{22} \cdot y + h_{23}}{h_{31} \cdot x + h_{32} \cdot y + h_{33}} \end{cases} . \quad (2.21)$$

### 2.6.2.1 Determinação dos parâmetros de transformação

Considerando os oito coeficientes  $h_{ij}$  incógnitos no Sistema de equações homogênicas 2.21 (esse, com  $h_{33} = 1$ ), seria necessário para definir a transformação projetiva conhecer as coordenadas Cartesianas de pelo menos quatro pontos, dos quais pelo menos três não sejam colineares, nos dois planos (Distante; Distante, c2020b, p. 170). De fato, para cada correspondência de pontos  $(x'_i, y'_i)$ ,  $(x_i, y_i)$ , em que  $i = 1, \dots, 4$ , tem-se:

$$\begin{cases} (h_{31} \cdot x_i + h_{32} \cdot y_i + 1) \cdot x'_i = h_{11} \cdot x_i + h_{12} \cdot y_i + h_{13} \\ (h_{31} \cdot x_i + h_{32} \cdot y_i + 1) \cdot y'_i = h_{21} \cdot x_i + h_{22} \cdot y_i + h_{23} \end{cases} ,$$

que é útil colocar no seguinte formato:

$$\begin{cases} x'_i = h_{11} \cdot x_i + h_{12} \cdot y_i + h_{13} - h_{31} \cdot x'_i \cdot x_i - h_{32} \cdot x'_i \cdot y_i \\ y'_i = h_{21} \cdot x_i + h_{22} \cdot y_i + h_{23} - h_{31} \cdot y'_i \cdot x_i - h_{32} \cdot y'_i \cdot y_i \end{cases} . \quad (2.22)$$

Desta maneira, ter-se-ia um sistema de oito equações e de oito incógnitas, e a matriz homogêfica definida menor que um fator de escala. Uma solução para o fator de escala

desconhecido é definir uma matriz homogênea. Com  $h_{33} = 1$ , os oito coeficientes desconhecidos  $h_{ij}$  podem ser calculados para  $n > 4$  pontos, definindo-se a solução como a de um sistema de equações sobredeterminado, e utilizando-se como estratégia para encontrar uma solução ótima o método de mínimos quadrados e o de matriz pseudo-inversa (Distante; Distante, c2020b, p. 170).

Ao reorganizar em forma matricial o Sistema de equações 2.22, considerando-se  $n$  pares de pontos, obtém-se a equação:

$$\begin{bmatrix} x_1 & y_1 & 1 & 0 & 0 & 0 & -x_1' \cdot x_1 & -x_1' \cdot y_1 \\ 0 & 0 & 0 & x_1 & y_1 & 1 & -y_1' \cdot x_1 & -y_1' \cdot y_1 \\ \vdots & \vdots \\ x_n & y_n & 1 & 0 & 0 & 0 & -x_n' \cdot x_n & -x_n' \cdot y_n \\ 0 & 0 & 0 & x_n & y_n & 1 & -y_n' \cdot x_n & -y_n' \cdot y_n \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} h_{11} \\ h_{12} \\ h_{13} \\ h_{21} \\ h_{22} \\ h_{23} \\ h_{31} \\ h_{32} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1' \\ y_1' \\ \vdots \\ x_n' \\ y_n' \end{pmatrix},$$

que em forma compacta pode ser expressa por:

$$\mathbf{A} \cdot \vec{h} = \vec{b}, \quad (2.23)$$

em que  $\mathbf{A}$  é uma matriz de tamanho  $2n \times 8$ ,  $\vec{h}$  é um vetor de tamanho 8, de coeficientes da matriz  $\mathbf{H}$ , e  $\vec{b}$  é o vetor de coordenadas de saída, de tamanho  $2n$ .

### 2.6.2.2 Inversão da transformação projetiva

Uma transformação linear da forma  $\vec{x}' = \mathbf{A} \cdot \vec{x}$  pode, em geral, ser reformulada indiretamente, invertendo-se a matriz  $\mathbf{A}$ , isto é,  $\vec{x} = \mathbf{A}^{-1} \cdot \vec{x}'$ . Um requisito fundamental para esta reformulação é que  $\mathbf{A}$  seja não singular. A matriz inversa de uma matriz  $3 \times 3$  pode ser calculada de forma relativamente simples, por meio da relação:

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{\det(\mathbf{A})} \cdot \mathbf{A}_{\text{adj}},$$

em que:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix},$$

$$\det(\mathbf{A}) = a_{11} \cdot a_{22} \cdot a_{33} + a_{12} \cdot a_{23} \cdot a_{31} + a_{13} \cdot a_{21} \cdot a_{32} - a_{11} \cdot a_{23} \cdot a_{32} - a_{12} \cdot a_{21} \cdot a_{33} - a_{13} \cdot a_{22} \cdot a_{31}$$

e

$$\mathbf{A}_{\text{adj}} = \begin{bmatrix} a_{22} \cdot a_{33} - a_{23} \cdot a_{32} & a_{13} \cdot a_{32} - a_{12} \cdot a_{33} & a_{12} \cdot a_{23} - a_{13} \cdot a_{22} \\ a_{23} \cdot a_{31} - a_{21} \cdot a_{33} & a_{11} \cdot a_{33} - a_{13} \cdot a_{31} & a_{13} \cdot a_{21} - a_{11} \cdot a_{23} \\ a_{21} \cdot a_{32} - a_{22} \cdot a_{31} & a_{12} \cdot a_{31} - a_{11} \cdot a_{32} & a_{11} \cdot a_{22} - a_{12} \cdot a_{21} \end{bmatrix}.$$

Na transformação projetiva, o parâmetro  $a_{33} = 1$  simplifica o cálculo das equações anteriores. Além disso, uma vez que, em coordenadas homogêneas, a multiplicação por um escalar resulta no mesmo ponto Cartesiano (ver subseção 1 da seção 6, do capítulo 2), não é necessário para a inversão da transformação projetiva (isto é, para calcular  $\vec{\mathbf{x}} = (x, y, 1)^T$ ) calcular o determinante da matriz  $\mathbf{A}$ , bastando apenas as coordenadas homogêneas ( $\vec{\mathbf{x}}' = (\hat{x}', \hat{y}', h')^T$ ) dos pontos e a matriz adjunta  $\mathbf{A}_{\text{adj}}$  (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 108).

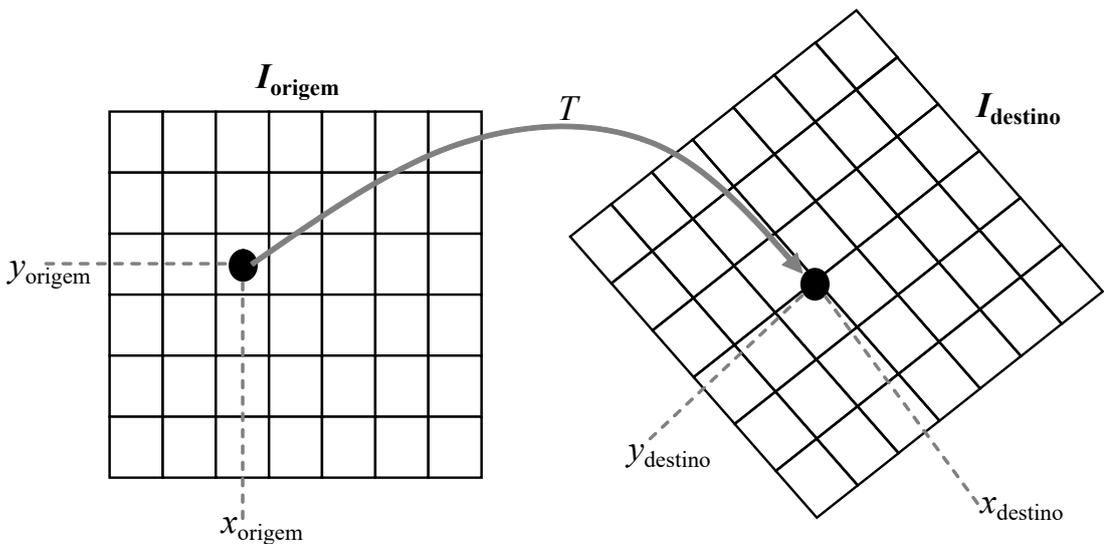
### 2.6.3 Reatribuição de coordenadas

A partir de uma operação geométrica  $T(x, y)$  que, quando aplicada a uma imagem  $\mathbf{I}$ , resulta na imagem  $\mathbf{I}'$ , e onde todas as coordenadas são discretas, isto é,  $(x, y), (x', y') \in \mathbb{Z} \times \mathbb{Z}$ , é possível utilizar os métodos que diferem no sentido em que realizam a transformação chamados: **mapeamento origem–destino** e **mapeamento destino–origem** (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 122).

#### 2.6.3.1 Mapeamento origem–destino

Neste método, para cada pixel da imagem original ( $\mathbf{I}_{\text{origem}}$ ), isto é, para cada  $\mathbf{I}_{\text{origem}}(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}})$ , é calculado o par de coordenadas  $(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$  a que corresponde na imagem resultante ( $\mathbf{I}_{\text{destino}}$ ) (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 122; Distante; Distante, c2020b, p. 152). As coordenadas calculadas,  $x_{\text{destino}}$  e  $y_{\text{destino}}$ , geralmente não correspondem a valores inteiros (ver Figura 13), sendo necessário, portanto, decidir a qual pixel da imagem resultante corresponderá o pixel  $\mathbf{I}_{\text{origem}}(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}})$  da imagem original.

Figura 13 – Exemplo de mapeamento origem–destino.



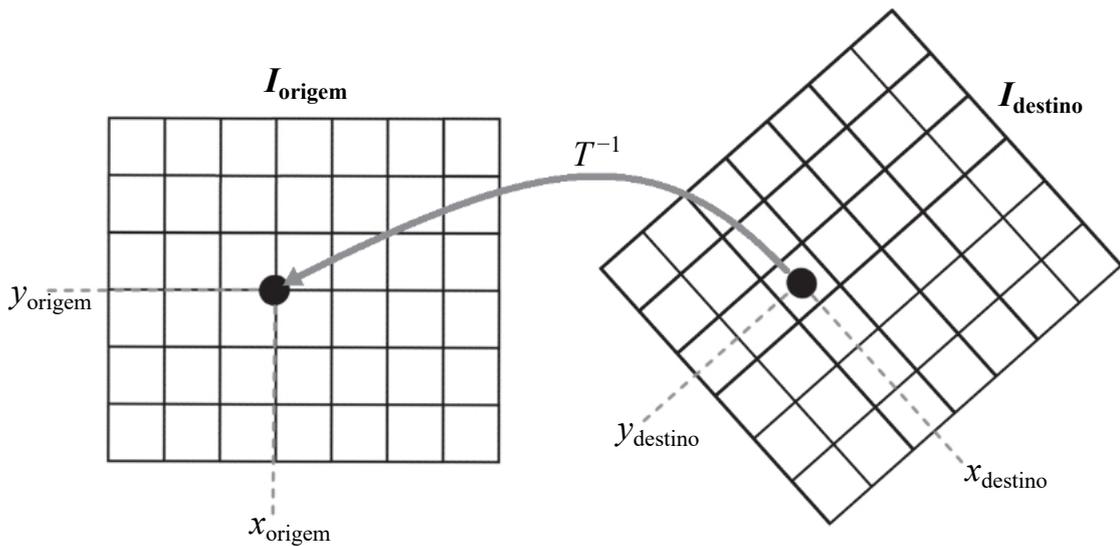
Fonte: adaptada de Cuevas e Rodríguez (2024a, p. 123).

Nota: Para cada pixel da imagem original ( $\mathbf{I}_{\text{origem}}$ ), isto é, para cada  $\mathbf{I}_{\text{origem}}(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}})$ , o par de coordenadas  $(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$  a que corresponde na imagem resultante ( $\mathbf{I}_{\text{destino}}$ ) é calculado usando o operador de transformação  $T(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}})$ .

### 2.6.3.2 Mapeamento destino–origem

Este método pode ser considerado o oposto do mapeamento origem–destino, uma vez que para cada pixel da imagem transformada ( $\mathbf{I}_{\text{destino}}$ ), isto é, para cada  $\mathbf{I}_{\text{destino}}(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$ , é calculado o par de coordenadas  $(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}})$  a que corresponde na imagem original ( $\mathbf{I}_{\text{origem}}$ ) (Cuevas; Rodríguez, 2024a, p. 123; Distantes; Distantes, c2020b, p. 153). Como no mapeamento origem–destino, dependendo da transformação geométrica, que neste caso é a inversa, isto é,  $T^{-1}(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$ , haverá pixels na imagem original que não corresponderão aos da imagem resultante, como ilustrado na Figura 14.

Figura 14 – Exemplo de mapeamento destino–origem.



Fonte: adaptada de Cuevas e Rodríguez (2024a, p. 124).

Nota: Para cada pixel da imagem transformada ( $\mathbf{I}_{\text{destino}}$ ), isto é, para cada  $\mathbf{I}_{\text{destino}}(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$ , o par de coordenadas  $(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}})$  a que corresponde na imagem original ( $\mathbf{I}_{\text{origem}}$ ) é calculado usando o operador de transformação inversa  $T^{-1}(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$ .

## 2.7 O MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS

Seja  $(x_i, y_i) = (x_1, y_1), (x_2, y_2), (x_3, y_3), \dots, (x_{k-1}, y_{k-1}), (x_k, y_k)$  os pontos onde se deseja que uma curva passe o mais próximo possível. O Método dos Mínimos Quadrados (MMQ) visa obter a função  $y = f(x)$ , cuja soma dos quadrados das distâncias (calculadas na direção de  $y$ ) dessa curva a cada ponto  $(x_i, y_i)$  dado seja a mínima (Neto, Tavares e Hernandez, 2010).

Dessa forma, um sistema de equações não lineares pode ser criado para obter os valores das incógnitas  $a_0$  e  $a_1$  de uma função polinomial de primeira ordem ( $y = a_0 + a_1x$ ), e  $a_0$ ,  $a_1$  e  $a_2$  de uma função polinomial de segunda ordem ( $y = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2$ ). Os seguintes sistemas são apresentados por Neto, Tavares e Hernandez (2010) para obter as incógnitas  $a_j$ , para  $j = 0, \dots, n$ , das funções polinomiais de primeira e segunda ordem,

respectivamente:

$$\begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} k & \sum_{i=1}^k x_i \\ \sum_{i=1}^k x_i & \sum_{i=1}^k x_i^2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^k y_i \\ \sum_{i=1}^k x_i \cdot y_i \end{pmatrix}, \quad (2.24)$$

e

$$\begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} k & \sum_{i=1}^k x_i & \sum_{i=1}^k x_i^2 \\ \sum_{i=1}^k x_i & \sum_{i=1}^k x_i^2 & \sum_{i=1}^k x_i^3 \\ \sum_{i=1}^k x_i^2 & \sum_{i=1}^k x_i^3 & \sum_{i=1}^k x_i^4 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^k y_i \\ \sum_{i=1}^k x_i \cdot y_i \\ \sum_{i=1}^k x_i^2 \cdot y_i \end{pmatrix}. \quad (2.25)$$

Uma das principais vantagens deste método é que, em geral, é possível obter uma solução que garanta um erro mínimo em sistemas indeterminados.

### 3 ESTADO DA ARTE

Aghaei et al. (2015) desenvolveram uma pesquisa experimental para automatizar o procedimento de inspeção e diagnóstico de sistemas fotovoltaicos, para que pudessem obter informações exatas sobre as condições operacionais deles e sugerir ações corretivas. Para isso, projetaram um sistema de controle para um veículo aéreo não tripulado (UAV, do inglês *Unmanned Aerial Vehicle*), com uma câmera termográfica instalada. As imagens que obtiveram com essa câmera foram analisadas para avaliar o comportamento térmico de módulos fotovoltaicos, por meio de um algoritmo de processamento de imagem que desenvolveram, que podia reconhecer automaticamente módulos com defeitos ou falhas. O primeiro passo desse algoritmo é transformar a imagem colorida em imagem em tons de cinza, para determinar a luminância na superfície do módulo. Em seguida, essa imagem é filtrada, a fim de eliminar ou diminuir o efeito de ruído sobre ela. Por fim, é aplicado o operador de Laplace, para destacar a fronteira dos módulos e poder contabilizar os que foram monitorados. Para a detecção de defeitos, especificaram a luminância média e um limiar em termos de desvio padrão. Segundo os autores, os primeiros resultados dessa pesquisa demonstraram que o procedimento proposto é muito promissor, sendo rápido, rentável e adequável a sistemas fotovoltaicos de grande porte, que podem ser monitorados durante toda a sua vida útil.

Lin, Jianhui e Xin (2016) propuseram um método para identificar, com exatidão, regiões de calor excessivo em módulos fotovoltaicos, por meio do ajuste de uma curva ao histograma de sua imagem térmica em tons de cinza. Para isso, realizaram experiências e pesquisas sobre a aquisição de imagens térmicas de módulos fotovoltaicos em ambientes de grande complexidade. Segundo os autores, a simulação realizada em ambiente do software MATLAB demonstrou que o método proposto é eficaz para identificar regiões de calor excessivo em módulos fotovoltaicos, reduzindo o ruído gerado durante o processo de aquisição de imagens.

Irshad, Jaffery e Haque (2018) apresentaram um método para determinar a temperatura de um módulo fotovoltaico em operação sob condições externas, utilizando imagens térmicas. Sugeriram para medir a temperatura de um módulo em operação, uma técnica não invasiva e mais exata do que as existentes na época, uma vez que consideravam terem muitas desvantagens. Para isso, estabeleceram uma configuração experimental em um ambiente externo e, utilizando uma câmera termográfica fabricada pela FLIR, adquiriram imagens térmicas de um módulo fotovoltaico, as quais foram processadas para calcular a temperatura dele. Nesse experimento, foram calculados diferentes valores de temperatura, os quais foram comparados a valores calculados por meio de relações bem estabelecidas em técnicas disponíveis na literatura. Segundo os autores, os parâmetros

calculados usando o método de imagem térmica foram os mais próximos dos de medição direta.

Montañez et al. (2020) propuseram uma abordagem para identificar módulos fotovoltaicos em imagens térmicas obtidas por meio de uma câmera instalada em um UAV, bem como para identificar defeitos nesses módulos mediante uma análise térmica estatística. Nessa abordagem, o módulo é identificado por meio de um algoritmo de processamento de imagem que, antes da identificação, melhora a imagem, aumentando o contraste, reduzindo os ruídos, etc. Assim como em Aghaei et al. (2015), o primeiro passo desse algoritmo é transformar a imagem colorida em imagem em tons de cinza. Em seguida, para melhorar o contraste dessa imagem, aplica-se a técnica de equalização de histograma dinâmico, seguida da aplicação da técnica de equalização de histograma de contraste limitado adaptativo. Por fim, uma redução de ruído Gaussiana é realizada. Para a identificação de defeitos no módulo por meio de análise estatística, foi estabelecido um valor médio e seu desvio padrão, assim como em Aghaei et al. (2015). No entanto, ao contrário de Aghaei et al. (2015), a análise foi realizada com base em valores de temperatura e não em valores de luminância da imagem. A abordagem proposta foi implementada em uma interface gráfica, para que pudessem fornecer ao usuário informações relevantes sobre os módulos fotovoltaicos.

Wang et al. (2021) propuseram uma abordagem para a segmentação, ao nível de painel fotovoltaico, a partir de imagens térmicas de sistemas fotovoltaicos adquiridas por meio de uma câmera termográfica instalada em um veículo aéreo não tripulado (UAV, do inglês *Unmanned Aerial Vehicle*). (A abordagem combina um filtro guiado, um detector de segmento de linha reta e uma estratégia de subtração de plano de fundo.) Para identificar com mais clareza as bordas dos painéis e minimizar o efeito da distribuição de cores desigual nas imagens, desenvolveram um método de aprimoramento de imagem que se baseou no filtro guiado. Para detectar as linhas retas de contorno dos painéis, propuseram um método de dois estágios. Nesse método, após uma operação de limiarização, detectam-se os contornos nas imagens, utilizando o detector de segmento de reta. Em seguida, um método baseado no algoritmo de agrupamento *k-means* (do inglês *k-means clustering*) é empregado para eliminar retas causadas por ruído ou áreas de fundo irrelevantes. A estratégia de subtração de plano de fundo foi projetada para poderem obter um resultado de segmentação mais preciso, por meio da remoção das regiões de fundo restantes. Seus resultados demonstraram a eficácia e eficiência da segmentação ao nível de painéis fotovoltaicos.

## 4 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os métodos e procedimentos técnicos usados neste trabalho.

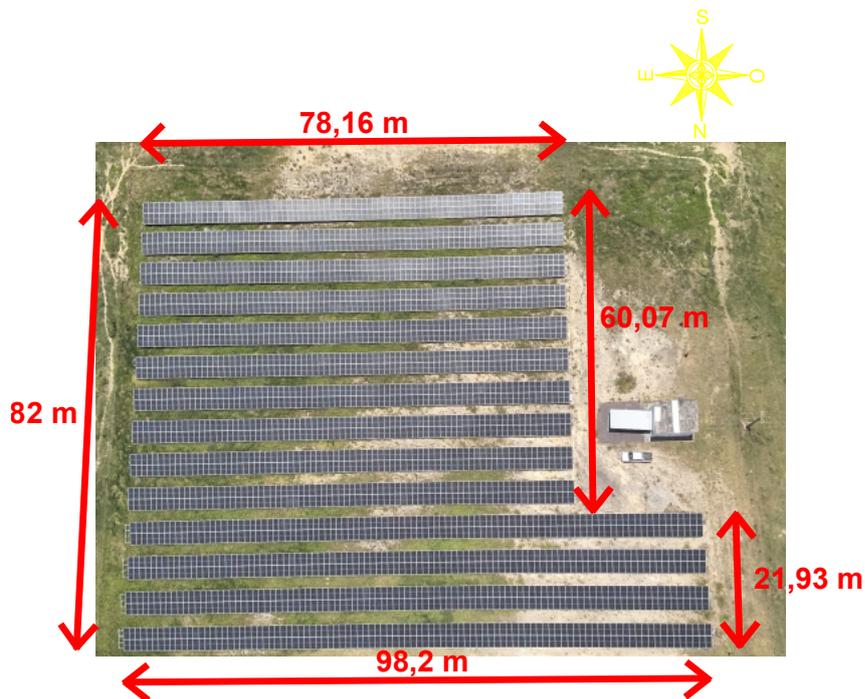
O monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos é de grande importância para a produção de energia solar fotovoltaica. Neste trabalho, esse monitoramento se dá a partir da captura de imagens térmicas com o uso de drone, posteriormente processadas por uma plataforma que faz uso de técnicas de processamento de imagens e de visão computacional, que vem sendo desenvolvida no GNU Octave, um software gratuito de linguagem de programação científica com sintaxe orientada para a matemática, compatível com muitos scripts Matlab, que possui ferramentas de plotagem e visualização bidimensional (2D) ou tridimensional (3D).

As seguintes etapas compõem a metodologia proposta neste trabalho: (1) **captura das imagens**; (2) **deteção de bordas nas imagens térmicas**, para localizar o limite da superfície dos módulos fotovoltaicos; (3) **eliminação de bordas de pequeno tamanho**, para remover aquelas indesejáveis que podem surgir, por exemplo, devido à grama e/ou a não uniformidade do solo em volta dos painéis fotovoltaicos; (4) **deteção de linhas retas** cuja interseção, duas a duas, identifica os vértices dos módulos **nas imagens de bordas**; (5) **localização dos vértices de cada módulo nas imagens térmicas**; (6) **correção da perspectiva de cada módulo nas imagens térmicas**, utilizando-se dos vértices localizados, para recuperação de sua visão frontal; (7) **estimativa da temperatura de cada módulo** e, finalmente, (8) **identificação de pontos e áreas superaquecidos**.

### 4.1 APARATO EXPERIMENTAL

As imagens foram captadas de uma usina solar fotovoltaica de 1 MW (Figura 15) em Carmópolis, município brasileiro situado no leste do Estado de Sergipe.

Figura 15 – Usina solar fotovoltaica de 1 MW, de onde foram captadas as imagens.

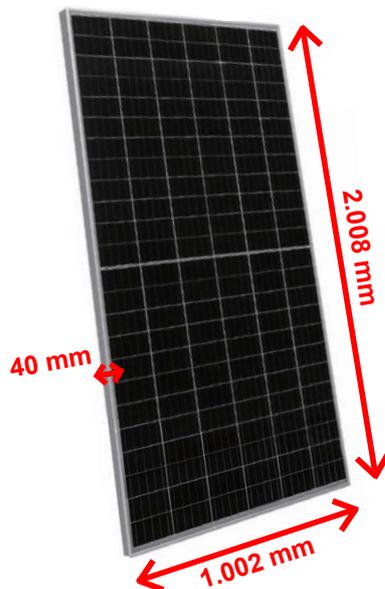


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 345 metros, em relação ao solo, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Nessa usina estão instalados 2.344 módulos fotovoltaicos de dimensões  $2008 \times 1002 \times 40$  mm, de modelo JKM400M-72H-V (Figura 16), da série Cheetah HC 72M, fabricados pela empresa JinkO Solar. Os módulos estão orientados com inclinação de  $12^\circ$  no sentido de sul para norte. A composição de cada um deles conta com 144 ( $6 \times 24$ ) meias células fotovoltaicas monocristalinas, de dimensões  $158,75 \times 158,75$  mm cada célula (JINKO SOLAR, [entre 2015 e 2017]).

Figura 16 – Módulo fotovoltaico de modelo JKM400M-72H-V, da série Cheetah HC 72M, fabricado pela empresa JinKO Solar.



Fonte: JinKO Solar ([entre 2015 e 2017], p. 1).

Para a captação das imagens, foi utilizado o drone de modelo DJI Mavic 3T (Figura 17), da série DJI Mavic 3 Enterprise, um drone comercial de pequeno porte. Equipado com uma câmera termográfica de resposta espectral na faixa de 8–14  $\mu\text{m}$  (informação do catálogo do fabricante), de resolução  $640 \times 512$  pixels, sistema óptico com ângulo do campo de visão Diagonal ( $DFoV$ ):  $61^\circ$ , de distância focal equivalente a 40 mm, com suporte a zoom contínuo de até  $28\times$ , medição de temperatura pontual e de área, alerta de alta temperatura, paletas de cores e isotermia, o DJI Mavic 3T pode ser utilizado no combate a incêndios, busca e resgate, inspeções e operações noturnas (DJI, [entre 2022 e 2023]).

Figura 17 – Drone DJI Mavic 3T.



Fonte: DJI ([entre 2022 e 2023]).

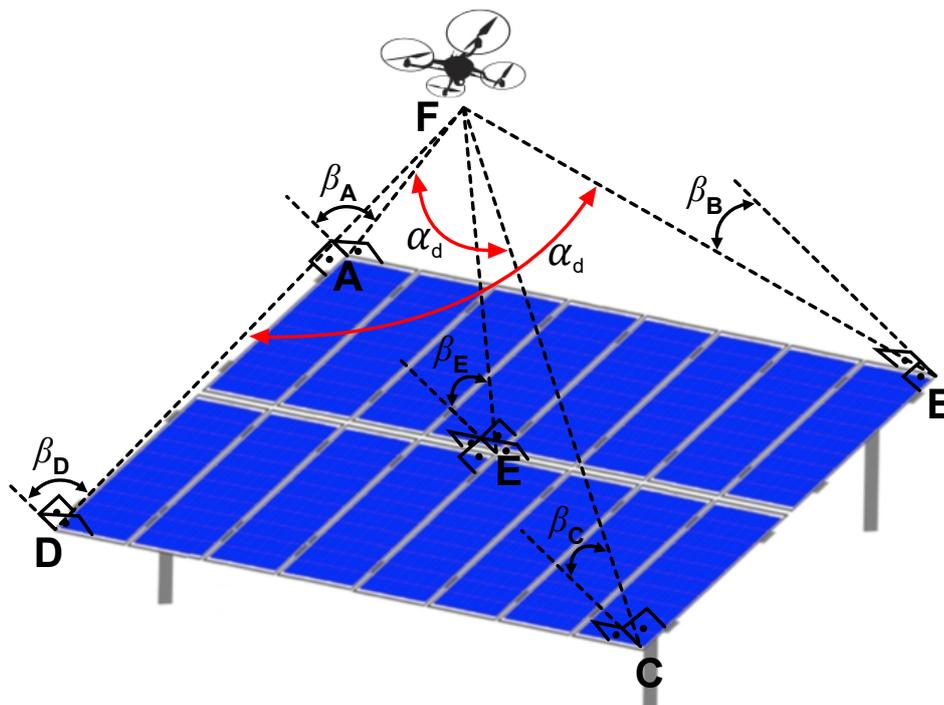
## 4.2 CAPTAÇÃO DAS IMAGENS

O procedimento para a captação das imagens foi determinado conforme as recomendações da IEC TS 62446-3:2017, uma vez que esta define as diretrizes para inspeção externa, por termografia infravermelha, de módulos fotovoltaicos e usinas fotovoltaicas em operação (IEC, 2017, p. 6).

### 4.2.1 Ângulo de visão

Para atender aos requerimentos de ângulo de visão para captação das imagens, foi estabelecido um modelo na Figura 18, que ilustra os ângulos de visão mais relevantes (“ $90^\circ - \beta_A$ ”, “ $90^\circ - \beta_B$ ”, “ $90^\circ - \beta_C$ ” e “ $90^\circ - \beta_D$ ”) ao fotografar com um drone o painel fotovoltaico.

Figura 18 – Modelo para determinação do ângulo de visão “ $90^\circ - \beta_E$ ”, para captação das imagens.



Fonte: adaptada de IEC (2017, p. 25).

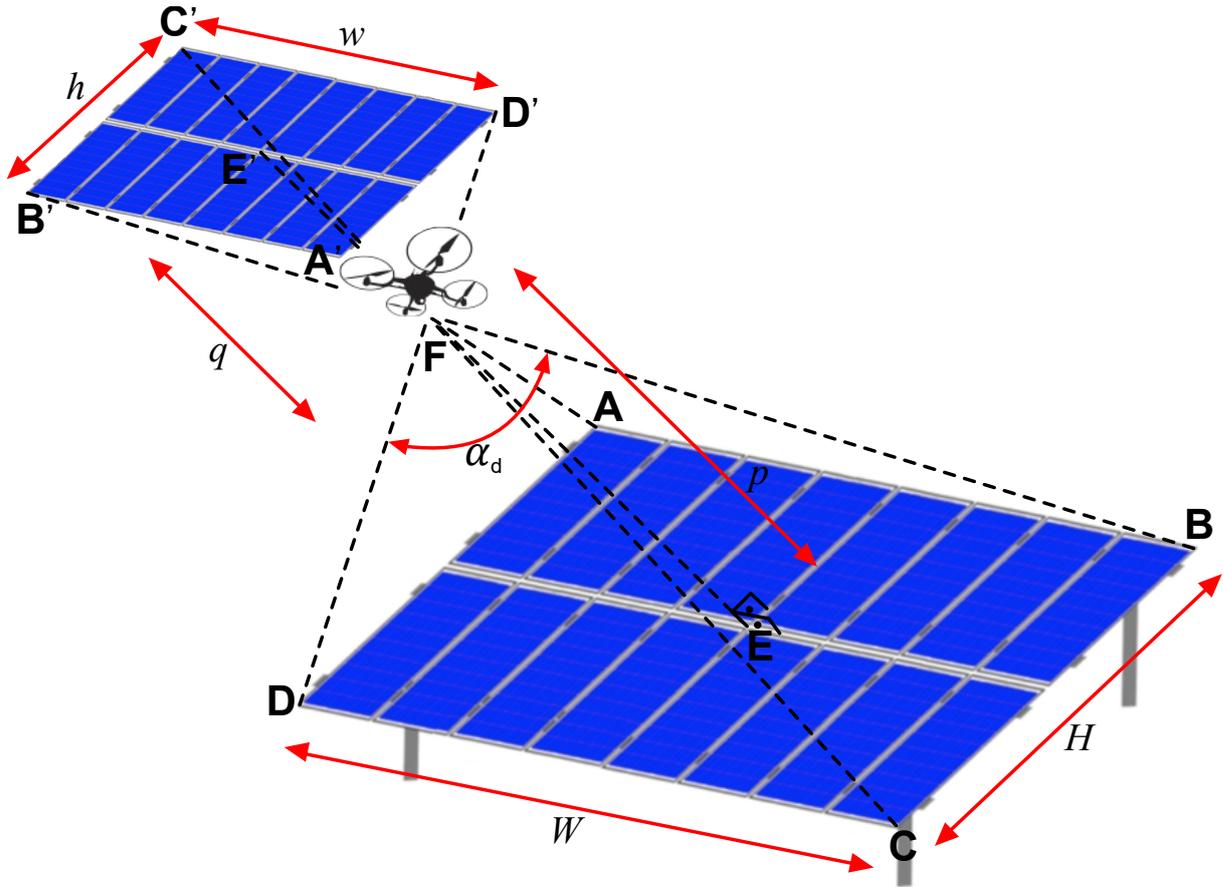
Os ângulos “ $90^\circ - \beta_A$ ”, “ $90^\circ - \beta_B$ ”, “ $90^\circ - \beta_C$ ” e “ $90^\circ - \beta_D$ ” são os mais relevantes, por serem os ângulos de visão de menor valor observado pela câmera do drone. Portanto, para respeitar o mínimo ângulo de visão, esses ângulos devem ser maiores ou iguais a  $30^\circ$  (ver 2.1.2.2).

Para isso, uma solução viável foi fazer o ângulo  $\beta_E$  igual a  $0^\circ$ . Desta forma, os ângulos “ $90^\circ - \beta_A$ ”, “ $90^\circ - \beta_B$ ”, “ $90^\circ - \beta_C$ ” e “ $90^\circ - \beta_D$ ” foram iguais a “ $90^\circ - \alpha_d/2 = 90^\circ - 61^\circ/2 = 59,5^\circ$ ” e, portanto, foram maiores que  $30^\circ$ .

### 4.2.2 Resolução geométrica das imagens

Para atender à resolução geométrica, foi necessário calcular o tamanho relativo aos pixels da imagem. Um modelo foi estabelecido na Figura 19 para esse propósito, onde se ilustra um drone fotografando um painel fotovoltaico.

Figura 19 – Modelo para cálculo do tamanho relativo a pixels da imagem.



Fonte: adaptada de IEC (2017, p. 25).

Como ilustrado na figura, o campo de visão diagonal da combinação câmera-lente do drone é o ângulo do vértice  $F$  ( $\angle B'FD' = \alpha_d$ ), a distância dessa lente ao painel fotovoltaico é  $p$  e a resolução da câmera é de  $h \times w$  pixels. O tamanho  $H$  do campo de visão pôde ser calculado, substituindo a Equação 2.3 na Equação 2.2 (presente na subseção 1 da seção 2, do capítulo 2):

$$\begin{aligned} \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right) &= \frac{d}{2 \cdot q} \\ \therefore \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right) &= \frac{d}{2 \cdot \frac{h \cdot p}{H}} \\ \therefore H &= \frac{2 \cdot h \cdot p}{d} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right). \end{aligned} \quad (4.1)$$

Uma vez que o Tamanho Relativo a um Lado do Pixel ( $TRLP$ ) pode ser calculado como  $W/w$ , ou como  $H/h$ , foi possível calculá-lo ao dividir por  $h$  a Equação 4.1, de forma que:

$$\begin{aligned} TRLP &= \frac{\frac{2 \cdot h \cdot p}{d} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right)}{h} \\ \therefore TRLP &= \frac{2 \cdot p}{d} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right). \end{aligned} \quad (4.2)$$

Ao substituir nessa equação (4.2) o valor da diagonal do sensor, dado por  $d = \sqrt{h^2 + w^2}$ , foi possível obter a equação

$$TRLP = \frac{2 \cdot p}{\sqrt{h^2 + w^2}} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right). \quad (4.3)$$

Para que todos os módulos fotovoltaicos fossem fotografados com a resolução mínima de  $5 \times 5$  pixels por célula (recomendada em 2.1.2.1), foi necessário relacionar o  $TRLP$  e o Tamanho de um Lado de uma Célula do Módulo Fotovoltaico ( $TLCMF$ ), por meio da seguinte inequação:

$$\begin{aligned} \frac{TLCMF}{TRLP} &\geq 5 \\ \therefore \frac{TLCMF}{\frac{2 \cdot p}{\sqrt{h^2 + w^2}} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right)} &\geq 5 \\ \therefore p &\leq \frac{TLCMF \cdot \sqrt{h^2 + w^2}}{10 \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right)}. \end{aligned} \quad (4.4)$$

Com essa inequação (4.4), conhecendo as dimensões de uma célula do módulo JKM400M-72H-V, o ângulo do campo de visão diagonal do sistema óptico e a resolução da câmera termográfica do drone (informados na seção 1 deste capítulo), foi possível determinar a máxima distância que sua lente poderia estar do painel fotovoltaico:

$$\begin{aligned} p &\leq \frac{TLCMF \cdot \sqrt{h^2 + w^2}}{10 \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right)} \\ \therefore p &\leq \frac{158,75 \text{ [mm]} \cdot \sqrt{512^2 + 640^2}}{10 \cdot \tan\left(\frac{61^\circ}{2}\right)} \\ &\leq 22,088 \text{ m} \end{aligned} .$$

Ao substituir esse resultado na Equação 4.3, foi possível determinar o maior tamanho que o lado de um pixel poderia ter:

$$\begin{aligned} TRLP &= \frac{2 \cdot p}{\sqrt{h^2 + w^2}} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right) \\ \therefore TRLP &\leq \frac{2 \cdot 22,088 \text{ [m]}}{\sqrt{512^2 + 640^2}} \cdot \tan\left(\frac{61^\circ}{2}\right) \\ &\leq 3,174 \text{ cm} \end{aligned} .$$

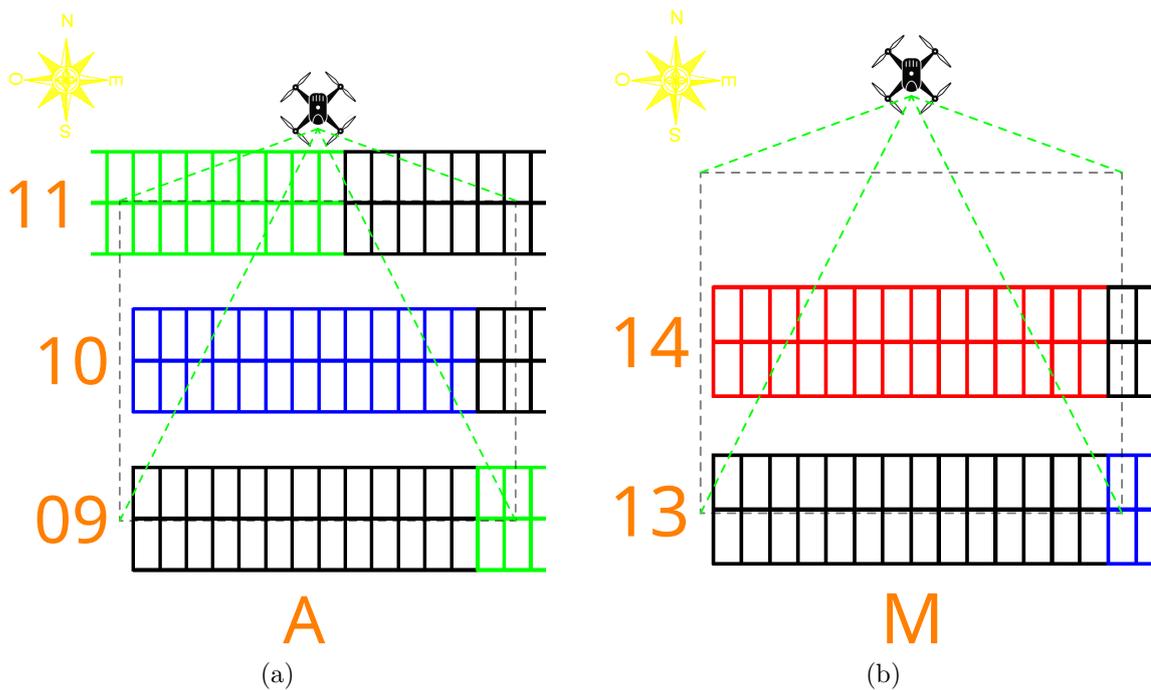
A maior área que seria possível enquadrar com o sistema óptico da câmera foi calculada a seguir:

$$\begin{aligned} H \times W &= (h \cdot TRLP) \times (w \cdot TRLP) \\ \therefore H \times W &\leq (512 \cdot 3,174 \text{ [cm]}) \times (640 \cdot 3,174 \text{ [cm]}) \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\leq 16,250 \text{ m} \times 20,313 \text{ m} .$$

Para ser possível compensar a inclinação dos painéis fotovoltaicos em relação ao solo (informada na seção 1 deste capítulo), a fim de tornar o ângulo de visão  $90^\circ$  (o ideal, como descrito em 2.1.2.2), foi direcionada para essa inclinação o campo de visão vertical da câmera termográfica do drone. Além disso, a fim de facilitar na criação do banco de imagens, optou-se por tentar enquadrar um painel por imagem. Na Figura 20, são ilustrados os enquadramentos adotados para alguns painéis, conforme as decisões tomadas.

Figura 20 – Enquadramentos adotados para fotografia térmica de alguns painéis fotovoltaicos da usina solar: (a) enquadramento do painel A10; (b) enquadramento do painel M14.



Fonte: adaptada de.

Considerando que os maiores painéis são compostos por  $2 \times 14$  módulos (ver Anexo D), foi necessário enquadrar uma área de pelo menos  $(2 \cdot 2.008 \text{ [mm]}) \times (14 \cdot 1.002 \text{ [mm]})$ , ou seja, pelo menos  $4,016 \text{ m} \times 14,028 \text{ m}$ . Cada lado do campo de visão horizontal foi acrescido de aproximadamente  $0,5 \text{ m}$  de margem de segurança, de modo a enquadrar  $15 \text{ m}$  ( $\approx 0,5 \text{ m} + 14,028 \text{ m} + 0,5 \text{ m}$ ) na direção de  $W$ . Dessa forma, utilizando a Equação 4.5, foi possível determinar o tamanho que o lado de um pixel teria para esse enquadramento:

$$\begin{aligned}
 W &= w \cdot TRLP \\
 \therefore 15 \text{ [m]} &= 640 \cdot TRLP \\
 \therefore TRLP &= \frac{15 \text{ [m]}}{640} \\
 &\approx 2,344 \text{ cm} .
 \end{aligned}$$

Ao substituir esse resultado na Equação 4.3, pôde-se determinar a distância que a lente da câmera termográfica do drone deveria estar do painel fotovoltaico:

$$\begin{aligned} TRLP &= \frac{2 \cdot p}{\sqrt{h^2 + w^2}} \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right) \\ \therefore p &= \frac{TRLP \cdot \sqrt{h^2 + w^2}}{2 \cdot \tan\left(\frac{\alpha_d}{2}\right)} \\ \therefore p &\approx \frac{2,344 \text{ [cm]} \cdot \sqrt{512^2 + 640^2}}{2 \cdot \tan\left(\frac{61 [^\circ]}{2}\right)} \\ &\approx 16,307 \text{ m} \end{aligned}$$

### 4.3 DETECÇÃO DE BORDAS NAS IMAGENS TÉRMICAS

Para detectar as bordas nas imagens, como proposto por Zhang et al. (2017), adotou-se o conhecido detector de bordas de Canny (1986). Foi utilizada no ambiente do GNU Octave a seguinte instrução para utilizá-lo:

```
im_bordas = edge(im_painel_central, "canny");
```

### 4.4 ELIMINAÇÃO DE BORDAS DE PEQUENO TAMANHO

Como proposto por Ochoa et al. (2023), decidiu-se eliminar as bordas menores das imagens resultantes da etapa de detecção de bordas. Contudo, foi investigada a possibilidade de eliminar bordas que não alcançassem um determinado comprimento, como uma alternativa à eliminação de bordas que não alcançassem uma determinada área, uma vez que poderia ser mais eficiente, tendo em vista a natureza das bordas indesejáveis. Para isso, foram adotadas quatro etapas no processo.

A primeira etapa foi a **segmentação de imagem binária**, a fim de identificar os diferentes objetos binários da imagem resultante da etapa de detecção de bordas. A segunda etapa foi a **determinação do tamanho dos objetos** (bordas que os pixels, de mesmo valor, estão agrupados por alguma relação de vizinhança). Em seguida, foi realizada a etapa de **eliminação de bordas de pequeno tamanho**. Por fim, foi realizada uma etapa de **conversão à imagem binária**, para torná-la novamente desse tipo, uma vez que a imagem resultante da etapa de segmentação tem valores de pixels em quantidade maior que a de objetos identificados e, portanto, pixels com valor certamente maior que 1.

#### 4.4.1 Segmentação de imagem binária

Esta etapa foi necessária para identificar na imagem resultante da etapa de detecção de bordas os diferentes grupos de pixels de valor 1, agrupados por alguma relação de vizinhança, isto é, para identificar grupos de pixels de diferentes bordas, as quais são da cor branca. Para isso, foi utilizada a técnica de **rotulagem de objetos em imagens binárias** (subseção 2 da seção 4, do capítulo 2).

#### 4.4.2 Determinação do tamanho das bordas

Nesta etapa, determinou-se o tamanho das bordas, em pixels. A primeira grandeza considerada foi a área, calculada utilizando-se as equações 2.4 e 2.6 (presentes na subseção 3 da seção 4, do capítulo 2):

$$\mathbf{I}_i(x, y) = \begin{cases} 1 & \text{se } \mathbf{I}(x, y) = i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

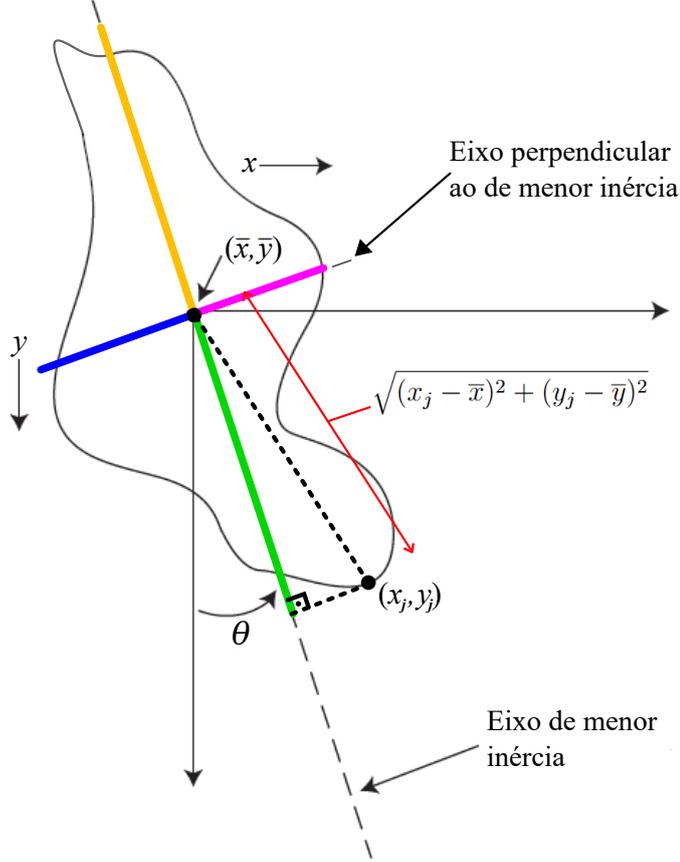
e

$$A_i = \sum_{x=x_{\min}}^{N+x_{\min}-1} \sum_{y=y_{\min}}^{M+y_{\min}-1} \mathbf{I}_i(x, y) .$$

respectivamente.

A outra grandeza considerada foi o comprimento de cada borda. Para calculá-la, foi necessário determinar o tamanho das projeções ortogonais de cada borda, sobre seu eixo de menor inércia, e sobre aquele perpendicular a ele (Figura 21).

Figura 21 – Ilustração das projeções ortogonais sobre o eixo de menor inércia (nas cores ● e ●), e sobre aquele perpendicular a ele (nas cores ● e ●).



Fonte: adaptada de Umbaugh (2023, p. 127).

Os tamanhos das projeções ortogonais de cada pixel da borda são determinados nas equações:

$$\overrightarrow{\text{tam proj}}_{\bullet_i} = \sqrt{(x_{i_j} - \bar{x}_i)^2 + (y_{i_j} - \bar{y}_i)^2} \cdot \left| \cos\left(90^\circ - \arctan\left(\frac{y_{i_j} - \bar{y}_i}{x_{i_j} - \bar{x}_i}\right) - \theta_i\right) \right|, \quad (4.6)$$

para  $x_{i_j} < \bar{x}_i$ ,

$$\overrightarrow{\text{tam proj}}_{\bullet_i} = \sqrt{(x_{i_j} - \bar{x}_i)^2 + (y_{i_j} - \bar{y}_i)^2} \cdot \left| \cos\left(90^\circ - \arctan\left(\frac{y_{i_j} - \bar{y}_i}{x_{i_j} - \bar{x}_i}\right) - \theta_i\right) \right|, \quad (4.7)$$

para  $x_{i_j} > \bar{x}_i$ ,

$$\overrightarrow{\text{tam proj}}_{\bullet_i} = \sqrt{(x_{i_j} - \bar{x}_i)^2 + (y_{i_j} - \bar{y}_i)^2} \cdot \left| \sin\left(90^\circ - \arctan\left(\frac{y_{i_j} - \bar{y}_i}{x_{i_j} - \bar{x}_i}\right) - \theta_i\right) \right|, \quad (4.8)$$

para  $y_{i_j} > \bar{y}_i$ , e

$$\overrightarrow{\text{tam proj}}_{\bullet_i} = \sqrt{(x_{i_j} - \bar{x}_i)^2 + (y_{i_j} - \bar{y}_i)^2} \cdot \left| \sin\left(90^\circ - \arctan\left(\frac{y_{i_j} - \bar{y}_i}{x_{i_j} - \bar{x}_i}\right) - \theta_i\right) \right|, \quad (4.9)$$

para  $y_{i_j} < \bar{y}_i$ .

A medida do comprimento de cada borda foi determinada pelas projeções de maior tamanho identificadas.



## 4.5 SEGMENTAÇÃO DE CADA PAINEL FOTOVOLTAICO ENQUADRADO NAS IMAGENS TÉRMICAS, AO NÍVEL DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

Uma vez que é um dos objetivos determinar a temperatura de módulos fotovoltaicos, torna-se relevante segmentá-los da imagem do painel fotografado.

Para a segmentação de um painel fotovoltaico em módulos, foram adotadas três etapas no processo. A primeira delas foi a **localização dos lados de cada módulo na imagem de bordas**, uma vez que os encontros entre eles indicam os vértices do módulo. A segunda etapa foi a **localização dos vértices de cada módulo na imagem térmica**. Por fim, realizou-se a etapa de **inversão de transformação geométrica para cada módulo**, na qual foram utilizados os correspondentes vértices localizados.

### 4.5.1 Localização dos lados de cada módulo fotovoltaico na imagem de bordas

Uma vez que os módulos fotovoltaicos têm forma retangular, seus lados possuem forma retilínea. Desse modo, para a localização deles, optou-se por encontrar linhas retas na imagem de bordas.

Por ser um procedimento computacionalmente eficiente para detectar linhas retas em imagens digitais, a transformada de Hough pôde ser utilizada na imagem de bordas para detectar as retas cujo cruzamento identificava os vértices dos módulos fotovoltaicos.

### 4.5.2 Localização dos vértices de cada módulo fotovoltaico na imagem térmica

Como proposto por Zhang et al. (2017), decidiu-se localizar os vértices dos módulos, identificando-se as coordenadas onde ocorrem interseções entre linhas retas, na imagem resultante da etapa de detecção de bordas. Para isso, foi utilizada a Equação 2.18 (presente na seção 5 do capítulo 2):

$$\begin{pmatrix} x_i \\ y_i \end{pmatrix} = \frac{1}{\text{sen}(\alpha_2 - \alpha_1)} \cdot \begin{pmatrix} r_1 \cdot \text{sen}(\alpha_2) - r_2 \cdot \text{sen}(\alpha_1) \\ r_2 \cdot \text{cos}(\alpha_1) - r_1 \cdot \text{cos}(\alpha_2) \end{pmatrix}.$$

### 4.5.3 Inversão de transformação geométrica para cada módulo fotovoltaico

Para mapear cada coordenada de um dos módulos fotovoltaicos da imagem térmica, a fim de realizar uma transformação geométrica para sua segmentação dos demais, foi utilizado o **mapeamento destino–origem** (ver 2.6.3.2). Esse foi o mapeamento escolhido, por garantir que todos os pixels na nova imagem (destino) terão correspondentes da imagem original. No caso em questão, a imagem almejada ( $\mathbf{I}_{\text{destino}} = \mathbf{I}$ ) é a recuperação da visão frontal desse módulo, enquanto a imagem original ( $\mathbf{I}_{\text{origem}} = \mathbf{I}'$ ) é aquela em que ele apresenta distorção projetiva. Dessa forma, a visão frontal de cada módulo foi recuperada por inversão da transformação projetiva, conforme proposto por Henry et al. (2020) e Menéndez et al. (2018).

Para realizar esse mapeamento, foi necessário expressar a transformação geométrica por meio de sua formulação inversa, de forma que:

$$(x_{\text{origem}}, y_{\text{origem}}) = T^{-1}(x_{\text{destino}}, y_{\text{destino}})$$

$$\therefore (x', y') = T^{-1}(x, y)$$

#### 4.6 ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DE CADA MÓDULO FOTOVOLTAICO SEGMENTADO

Um kit de desenvolvimento de software disponibilizado pela DJI, denominado “DJI Thermal SDK” (TSDK, do inglês *Thermal Software Development Kit*), possibilitou a obtenção da matriz de temperatura de cada imagem térmica. Com o TSDK, o usuário pode desenvolver, em ambiente Windows ou Linux, seu próprio software de processamento e medição de temperatura em fotos infravermelhas R-JPEG (DJI, 2024). Ele foi executado na interface gráfica desenvolvida no ambiente do GNU Octave.

Antes de se obter a matriz de temperatura, foi necessário definir no TSDK os parâmetros: distância que a lente da câmera termográfica do drone estava do painel fotovoltaico ( $p$ , pertencente ao intervalo  $[1,0, 25,0]$  m), umidade relativa ( $U_{\text{rel}}$ ,  $\in [20,0, 100,0]$  %), emissividade do painel ( $\varepsilon$ ,  $\in [0,10, 1,00]$ ) e temperatura aparente refletida ( $T_{\text{refl}}$ ,  $\in [-40,0, 500,0]$  °C). Caso eles não fossem definidos no TSDK,  $U_{\text{rel}}$  e  $T_{\text{refl}}$  estariam com seu valor padrão, de 70,0% e 23,0 °C respectivamente, e  $p$  e  $\varepsilon$  estariam com o valor definido na câmera no momento da fotografia, que, por padrão, é de 5,0 m e 1,00, respectivamente.

A distância entre a lente da câmera termográfica do drone e o painel fotovoltaico foi determinada na subseção 2 da seção 2, do capítulo 4. O procedimento adotado para a medição da emissividade está descrito na subseção 1 da seção 6, do capítulo 4.

Uma vez que foram definidos os parâmetros mencionados anteriormente, foi utilizada no ambiente do GNU Octave a seguinte sequência de instruções para a obtenção da matriz de temperatura:

```
system("cmd");
system(["dji_irp.exe", ...
    " -s ", diretorio_da_imagem, ...
    " -a measure", ...
    " -distance ", num2str(distancia_da_lente_ao_painel), ...
    " -humidity ", num2str(humidade), ...
    " -emissivity ", num2str(emissividade), ...
```

```
“ -reflection ”, num2str(temperatura_refletida), ...  
“ -o ”, file_name, ...  
“ -measurefmt float32”]);
```

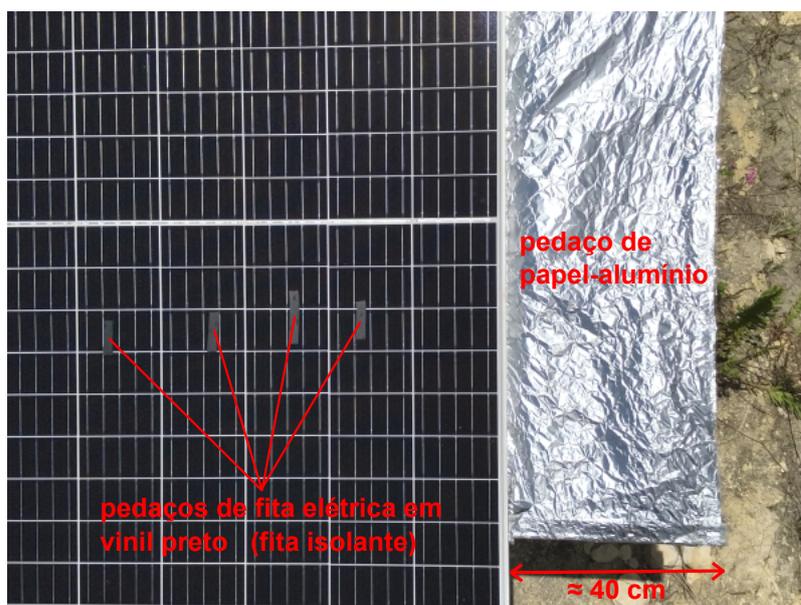
Essa matriz obtida corresponde a toda área enquadrada na imagem térmica. Para a obtenção da matriz de temperatura correspondente a cada módulo do painel fotovoltaico enquadrado na imagem, foram aplicadas à matriz de toda área as mesmas transformações geométricas da subseção 3 da seção 5, do capítulo 4. Os resultados são apresentados na seção 6 do capítulo 6.

#### **4.6.1 Procedimento para a medição da emissividade de um módulo fotovoltaico**

O procedimento para a medição da emissividade foi determinado de acordo com as recomendações da Norma Brasileira (NBR) 16969:2021 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), uma vez que esta fornece os princípios gerais para a aplicação do método da termografia infravermelha, para a análise radiométrica ou térmica de um determinado equipamento, controle de processos, sistema ou corpo de prova (ABNT, 2021). Dois procedimentos para a medição da emissividade de uma superfície são apresentados nessa norma: o do termômetro de contato e o da emissividade conhecida. A emissividade conhecida foi escolhida para ser usada.

Primeiramente, foi colocado um pedaço de papel-alumínio previamente amassado e depois estendido, medindo aproximadamente 115 cm × 40 cm, em frente e paralelo ao módulo fotovoltaico, e com seu lado brilhante para cima (de acordo com C.2.1.4). Além disso, foram aplicados no módulo quatro pedaços de fita elétrica em vinil preto (fita isolante), não maiores que 10 cm cada, de material 3M tipo Super 33+, de emissividade aproximadamente 0,96 (de acordo com B.2.4.3). Esse arranjo experimental pode ser observado na Figura 23.

Figura 23 – Arranjo experimental adotado para a medição da emissividade.

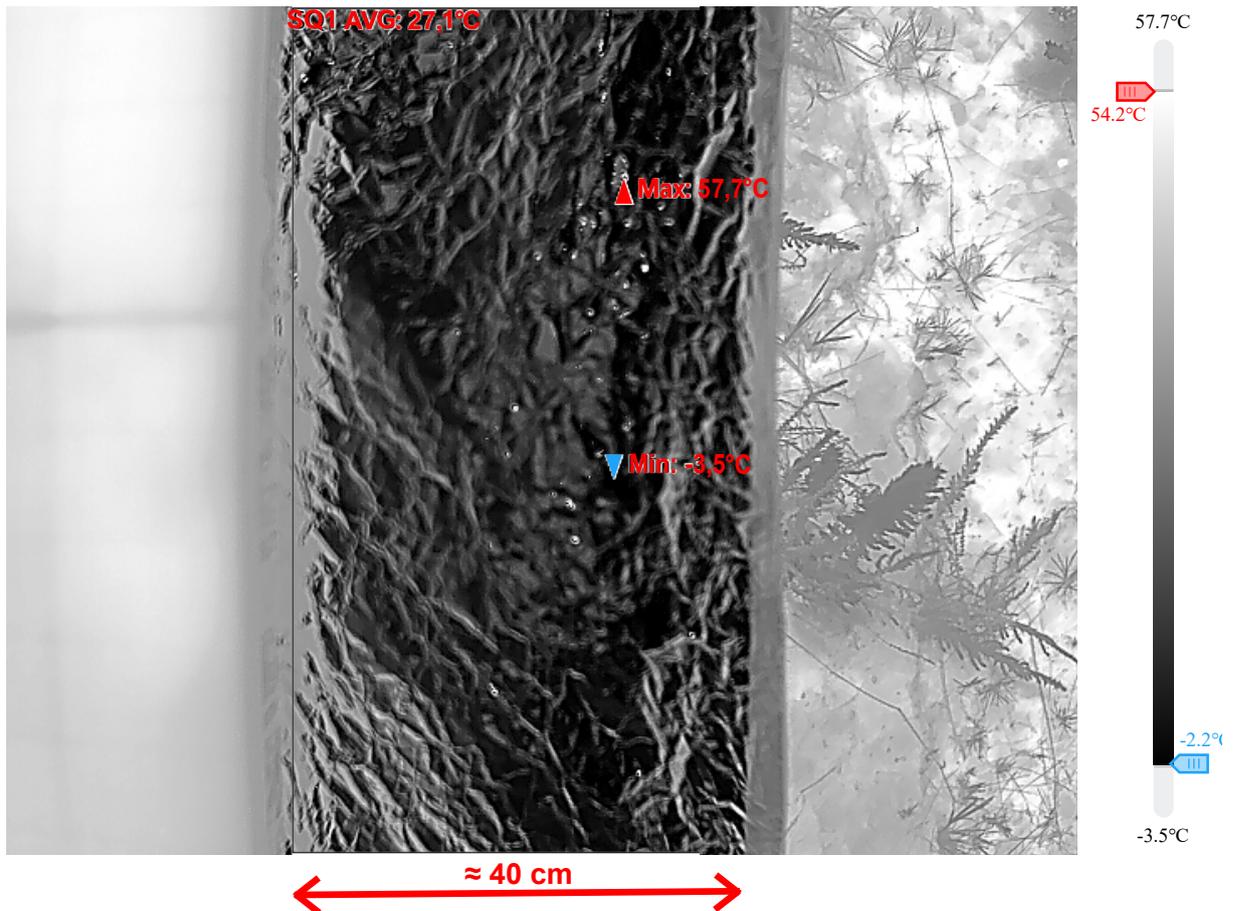


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Em seguida, o drone foi pilotado de maneira a pairar a uma distância adequada do módulo fotovoltaico (de acordo com B.2.4.2). A emissividade foi ajustada na câmera termográfica do drone para 1, e a distância para 1 m, a menor distância permitida no ajuste (de acordo com C.2.1.1). A câmera foi posicionada do mesmo modo que seria posicionada para a medição da temperatura da superfície do módulo, e seu foco foi apontado para a região central do pedaço de papel-alumínio, no qual a temperatura aparente refletida seria medida (de acordo com C.2.1.2 e C.2.1.3). Utilizando a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular, foi medida e anotada a temperatura aparente da superfície do pedaço de papel-alumínio (de acordo com C.2.1.5), conforme ilustrado na Figura 24.

Figura 24 – Medição da temperatura aparente da superfície do refletor.

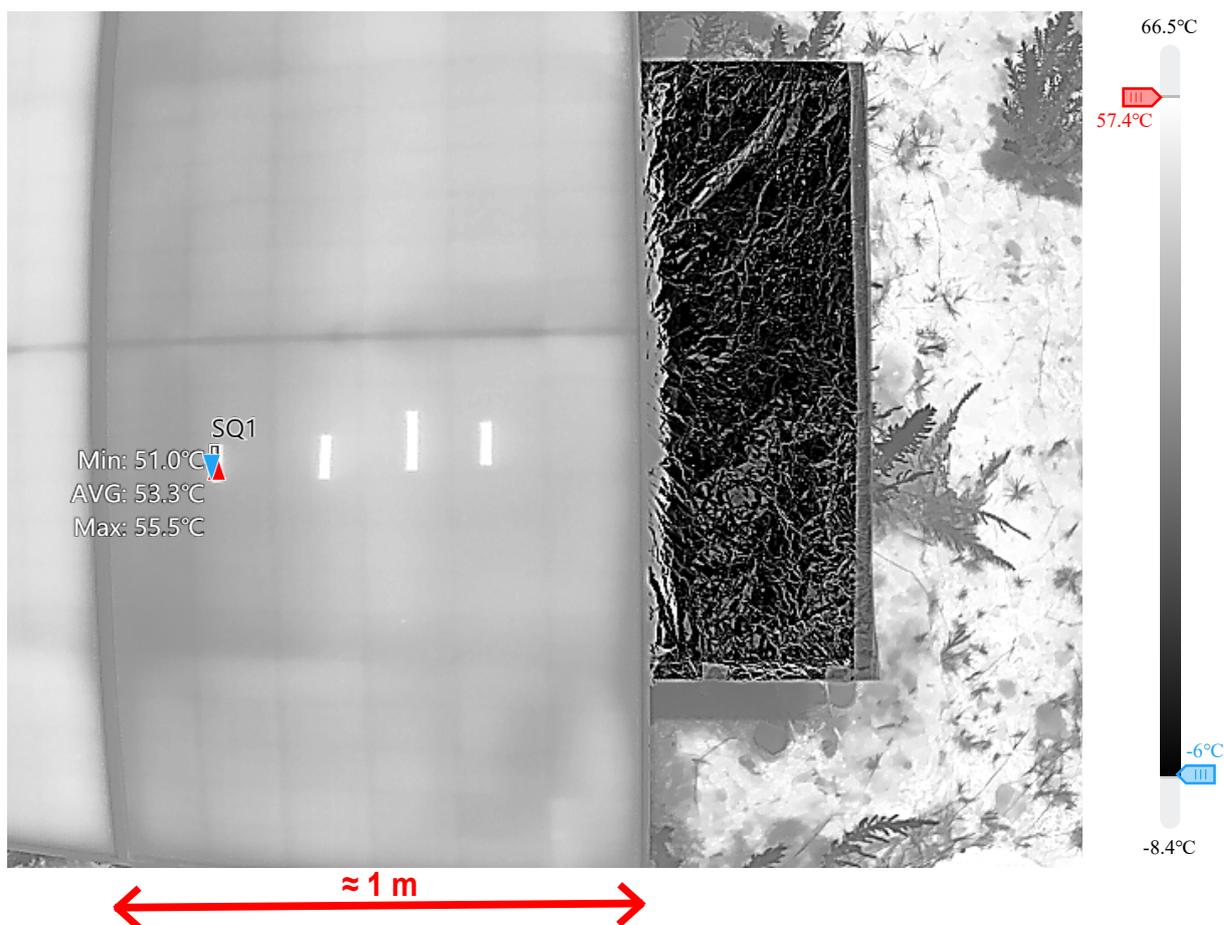


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 1 metro, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e trinta e oito.

A temperatura aparente refletida,  $T_{\text{refl}} = \text{AVG}(\text{SQ1}) = 27,1 \text{ } ^\circ\text{C}$  (Figura 24), foi inserida no campo correspondente da câmera termográfica do drone, para ser compensada (de acordo com C.2.1.7 e B.2.4.2). A emissividade da fita isolante foi inserida na câmera, e a temperatura de sua superfície foi medida e registrada (de acordo com B.2.4.4), conforme ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Medição da temperatura da primeira superfície de referência de emissividade.

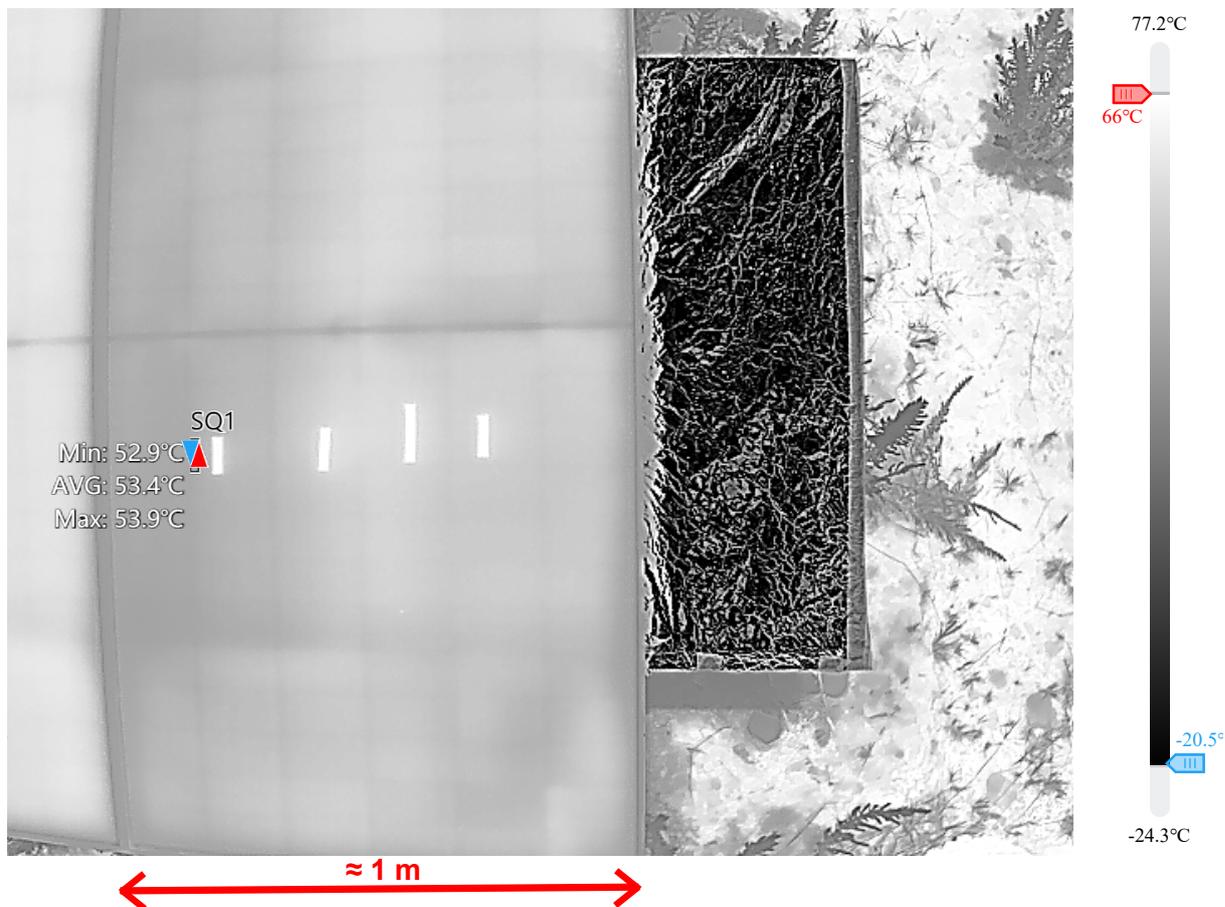


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

A câmera termográfica do drone foi apontada então para uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à fita isolante (de acordo com B.2.4.5). Utilizando a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular, foi ajustada a emissividade na câmera (para  $\varepsilon = 0,72$ , a emissividade da área SQ1 na Figura 26), até que o valor médio de temperatura da área indicasse a mesma temperatura que a registrada da fita isolante (de acordo com B.2.4.6 e B.2.4.7).

Figura 26 – Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à primeira superfície de referência de emissividade.



Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Observe que a temperatura média da área imediatamente adjacente à fita isolante ( $\bar{T}_{SQ1} = \text{AVG}(SQ1) = 53,4 \text{ }^\circ\text{C}$ , na Figura 26) é ligeiramente diferente da temperatura da superfície da fita ( $\bar{T}_{SQ1} = \text{AVG}(SQ1) = 53,3 \text{ }^\circ\text{C}$ , na Figura 25). Apesar da diferença, foi o mais próximo que se conseguiu chegar com o ajuste da emissividade. Essa etapa, de ajuste de emissividade, foi repetida mais três vezes, para os outros três pedaços de fita isolante aplicados no módulo fotovoltaico. Os resultados são apresentados na subseção 1 da seção 5, do capítulo 6.

#### 4.7 IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS DE CALOR EXCESSIVO NO PAINEL FOTOVOLTAICO ENQUADRADO

A presença de áreas de calor excessivo nos módulos fotovoltaicos foi identificada por análise do histograma de temperatura. A análise de uma curva ajustada ao histograma, da mesma forma que em Lin, Jianhui e Xin (2016), foi fundamental para isso. A presença

de um “vale” nessa curva, em temperatura maior que a do “pico”, representa no módulo a existência de área de calor excessivo.

#### 4.7.1 Ajuste de curva ao histograma

Para ajustar uma curva ao histograma, foi necessário obter uma função real que passasse nos  $k$  pontos  $(x_i, y_i)$  dele, ou ao menos próximo a eles.

A possibilidade de obter uma função que passe, ainda que apenas próximo desses pontos, mas que seja de expressão fácil de manipular, já parece ser de vantagem considerável.

Dentre os métodos conhecidos na literatura, utilizados para esse tipo de ajuste linearmente, um dos mais utilizados foi o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ). As curvas mais comuns encontradas na literatura, utilizadas com esse método, foram as funções polinomiais de primeira ordem ( $y = a_0 + a_1 \cdot x$ ) e de segunda ordem ( $y = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2$ ).

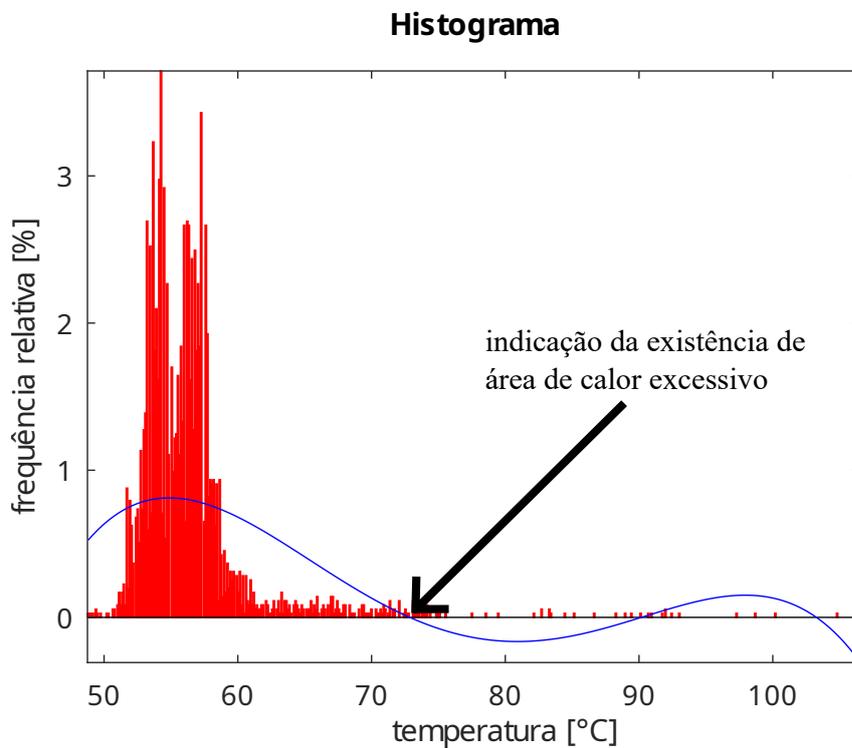
O princípio desse método para uma função polinomial de  $n$ -ésima ordem ( $y = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 + \dots + a_n \cdot x^n$ ) é tentar determinar os valores das incógnitas  $a_j$ , para  $j = 0, \dots, n$ , de modo que a soma dos quadrados das distâncias (calculadas na direção de  $y$ ) dessa curva a cada ponto  $(x_i, y_i)$  dado seja a mínima.

As equações apresentadas por Neto, Tavares e Hernandez (2010) para ajuste de uma curva a um conjunto de dados através do MMQ, utilizando funções polinomiais de primeira e de segunda ordem, foram generalizadas para  $n$ -ésima ordem na seguinte equação:

$$\begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \vdots \\ a_{n-1} \\ a_n \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} k & \sum_{i=1}^k x_i & \dots & \sum_{i=1}^k x_i^{n-1} & \sum_{i=1}^k x_i^n \\ \sum_{i=1}^k x_i & \sum_{i=1}^k x_i^2 & \dots & \sum_{i=1}^k x_i^n & \sum_{i=1}^k x_i^{n+1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \sum_{i=1}^k x_i^{n-1} & \sum_{i=1}^k x_i^n & \dots & \sum_{i=1}^k x_i^{2 \cdot n - 2} & \sum_{i=1}^k x_i^{2 \cdot n - 1} \\ \sum_{i=1}^k x_i^n & \sum_{i=1}^k x_i^{n+1} & \dots & \sum_{i=1}^k x_i^{2 \cdot n - 1} & \sum_{i=1}^k x_i^{2 \cdot n} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^k y_i \\ \sum_{i=1}^k x_i \cdot y_i \\ \vdots \\ \sum_{i=1}^k x_i^{n-1} \cdot y_i \\ \sum_{i=1}^k x_i^n \cdot y_i \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

Essa equação foi utilizada para cada histograma em um ou dois momentos distintos. No primeiro deles, uma função polinomial de quinta ordem foi usada para ajustar uma curva em todo o intervalo  $x$  do histograma, isto é, em todo o intervalo do eixo das abscissas (Figura 27).

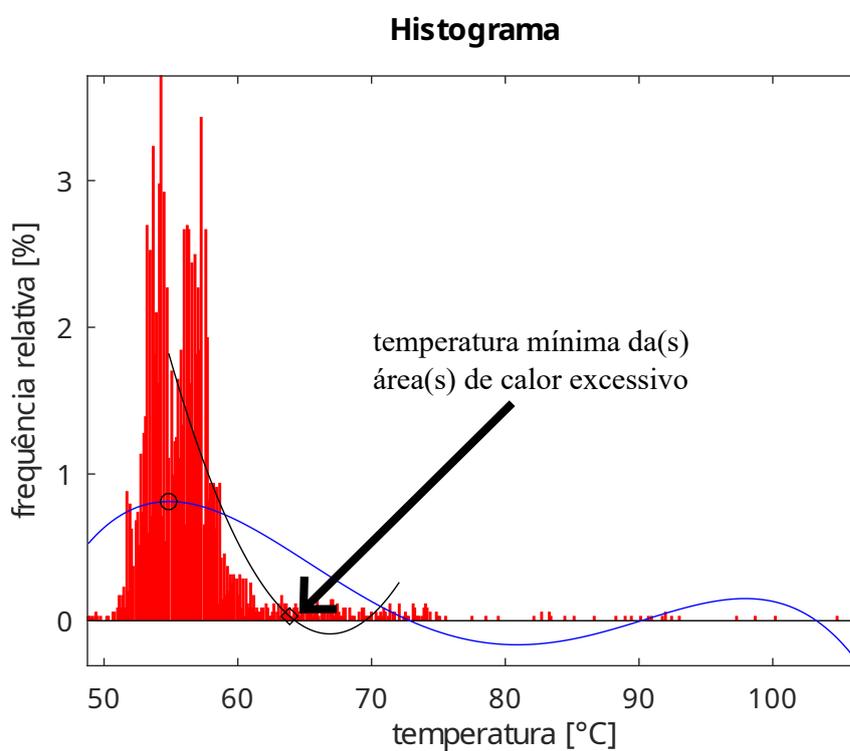
Figura 27 – Indicação da existência de área de calor excessivo em um histograma, demonstrada pelo ajuste de uma curva através do método dos mínimos quadrados, utilizando uma função polinomial de quinta ordem.



Fonte: elaborada pelo autor.

Se houvesse cruzamento por zero da curva ajustada anteriormente, que fosse subsequente a seu pico, significaria a existência de área de calor excessivo. Neste caso, seria novamente usada uma função polinomial para ajustar uma curva, mas de terceira ordem, e no intervalo entre esse pico e esse ponto de cruzamento por zero, a fim de se determinar a temperatura mínima dessa área (Figura 28).

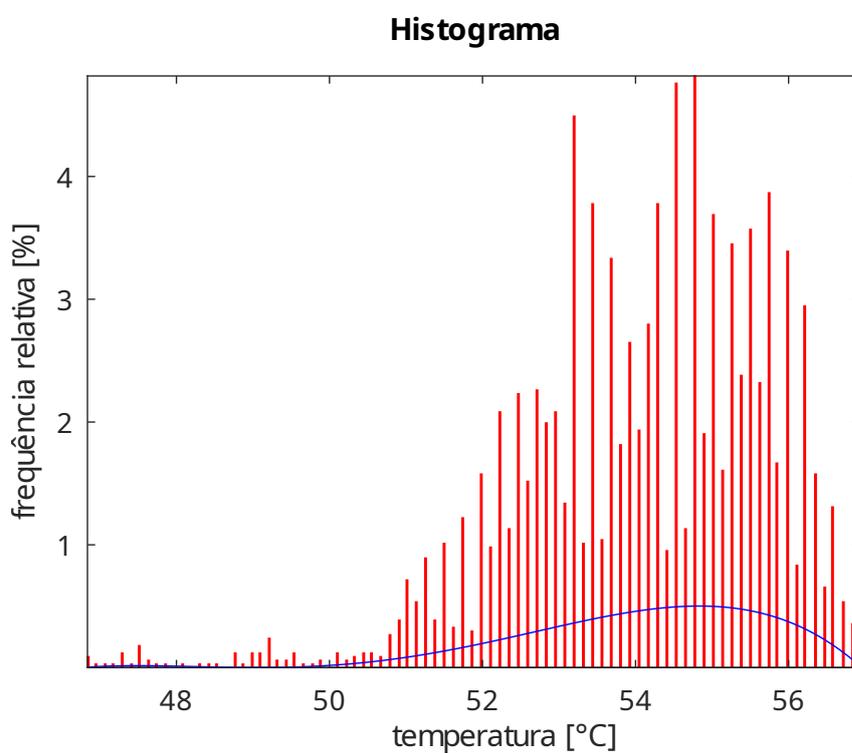
Figura 28 – Indicação da temperatura mínima da(s) área(s) de calor excessivo em um histograma, demonstrada pelo ajuste de mais uma curva através do método dos mínimos quadrados, utilizando desta vez uma função polinomial de terceira ordem.



Fonte: elaborada pelo autor.

A ausência de cruzamento por zero subsequente ao pico da primeira curva ajustada, indicando a inexistência de área de calor excessivo, pode ser observada no histograma ilustrado na Figura 29.

Figura 29 – Indicação da inexistência de área de calor excessivo em um histograma, demonstrada pelo ajuste de uma curva através do método dos mínimos quadrados, utilizando uma função polinomial de quinta ordem.



Fonte: elaborada pelo autor.

## 5 RESULTADOS

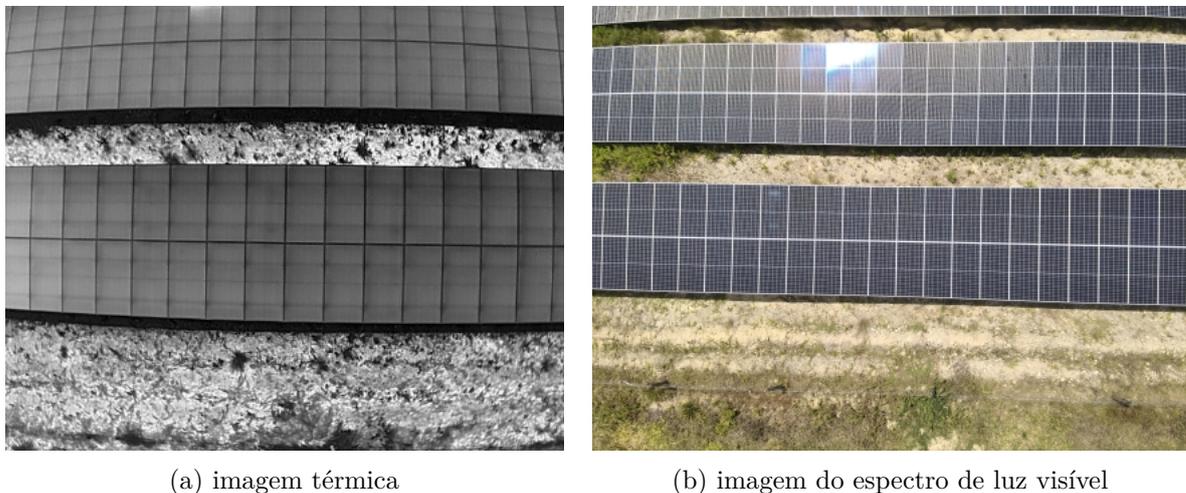
Os resultados dos métodos e procedimentos empregados no estudo de caso foram estudados analiticamente. Neste capítulo, os resultados de cada etapa que compõe a metodologia proposta são apresentados.

### 5.1 CAPTAÇÃO DAS IMAGENS

Até o momento, o banco de imagens captadas (dossiê) está composto por 7.040 fotografias, sendo que metade delas são imagens térmicas e a outra metade são imagens do espectro de luz visível. Serão expostas algumas delas para a análise dos resultados.

Na Figura 30a, apresenta-se uma imagem térmica da usina solar, com enquadramento em seu painel fotovoltaico identificado como L14. Para sua captação, o foco da câmera termográfica do drone foi direcionado para o centro do painel. Foram “cobertos” vinte e oito módulos fotovoltaicos desse painel, todos eles fotografados com resolução maior que  $5 \times 5$  pixels por célula, como será comprovado adiante.

Figura 30 – Fotografias com enquadramento no painel fotovoltaico L14 da usina solar, captadas em 30 de outubro de 2023, às nove e cinquenta e dois.

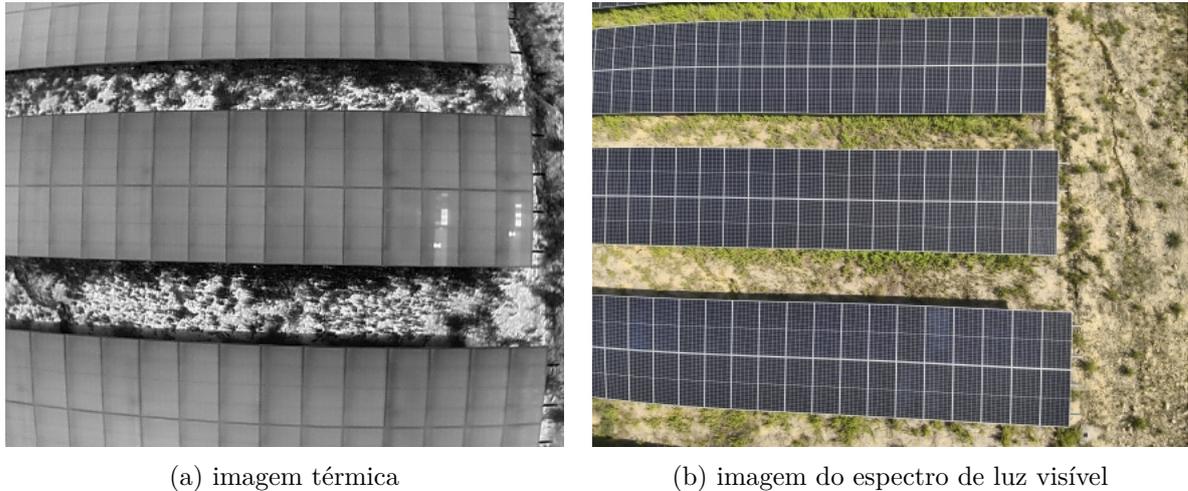


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 16,3 metros, em relação ao painel.

Na Figura 31a, apresenta-se uma imagem térmica da usina solar, com enquadramento em seu painel fotovoltaico identificado como A6. Vinte e oito módulos fotovoltaicos foram fotografados, e todos eles com resolução maior que  $5 \times 5$  pixels por célula, como será comprovado adiante.

Figura 31 – Fotografias com enquadramento no painel fotovoltaico A6 da usina solar, captadas em 13 de fevereiro de 2024, às quatorze e trinta e dois.

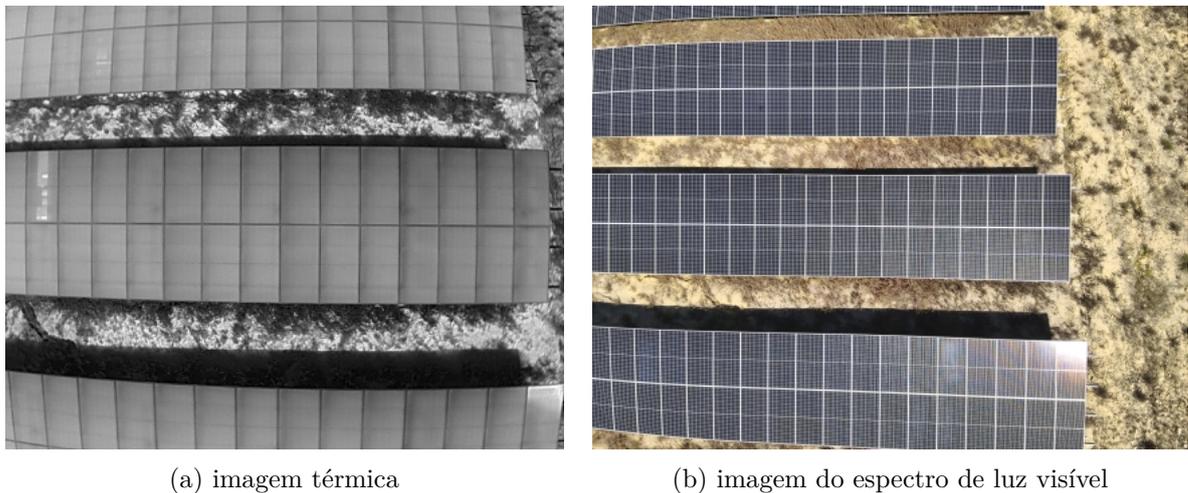


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 16,3 metros, em relação ao painel.

Na Figura 32a, apresenta-se uma imagem térmica da usina solar, com enquadramento em seu painel fotovoltaico identificado como A5. Vinte e oito módulos fotovoltaicos foram fotografados, e todos eles com resolução maior que  $5 \times 5$  pixels por célula, como será comprovado adiante.

Figura 32 – Fotografias com enquadramento no painel fotovoltaico A5 da usina solar, captadas em 9 de abril de 2024, às treze e um.



Fonte: elaborada pelo autor.

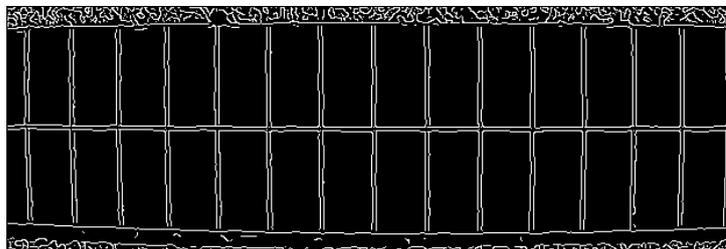
Nota: A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 16,3 metros, em relação ao painel.

## 5.2 DETECÇÃO DE BORDAS NAS IMAGENS TÉRMICAS

Na Figura 33, apresentam-se as bordas detectadas nos arredores do painel fotovoltaico L14. Muitas dessas bordas são indesejáveis. Em sua maioria, surgiram devido à

grama e a não uniformidade do solo em volta do painel. É necessário serem removidas para que se possa identificar com clareza as reais bordas dos módulos fotovoltaicos.

Figura 33 – Bordas detectadas nos arredores do painel fotovoltaico L14, ilustrado na Figura 30.



Fonte: elaborada pelo autor.

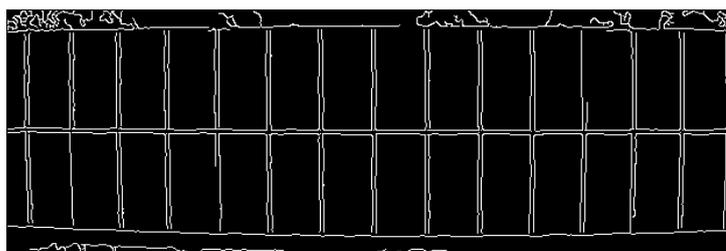
### 5.3 ELIMINAÇÃO DE BORDAS DE PEQUENO TAMANHO

Esta etapa mostrou-se eficaz, uma vez que removeu grande parte das bordas indesejáveis, especialmente aquelas que não atingiram um determinado comprimento, como será demonstrado mais adiante.

#### 5.3.1 Eliminação de bordas de pequena área

Como se demonstra na Figura 34, a remoção de bordas de pequena área é eficaz para permitir identificar, com menos bordas indesejáveis, as bordas dos módulos fotovoltaicos.

Figura 34 – Bordas resultantes da remoção de bordas da Figura 33, que não atingiram uma determinada área.



Fonte: elaborada pelo autor.

#### 5.3.2 Eliminação de bordas de pequeno comprimento

Como se demonstra na Figura 35, a remoção de bordas de pequeno comprimento é ainda mais eficaz para permitir identificar, com menos bordas indesejáveis, as bordas dos módulos fotovoltaicos.

Figura 35 – Bordas resultantes da remoção de bordas da Figura 33, que não atingiram um determinado comprimento.

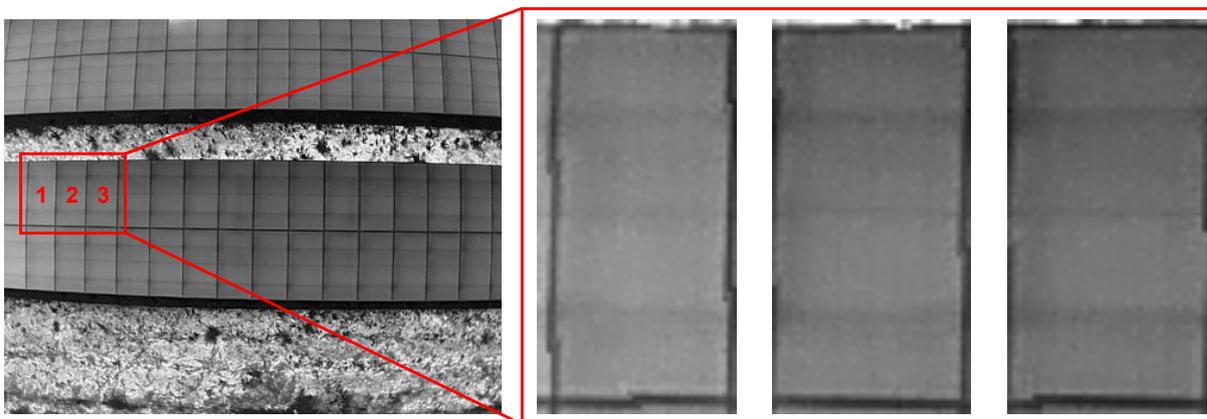


Fonte: elaborada pelo autor.

#### 5.4 SEGMENTAÇÃO DE CADA PAINEL FOTOVOLTAICO ENQUADRADO NAS IMAGENS TÉRMICAS, AO NÍVEL DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

Na Figura 36, são apresentados três módulos fotovoltaicos da Figura 30a, que foram segmentados através da recuperação da sua devida visão frontal. Como é possível notar, a resolução geométrica deles é maior que  $5 \times 5$  pixels por célula.

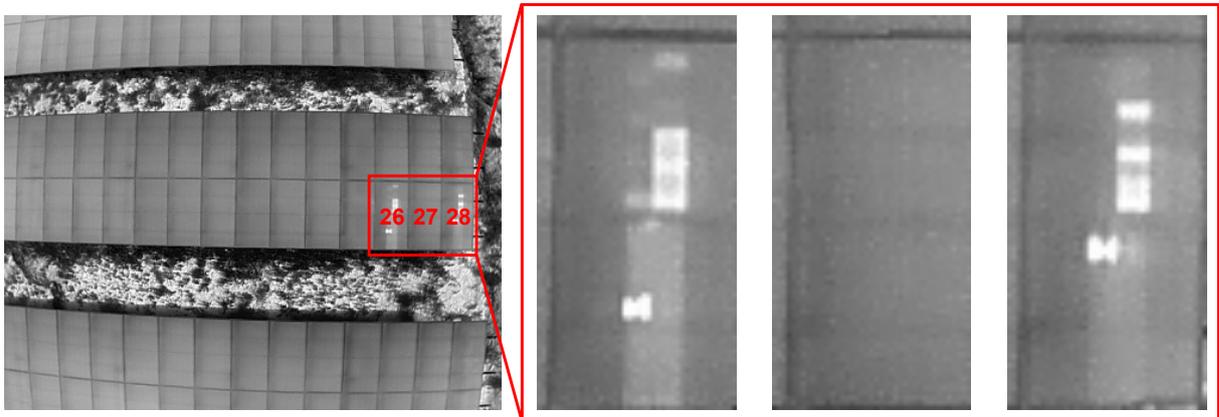
Figura 36 – Módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 30a, denominados 1, 2 e 3, de resolução  $42 \times 84$  pixels,  $40 \times 80$  pixels e  $40 \times 80$  pixels, respectivamente.



Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 37, são apresentados três módulos fotovoltaicos da Figura 31a, que foram segmentados através da recuperação da sua devida visão frontal. Como é possível notar, a resolução geométrica deles é maior que  $5 \times 5$  pixels por célula.

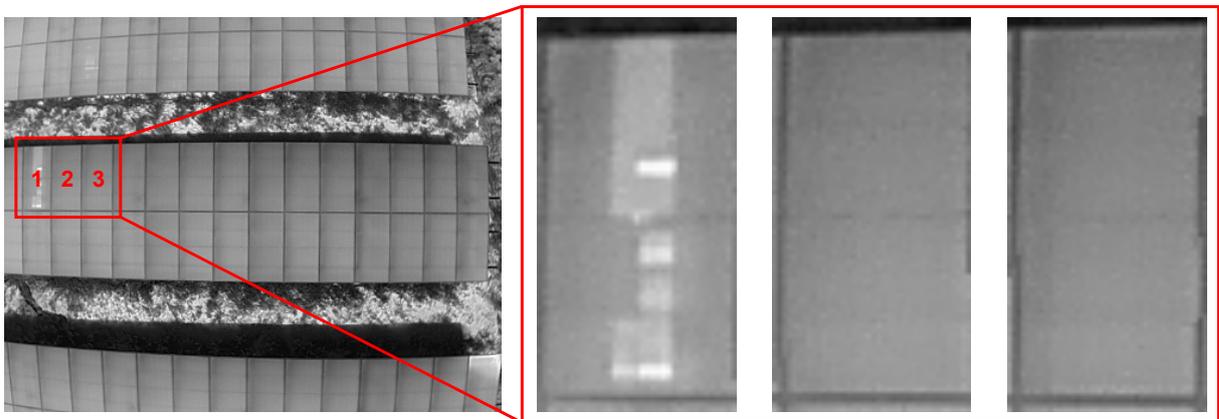
Figura 37 – Módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 31a, denominados 26, 27 e 28, de resolução  $42 \times 84$  pixels,  $41 \times 82$  pixels e  $42 \times 84$  pixels, respectivamente.



Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 38, são apresentados três módulos fotovoltaicos da Figura 32a, que foram segmentados através da recuperação da sua devida visão frontal. Como é possível notar, a resolução geométrica deles é maior que  $5 \times 5$  pixels por célula.

Figura 38 – Módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 32a, denominados 1, 2 e 3, de resolução  $37 \times 74$  pixels,  $40 \times 80$  pixels e  $44 \times 88$  pixels, respectivamente.



Fonte: elaborada pelo autor.

## 5.5 ESTIMATIVA DA TEMPERATURA DE CADA MÓDULO FOTOVOLTAICO SEGMENTADO

As tabelas 1, 2 e 3 contêm informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado das figuras 30a, 31a e 32a, respectivamente.

Tabela 1 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a

$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$DP_T$ [°C]	$DP_T$ [%]	$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$DP_T$ [°C]	$DP_T$ [%]
1	64,17	2,13	3,327	15	65,84	2,86	4,346
2	61,85	2,21	3,579	16	63,64	2,24	3,520
3	60,83	1,87	3,073	17	62,66	1,66	2,657
4	59,52	1,70	2,854	18	61,45	1,58	2,567
5	58,72	1,89	3,226	19	61,17	1,66	2,722
6	58,58	2,20	3,761	20	60,47	1,53	2,538
7	58,02	2,47	4,252	21	59,35	1,70	2,864
8	57,88	2,27	3,924	22	59,13	1,82	3,074
9	57,61	2,67	4,634	23	58,77	2,39	4,073
10	57,84	3,97	6,859	24	58,01	2,94	5,060
11	57,87	3,96	6,845	25	57,79	3,46	5,987
12	57,02	3,02	5,303	26	57,81	3,91	6,770
13	58,62	4,75	8,108	27	57,36	4,23	7,371
14	58,51	4,37	7,476	28	57,11	4,53	7,939

Fonte: elaborada pelo autor

Nota:  $Id$  → número de identificação do módulo fotovoltaico apresentado na imagem;  
 $\bar{T}$  → temperatura média;  
 $DP_T$  → desvio padrão de temperatura.

Tabela 2 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 31a

$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$DP_T$ [°C]	$DP_T$ [%]	$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$DP_T$ [°C]	$DP_T$ [%]
1	55,39	1,47	2,647	15	56,58	2,48	4,388
2	54,93	1,61	2,940	16	55,80	2,41	4,321
3	54,49	1,68	3,077	17	55,50	2,23	4,012
4	53,60	1,32	2,467	18	54,91	1,82	3,321
5	53,58	1,31	2,445	19	54,20	1,59	2,926
6	53,68	1,43	2,660	20	54,53	1,45	2,664
7	53,30	1,44	2,698	21	54,27	1,43	2,638
8	52,64	1,42	2,706	22	53,36	1,22	2,295
9	53,03	1,54	2,899	23	54,05	1,34	2,485
10	52,92	1,37	2,585	24	53,81	1,46	2,711
11	52,04	1,36	2,621	25	53,21	1,43	2,680
12	53,08	1,77	3,332	26	55,41	3,51	6,344
13	53,11	1,88	3,545	27	54,08	1,61	2,985
14	53,54	2,03	3,783	28	56,49	4,64	8,222

Fonte: elaborada pelo autor

Nota:  $Id$  → número de identificação do módulo fotovoltaico apresentado na imagem;  
 $\bar{T}$  → temperatura média;  
 $DP_T$  → desvio padrão de temperatura.

Tabela 3 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 32a

$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$DP_T$ [°C]	$DP_T$ [%]	$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$DP_T$ [°C]	$DP_T$ [%]
1	61,87	4,65	7,516	15	63,13	1,58	2,503
2	59,95	3,03	5,061	16	62,50	1,79	2,856
3	59,49	2,65	4,458	17	62,28	1,71	2,751
4	58,94	2,28	3,867	18	62,09	1,14	1,841
5	58,45	2,30	3,931	19	60,73	1,43	2,348
6	59,08	2,31	3,903	20	61,76	1,32	2,140
7	58,41	2,30	3,929	21	60,94	1,86	3,046
8	57,66	2,07	3,595	22	59,99	1,39	2,312
9	57,53	2,38	4,141	23	60,19	2,33	3,866
10	57,20	2,44	4,257	24	59,93	2,45	4,089
11	56,13	2,25	4,007	25	58,87	2,66	4,512
12	56,62	3,01	5,316	26	58,79	2,83	4,817
13	56,73	2,89	5,100	27	58,94	3,19	5,409
14	57,51	2,16	3,756	28	60,10	2,36	3,929

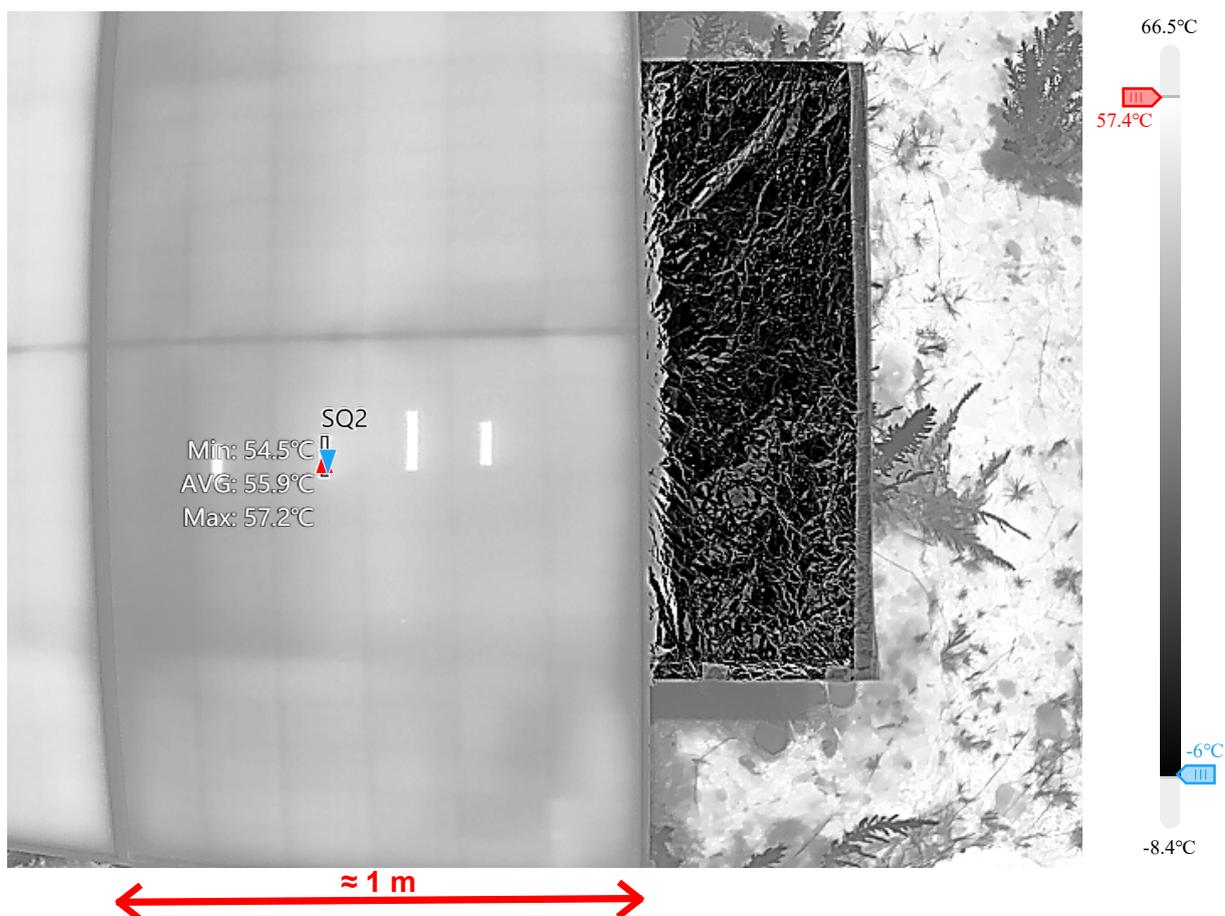
Fonte: elaborada pelo autor

Nota:  $Id$  → número de identificação do módulo fotovoltaico apresentado na imagem;  
 $\bar{T}$  → temperatura média;  
 $DP_T$  → desvio padrão de temperatura.

### 5.5.1 Medição da emissividade de um módulo fotovoltaico

A emissividade ajustada na câmera, para a área SQ1, foi  $\varepsilon_{SQ1} = 0,72$  (ver subseção 1 da seção 6, do capítulo 4). A medição da temperatura da superfície da segunda fita isolante é ilustrada na Figura 39.

Figura 39 – Medição da temperatura da segunda superfície de referência de emissividade.

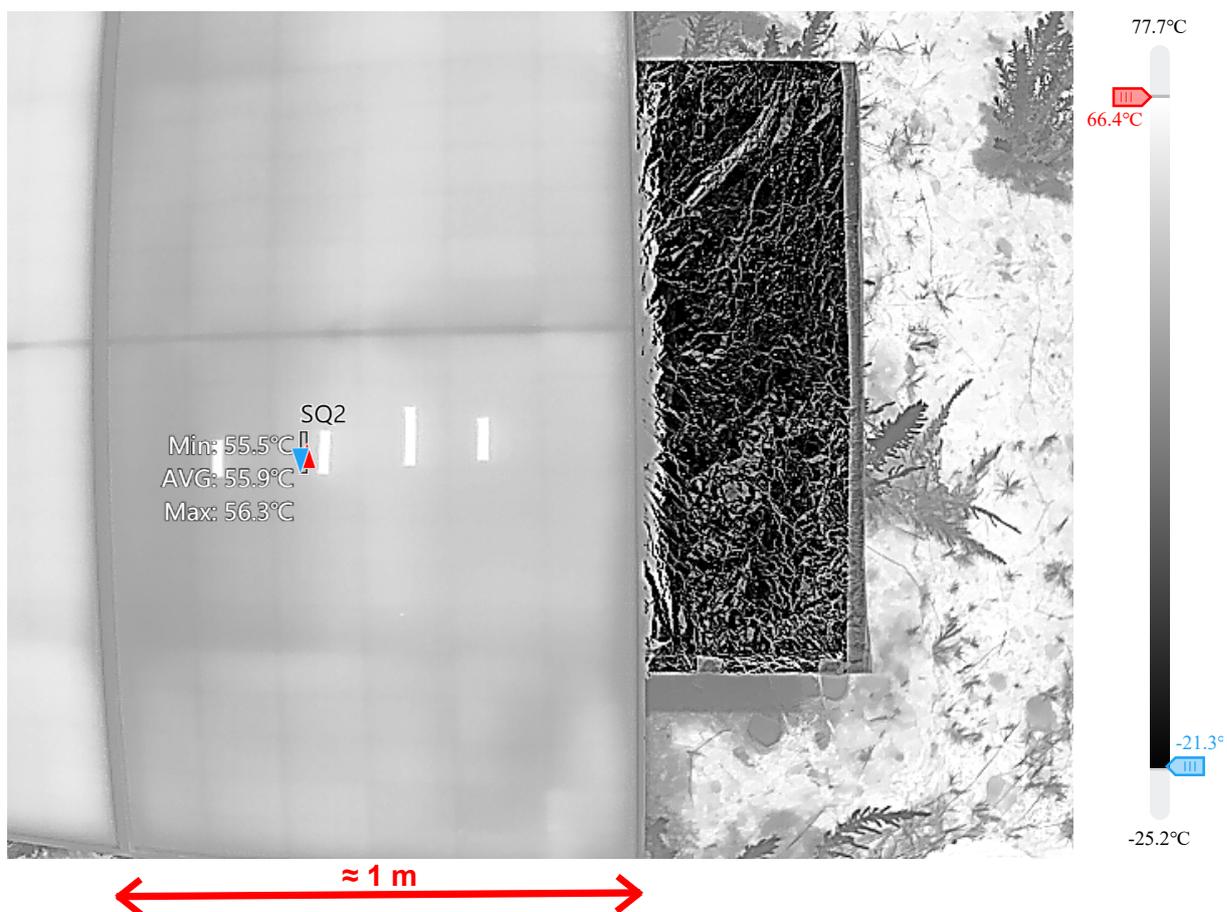


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Para que o valor médio de temperatura da área SQ2, na Figura 40, fosse o mesmo que da fita isolante ( $\bar{T}_{SQ2} = AVG(SQ2) = 55,9 \text{ }^\circ\text{C}$ ), na Figura 39, a emissividade ajustada na câmera foi  $\varepsilon_{SQ2} = 0,71$ .

Figura 40 – Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à segunda superfície de referência de emissividade.

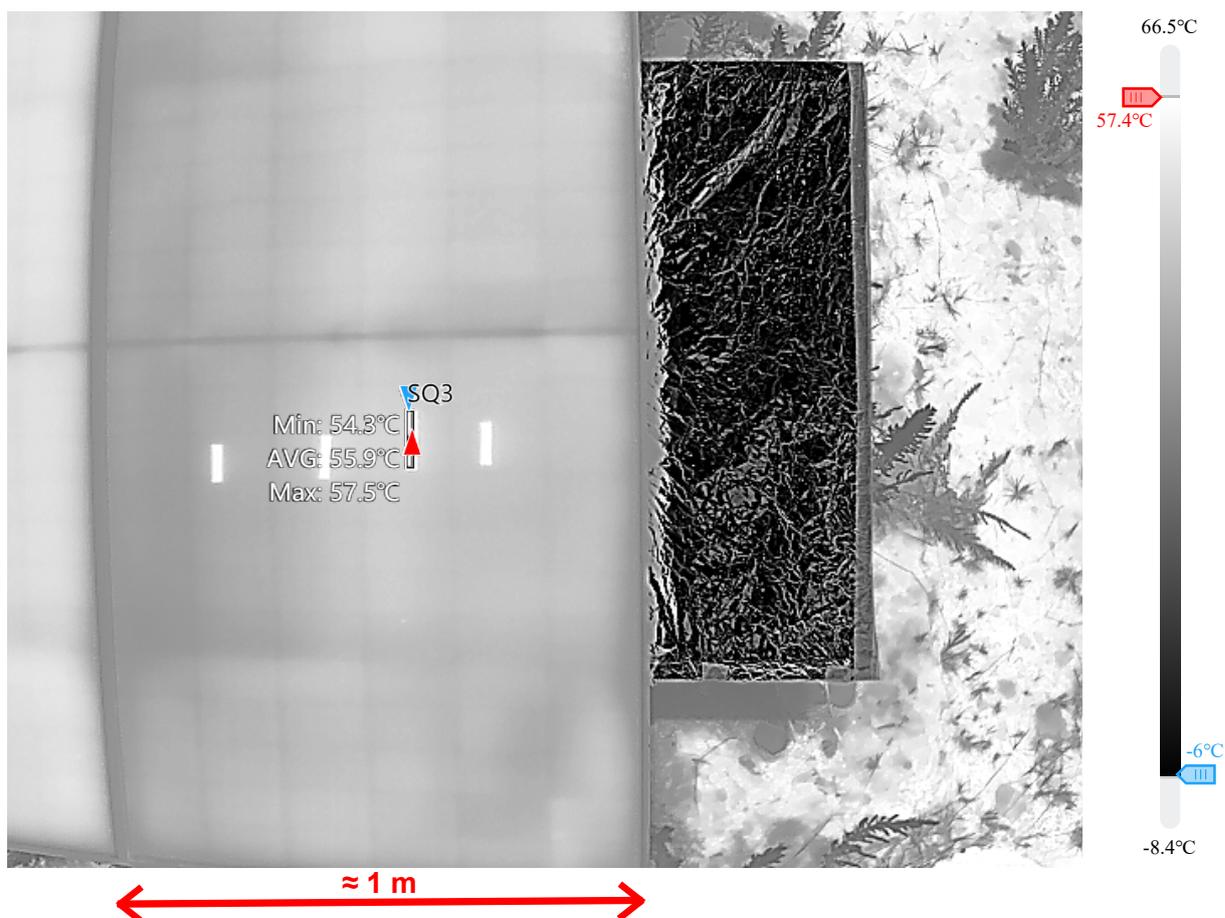


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Na Figura 41, pode-se observar a medição da temperatura da superfície da terceira fita isolante.

Figura 41 – Medição da temperatura da terceira superfície de referência de emissividade.

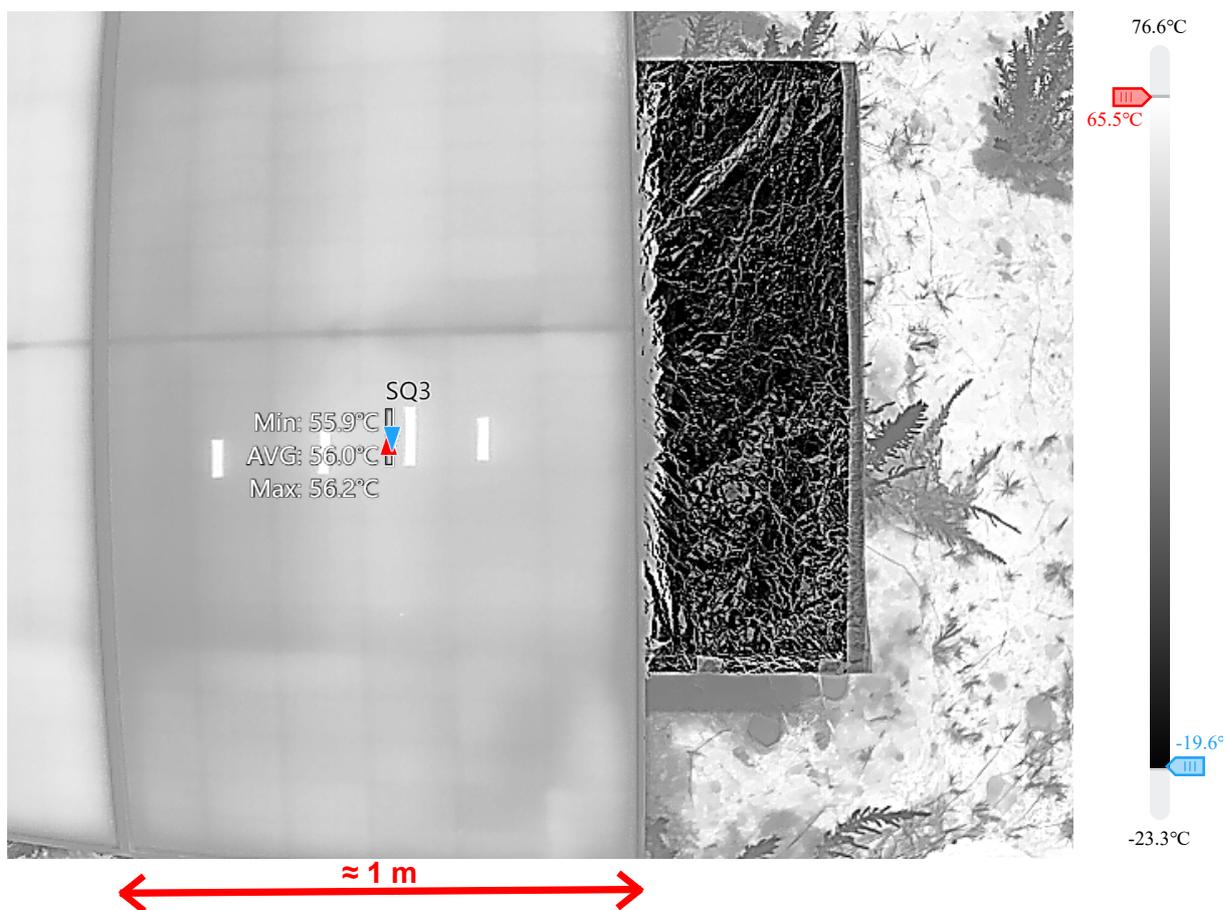


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Para que o valor médio de temperatura da área SQ3, na Figura 42, fosse o mais próximo ao da fita isolante ( $\bar{T}_{SQ3} = AVG(SQ3) = 55,9 \text{ } ^\circ\text{C}$ ), na Figura 41, a emissividade ajustada na câmera foi  $\varepsilon_{SQ3} = 0,73$ .

Figura 42 – Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à terceira superfície de referência de emissividade.

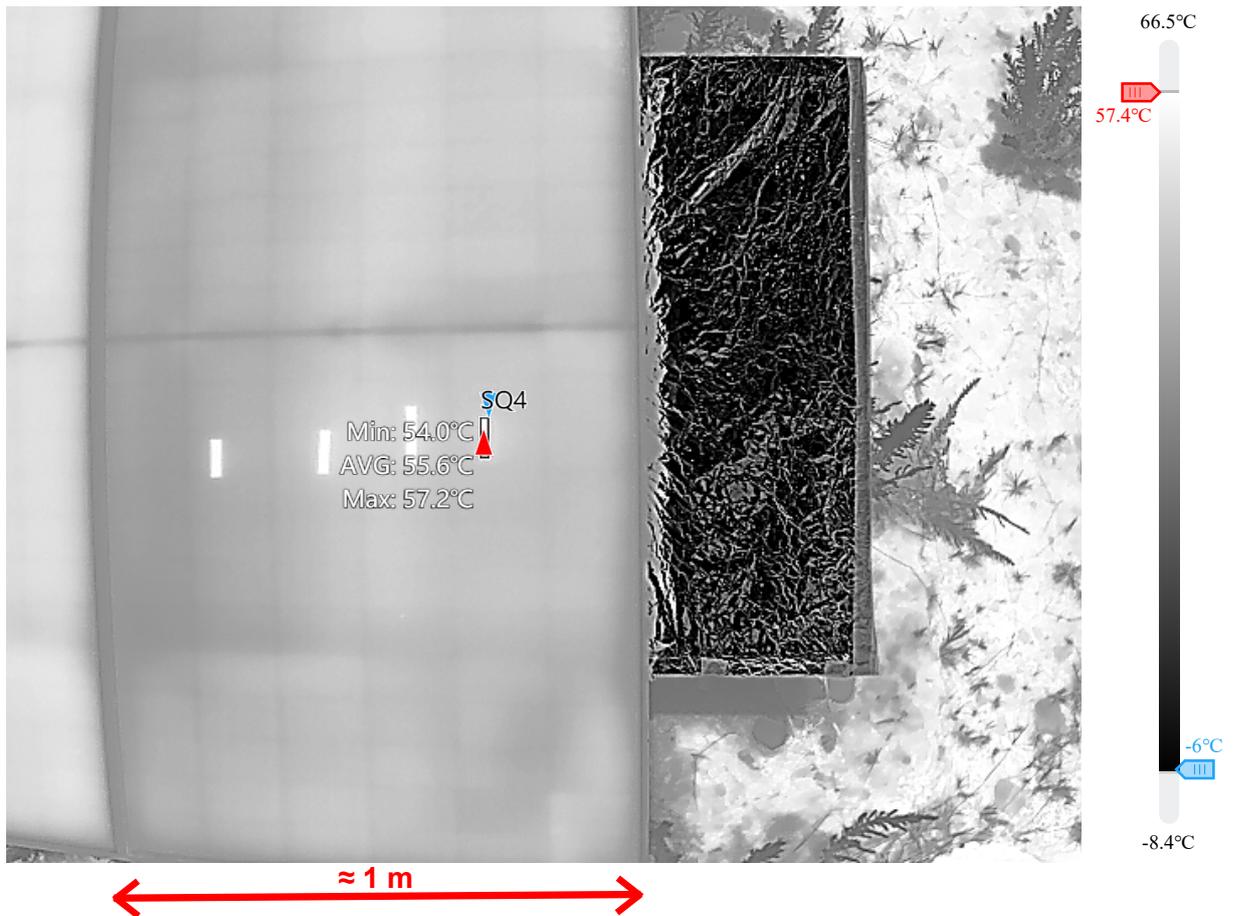


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Na Figura 43, pode-se observar a medição da temperatura da superfície da quarta fita isolante.

Figura 43 – Medição da temperatura da quarta superfície de referência de emissividade.

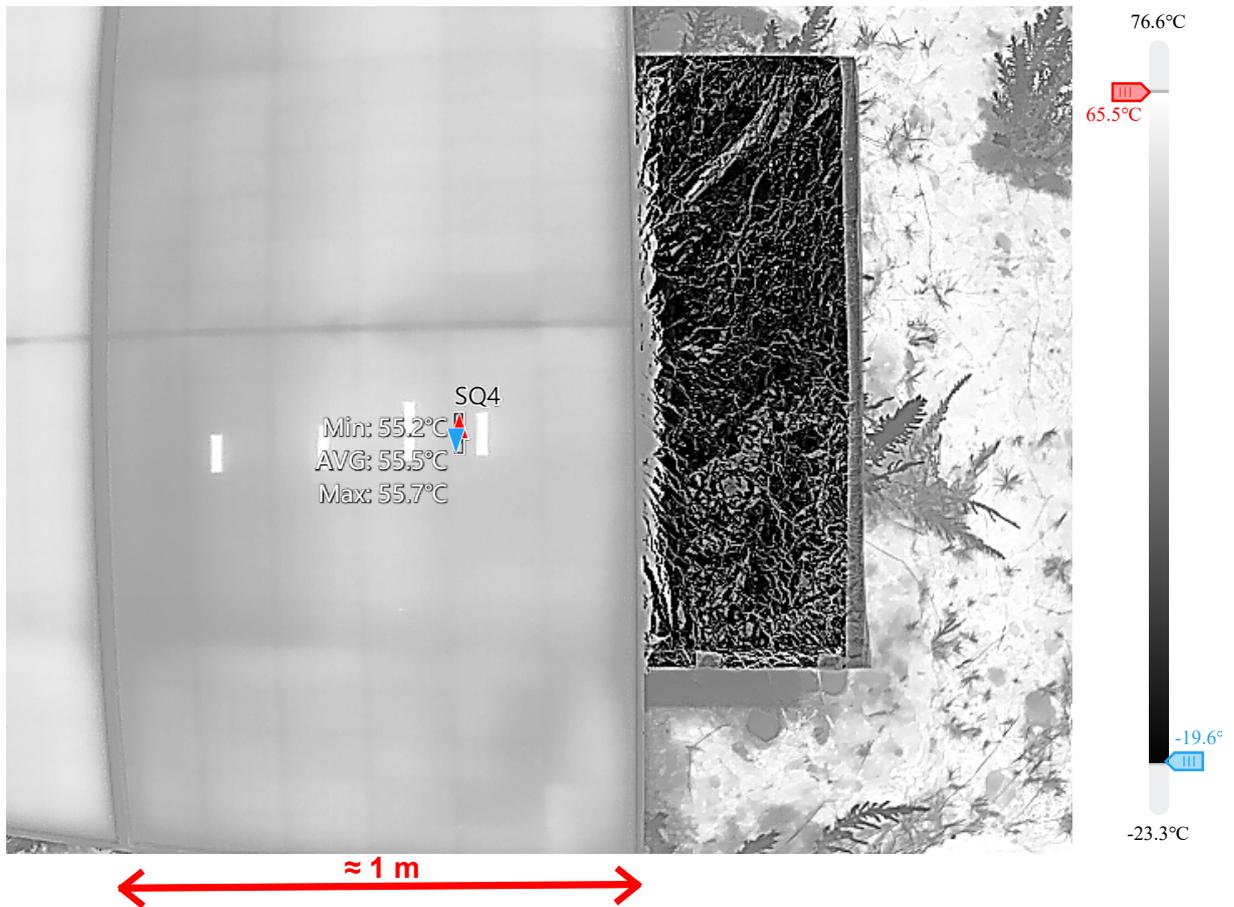


Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

Para que o valor médio de temperatura da área SQ4, na Figura 44, fosse o mais próximo ao da fita isolante ( $\bar{T}_{SQ4} = AVG(SQ4) = 55,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ), na Figura 43, a emissividade ajustada na câmera foi  $\varepsilon_{SQ4} = 0,73$ .

Figura 44 – Medição da temperatura de uma região do módulo fotovoltaico, imediatamente adjacente à quarta superfície de referência de emissividade.



Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: A medição foi realizada na imagem térmica, utilizando-se a ferramenta de medição de temperatura média de uma área retangular. A imagem foi fotografada pelo drone a uma distância aproximada de 2,5 metros, em relação ao módulo fotovoltaico, em 30 de outubro de 2023, às dez e quarenta e quatro.

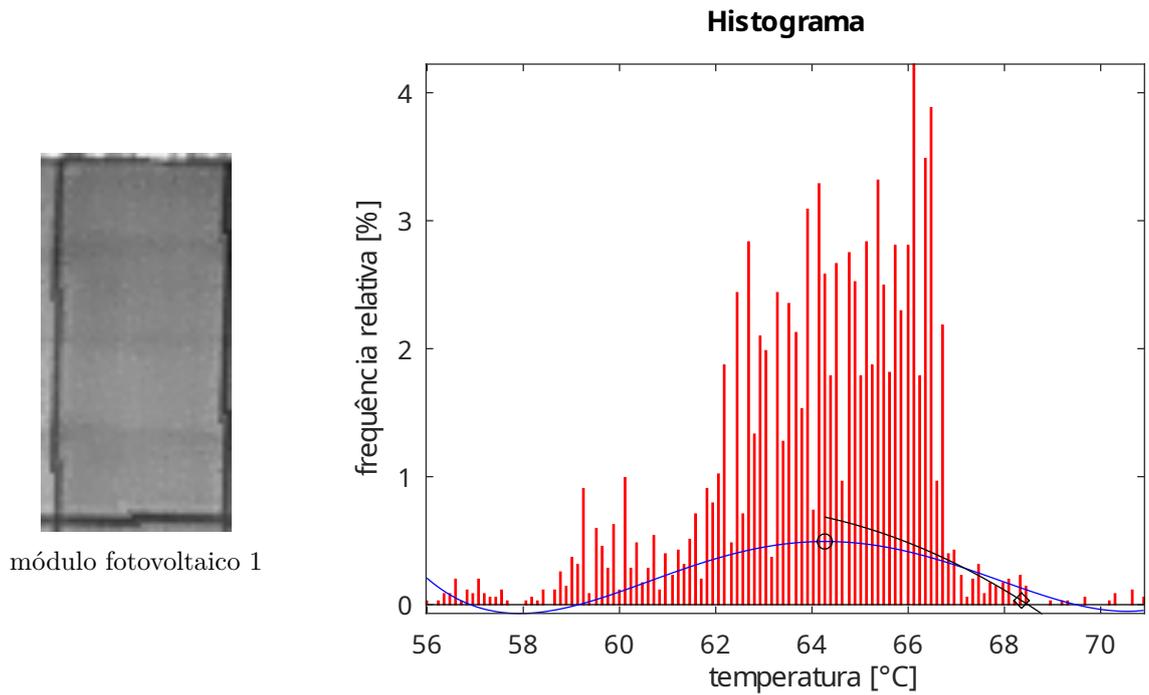
Uma vez que a emissividade foi medida em quatro regiões do módulo fotovoltaico, calculou-se o valor médio relacionado às quatro medidas, de acordo com:

$$\begin{aligned}
 \bar{\varepsilon} &= \frac{\varepsilon_{SQ1} + \varepsilon_{SQ2} + \varepsilon_{SQ3} + \varepsilon_{SQ4}}{4} & (5.1) \\
 &= \frac{0,72 + 0,71 + 0,73 + 0,73}{4} \\
 &\approx 0,72
 \end{aligned}$$

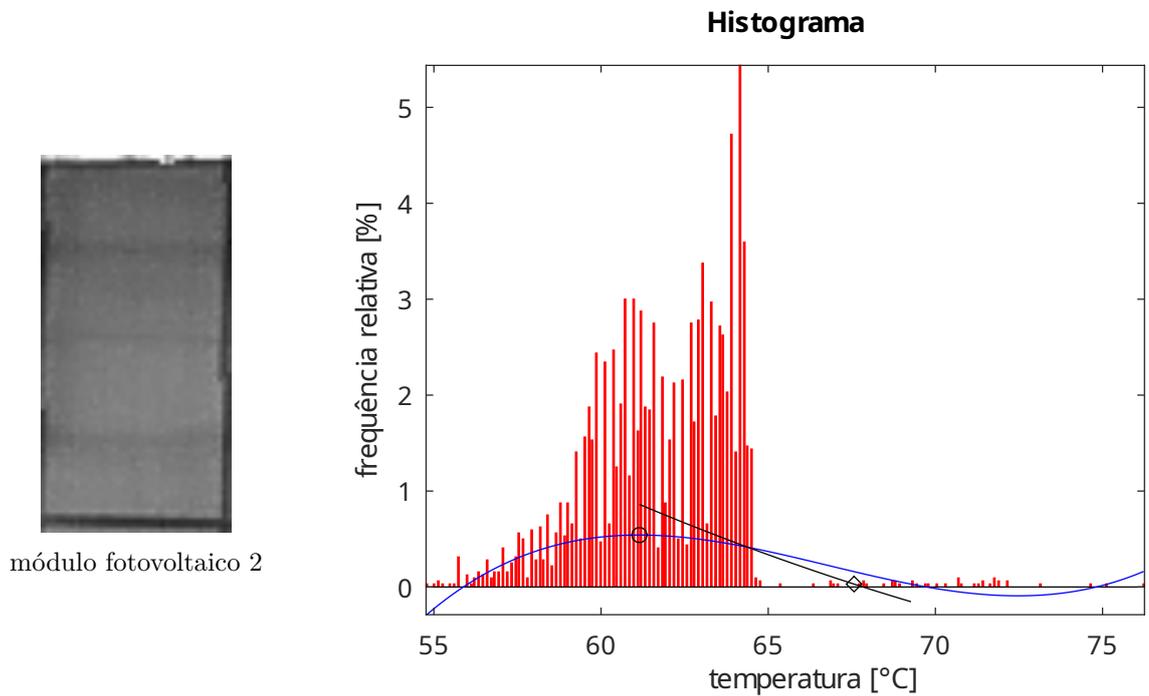
## 5.6 IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS DE CALOR EXCESSIVO NO PAINEL FOTOVOLTAICO ENQUADRADO

Na Figura 45, é possível observar o histograma de temperatura de cada um dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 36.

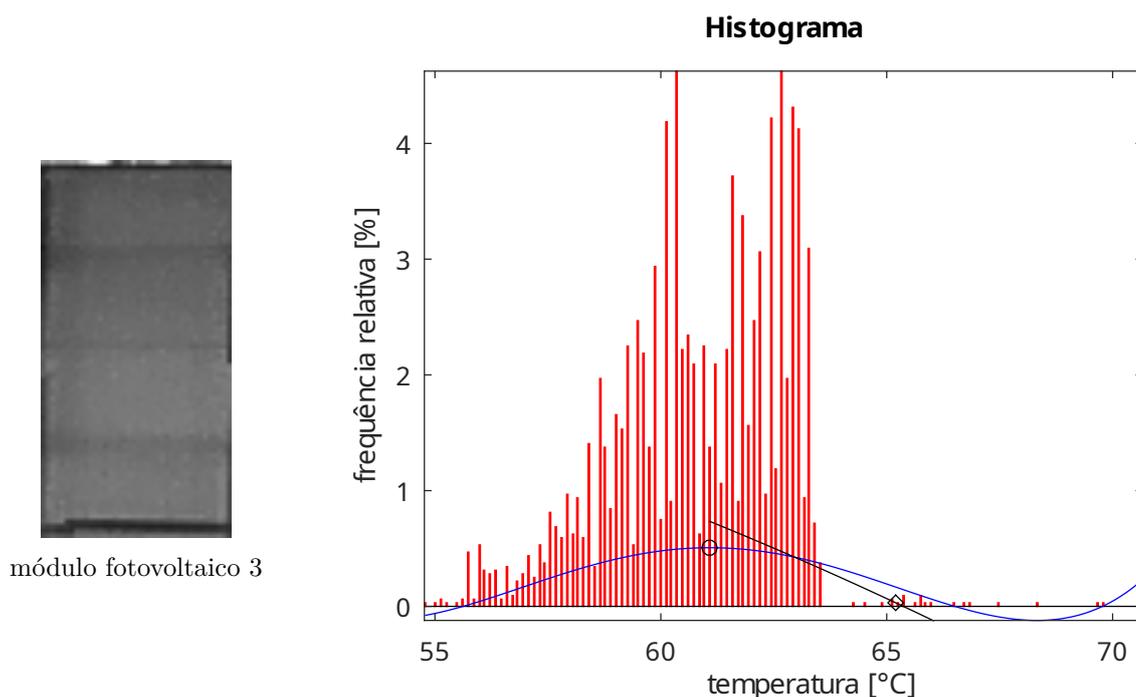
Figura 45 – Histogramas de temperatura dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 36.



(a) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 1



(b) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 2

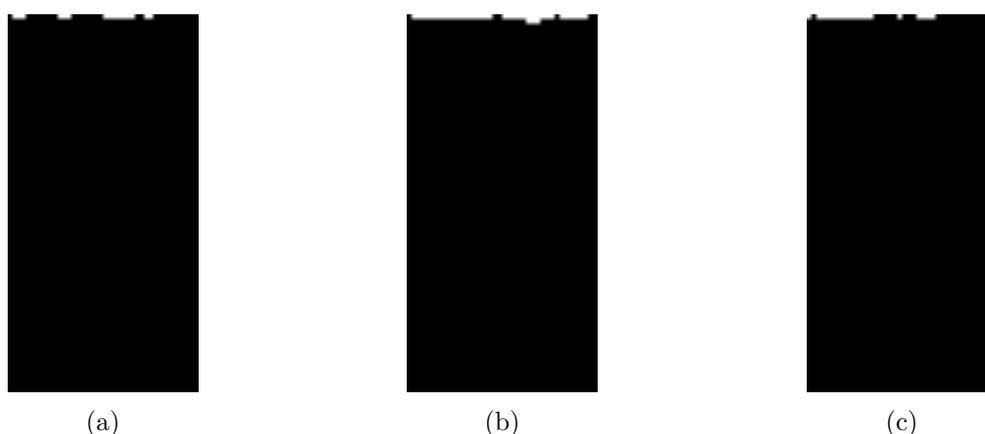


(c) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 3

Fonte: elaborada pelo autor.

Em cada gráfico da figura, é possível notar que a curva de cor azul, ajustada em todo o intervalo de temperatura, apresentou cruzamento por zero após o pico, indicando haver área de calor excessivo na imagem. Para identificar essa área (em cor branca na Figura 46), foi necessário identificar quais pixels da imagem apresentavam temperatura maior que a do cruzamento por zero da curva de cor preta.

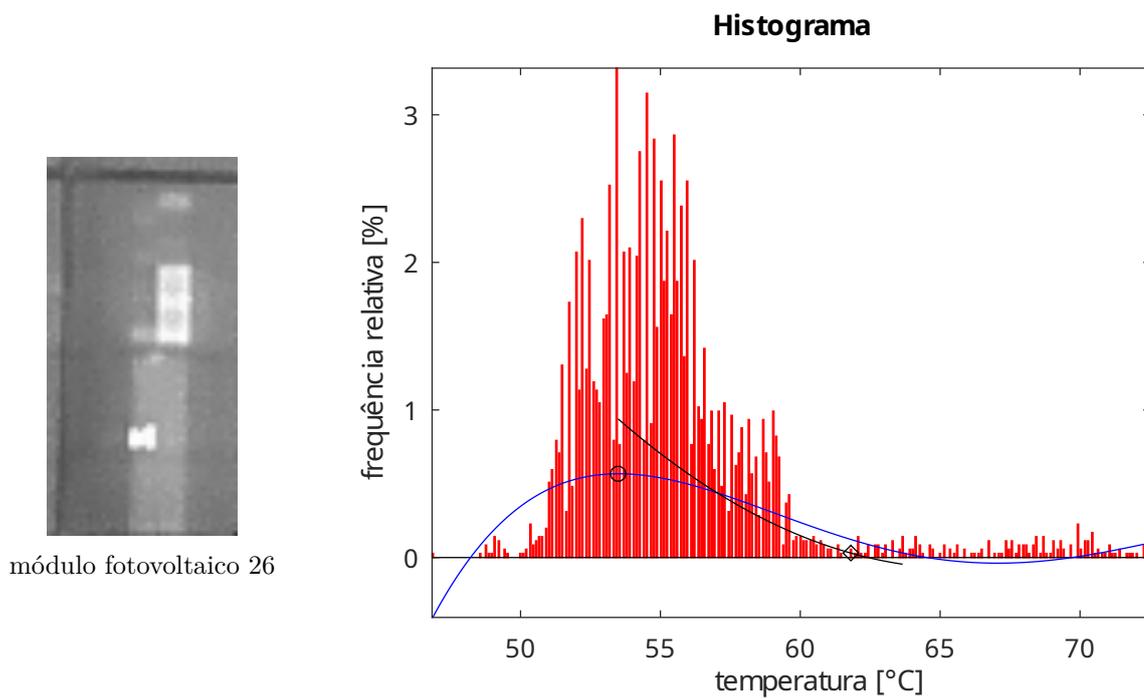
Figura 46 – Ilustração das áreas de calor excessivo identificadas nos módulos exibidos nas figuras 45a (a), 45b (b) e 45c (c).



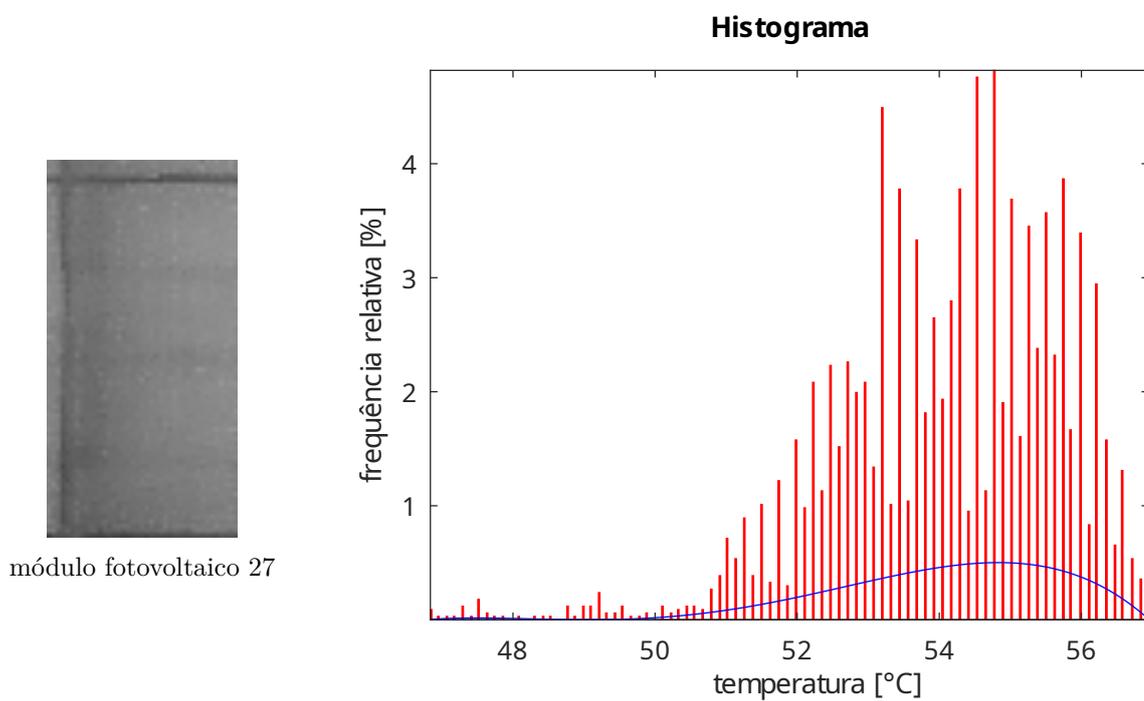
Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 47, é possível observar o histograma de temperatura de cada um dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 37.

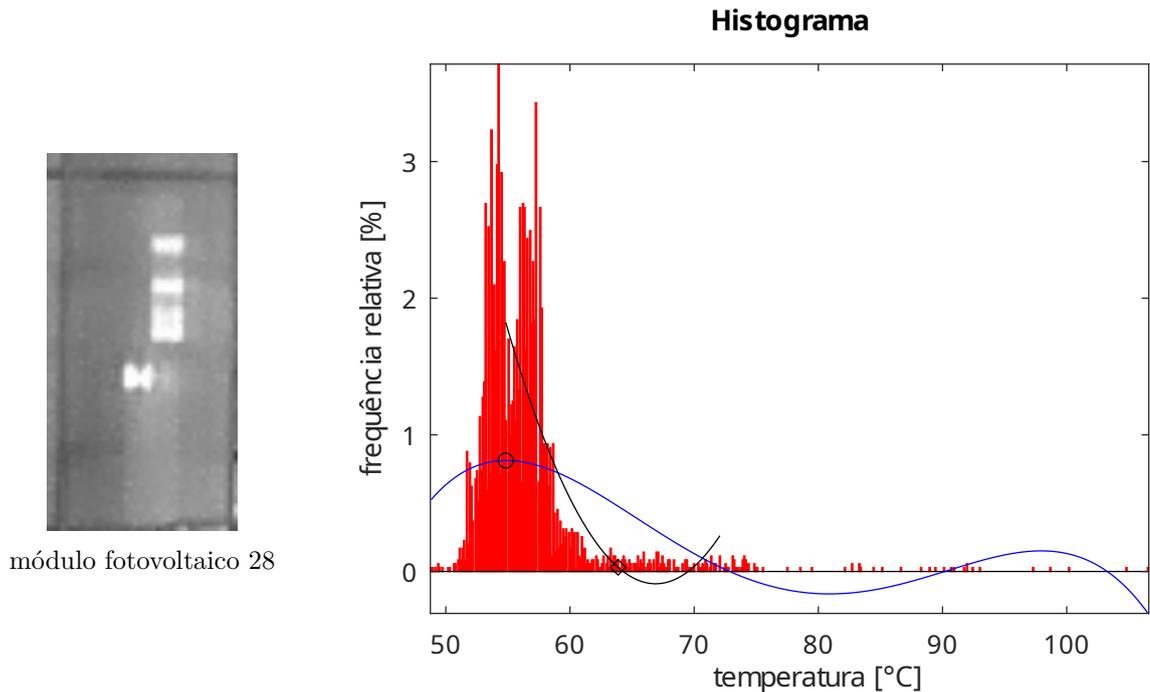
Figura 47 – Histogramas de temperatura dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 37.



(a) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 26



(b) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 27

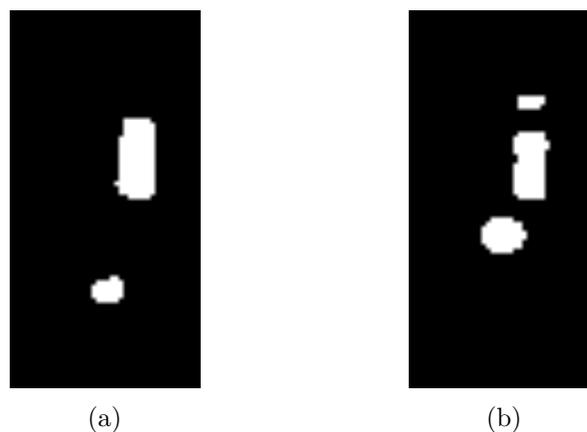


(c) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 28

Fonte: elaborada pelo autor.

Nos gráficos (a) e (c) da figura, é possível notar que a curva de cor azul apresentou cruzamento por zero após o pico, indicando haver área de calor excessivo na imagem. Para identificar essa área (em cor branca nas figuras 48a e 48b), foi necessário identificar quais pixels da imagem apresentavam temperatura maior que a do cruzamento por zero da curva de cor preta.

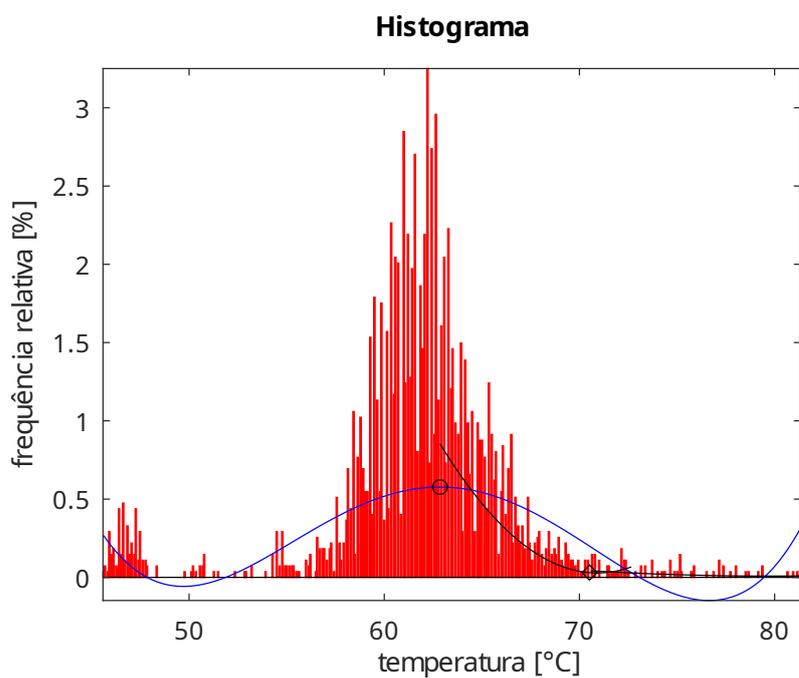
Figura 48 – Ilustração das áreas de calor excessivo identificadas nos módulos exibidos nas figuras 47a (a) e 47c (b).



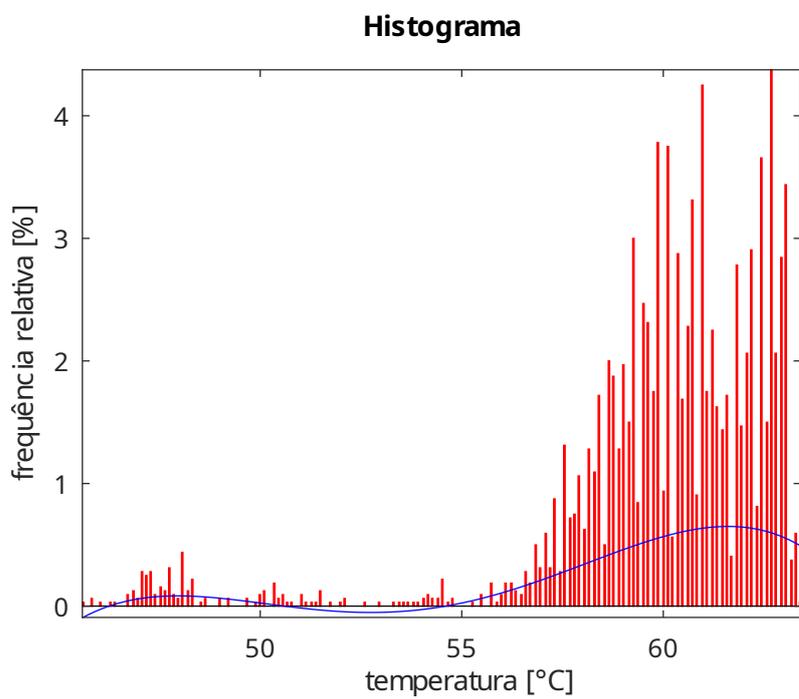
Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 49, é possível observar o histograma de temperatura de cada um dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 38.

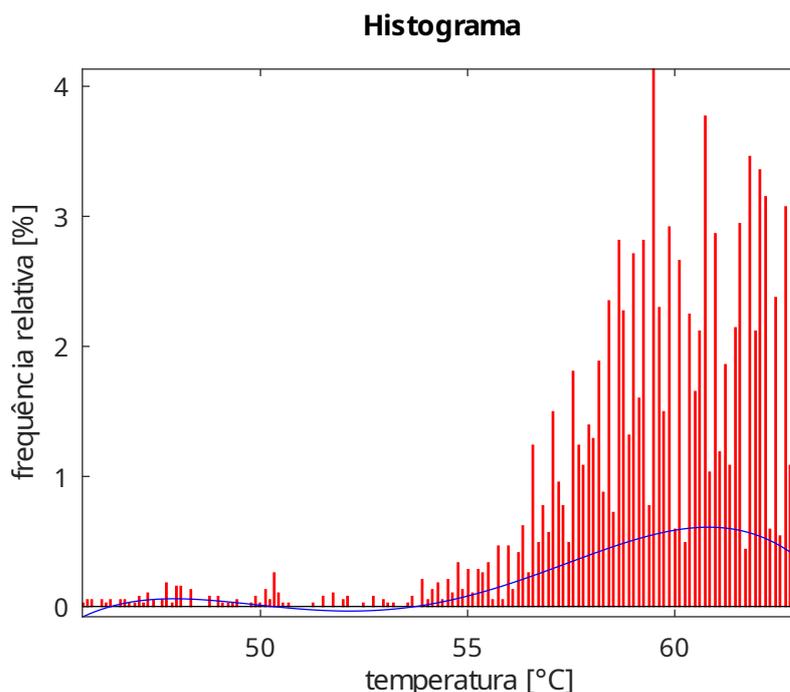
Figura 49 – Histogramas de temperatura dos três módulos fotovoltaicos destacados na Figura 38



(a) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 1



(b) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 2



(c) histograma de temperatura do módulo fotovoltaico 3

Fonte: elaborada pelo autor

No gráfico (a) da figura, é possível notar que a curva de cor azul apresentou cruzamento por zero após o pico, indicando haver área de calor excessivo na imagem. Para identificar essa área (em cor branca na Figura 52), foi necessário identificar quais pixels da imagem apresentavam temperatura maior que a do cruzamento por zero da curva de cor preta.

Figura 52 – Ilustração das áreas de calor excessivo identificadas na Figura 38



Fonte: elaborada pelo autor

Buscou-se, nas tabelas 1, 2 e 3, identificar parâmetros que indicassem a presença de área de calor excessivo efetivamente no módulo fotovoltaico. No entanto, os dados apresentados não corresponderam a esse fato, visto que “altos” valores de desvio padrão foram encontrados mesmo em imagens que não apresentavam essas áreas. Isto instigou

a busca por nova métrica que pudesse indicar efetivamente a presença de área de calor excessivo.

Novas análises foram consideradas. A diferença entre a temperatura  $T_1$  (indicada pelo cruzamento por zero da curva de cor preta) e a temperatura média, normalizada em função desta, permitiu identificar efetivamente a presença de área de calor excessivo. Isso pode ser observado nas tabelas 4, 5 e 6, onde o parâmetro mencionado, quando superior a 10%, indica a presença de tais áreas.

Tabela 4 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a

$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$T_1$ [°C]	$T_1 - \bar{T}$ [%]	$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$T_1$ [°C]	$T_1 - \bar{T}$ [%]
1	64,17	68,42	6,62	15	65,84	68,75	4,42
2	61,85	67,58	9,26	16	63,64	-	-
3	60,83	65,12	7,05	17	62,66	-	-
4	59,52	63,75	7,11	18	61,45	63,84	3,89
5	58,72	63,46	8,07	19	61,17	-	-
6	58,58	63,64	8,64	20	60,47	62,97	4,13
7	58,02	62,43	7,60	21	59,35	61,95	4,38
8	57,88	63,51	9,73	22	59,13	-	-
9	57,61	63,29	9,86	23	58,77	-	-
10	57,84	62,27	7,66	24	58,01	-	-
11	57,87	62,29	7,64	25	57,79	-	-
12	57,02	61,65	8,12	26	57,81	-	-
13	58,62	62,48	6,58	27	57,36	-	-
14	58,51	62,70	7,16	28	57,11	-	-

Fonte: elaborada pelo autor

Nota:  $Id$  → número de identificação do módulo fotovoltaico apresentado na imagem;  
 $\bar{T}$  → temperatura média;  
 $T_1$  → temperatura mínima das áreas de calor excessivo.

Tabela 5 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a

$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$T_1$ [°C]	$T_1 - \bar{T}$ [%]	$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$T_1$ [°C]	$T_1 - \bar{T}$ [%]
1	55,39	58,26	5,18	15	56,58	-	-
2	54,93	58,92	7,26	16	55,80	-	-
3	54,49	58,57	7,49	17	55,50	-	-
4	53,60	56,52	5,45	18	54,91	-	-
5	53,58	56,00	4,52	19	54,20	-	-
6	53,68	-	-	20	54,53	-	-
7	53,30	-	-	21	54,27	-	-
8	52,64	-	-	22	53,36	55,72	4,42
9	53,03	-	-	23	54,05	-	-
10	52,92	-	-	24	53,81	-	-
11	52,04	54,75	5,21	25	53,21	55,66	4,60
12	53,08	57,56	8,44	26	55,41	61,81	11,55
13	53,11	57,23	7,76	27	54,08	-	-
14	53,54	57,68	7,73	28	56,49	63,56	12,52

Fonte: elaborada pelo autor

Nota:  $Id$  → número de identificação do módulo fotovoltaico apresentado na imagem;  
 $\bar{T}$  → temperatura média;  
 $T_1$  → temperatura mínima das áreas de calor excessivo.

Tabela 6 – Informações sobre a temperatura de cada módulo fotovoltaico segmentado da Figura 30a

$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$T_1$ [°C]	$T_1 - \bar{T}$ [%]	$Id$	$\bar{T}$ [°C]	$T_1$ [°C]	$T_1 - \bar{T}$ [%]
1	61,87	70,42	13,82	15	63,13	-	-
2	59,95	-	-	16	62,50	-	-
3	59,49	-	-	17	62,28	-	-
4	58,94	-	-	18	62,09	-	-
5	58,45	-	-	19	60,73	-	-
6	59,08	-	-	20	61,76	-	-
7	58,41	-	-	21	60,94	-	-
8	57,66	-	-	22	59,99	-	-
9	57,53	-	-	23	60,19	-	-
10	57,20	-	-	24	59,93	-	-
11	56,13	-	-	25	58,87	-	-
12	56,62	-	-	26	58,79	-	-
13	56,73	61,25	7,97	27	58,94	-	-
14	57,51	61,90	7,63	28	60,10	64,07	6,61

Fonte: elaborada pelo autor

Nota:  $Id$  → número de identificação do módulo fotovoltaico apresentado na imagem;  
 $\bar{T}$  → temperatura média;  
 $T_1$  → temperatura mínima das áreas de calor excessivo.

## 6 CONCLUSÃO

Nesse estudo, foi apresentado um método que utiliza imagens térmicas obtidas através do uso de drone, para monitorar a temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar. As técnicas de processamento de imagens e de visão computacional utilizadas no estudo proporcionaram a identificação de módulos em imagens térmicas de painéis fotovoltaicos, permitindo também a segmentação da matriz de temperatura de cada módulo individualmente.

O método possibilitou monitorar a temperatura de cada módulo de painéis fotovoltaicos fotografados em uma usina solar real. Foi possível criar um banco de dados de imagens térmicas de módulos e painéis fotovoltaicos, fotografados em diversos horários, que serão úteis para monitorar o estado de saúde deles ao longo do tempo.

É importante salientar que, apesar das oscilações na distância e no ângulo de visão da câmera termográfica do drone em relação ao painel fotovoltaico durante a captação da imagem, devido à variação da velocidade do vento e à imprecisão do GPS do drone, a análise dos módulos não foi prejudicada.

Na análise final, o método proposto foi aplicado para monitorar painéis fotovoltaicos saudáveis e painéis com módulos que tiveram área sombreada para induzir um cenário com anormalidade térmica. Nesse caso, obteve-se uma assertividade de 100%, já que foi possível identificar as áreas que apresentaram excesso de calor como consequência desse sombreamento.

O método proposto oferece uma abordagem eficaz para identificar módulos com áreas de calor excessivo, permitindo melhorar o desempenho do sistema fotovoltaico e tornar sua inspeção mais ágil.

## Referências

- AGHAEI, M. et al. Innovative automated control system for PV fields inspection and remote control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 62, n. 11, p. 7287–7296, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 1, 2, 23 e 24.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Brasil alcança a marca de 6,5 GW em 2024, com 183 novas usinas*. [S. l.], 9 ago. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/brasil-alcanca-a-marca-de-6-5-gw-em-2024-com-183-novas-usinas>>. Acesso em: 19 ago. 2024. Citado na página 1.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *A evolução tecnológica fotovoltaica e seus benefícios ao Brasil*. São Paulo, 26 jun. 2024. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/artigos/a-evolucao-tecnologica-fotovoltaica-e-seus-beneficios-ao-brasil/>>. Acesso em: 19 ago. 2024. Citado na página 1.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT NBR 16969: ensaios não destrutivos – termografia infravermelha – princípios gerais*. 1st. ed. Rio de Janeiro, RJ: ABNT, 30 jun. 2021. Citado na página 38.
- BHUYAN, M. K. *Computer vision and image processing: fundamentals and applications*. Boca Raton, FL: CRC Press/Taylor & Francis Group, 2019. *E-book*. Citado 3 vezes nas páginas 7, 9 e 15.
- CUEVAS, E.; RODRÍGUEZ, A. N. Advanced topics in image analysis and machine learning. In: CUEVAS, Erik; RODRÍGUEZ, Alma Nayeli. *Image processing and machine learning*. 1st. ed. Boca Raton, FL: Chapman & Hall/CRC Press, an imprint of Taylor & Francis Group, 2024. v. 2. *E-book*. Citado 5 vezes nas páginas 9, 16, 17, 20 e 21.
- CUEVAS, E.; RODRÍGUEZ, A. N. Foundations of image processing. In: CUEVAS, Erik; RODRÍGUEZ, Alma Nayeli. *Image processing and machine learning*. 1st. ed. Boca Raton, FL: Chapman & Hall/CRC Press, an imprint of Taylor & Francis Group, 2024. v. 1. *E-book*. Citado 6 vezes nas páginas 8, 9, 10, 11, 12 e 15.
- DISTANTE, A.; DISTANTE, C. From energy to image. In: DISTANTE, Arcangelo; DISTANTE, Cosimo. *Handbook of image processing and computer vision*. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG, c2020. v. 1. *E-book*. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 9.
- DISTANTE, A.; DISTANTE, C. From image to pattern. In: DISTANTE, Arcangelo; DISTANTE, Cosimo. *Handbook of image processing and computer vision*. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG, c2020. v. 2. *E-book*. Citado 8 vezes nas páginas 8, 9, 15, 17, 18, 19, 20 e 21.
- DJI. *DJI thermal SDK*. Versão 1.5, para Windows. [S. l.], 16 maio 2024. Disponível em: <<https://www.dji.com/br/downloads/software/dji-thermal-sdk>>. Acesso em: 04 ago. 2024. Citado na página 37.

DJI. *Série DJI Mavic 3 Enterprise*. [S. l.], [entre 2022 e 2023]. Disponível em: <<https://enterprise.dji.com/pt-br/mavic-3-enterprise>>. Acesso em: 05 ago. 2024. Citado na página 27.

DUDA, R. O.; HART, P. E. Use of the Hough transformation to detect lines and curves in pictures. *Communications of the Association for Computing Machinery (ACM)*, ACM, Nova Iorque, NY, EUA, v. 15, n. 1, p. 11–15, Jan. 1972. ISSN 0001-0782. Disponível em: <<https://dl.acm.org/doi/10.1145/361237.361242>>. Citado na página 15.

ELECTRICAL TECHNOLOGY. *Series, parallel & series-parallel connection of solar panels*. [S. l.], [entre 2006 e 2024]. Disponível em: <<https://www.electricaltechnology.org/2020/09/series-parallel-and-series-parallel-connection-of-solar-panels.html>>. Acesso em: 22 ago. 2024. Citado na página 4.

HENRY, C. et al. Automatic detection system of deteriorated PV modules using drone with thermal camera. *Applied Sciences*, v. 10, n. 11, p. 3802, 2020. Citado na página 36.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC TS 62446-3: photovoltaic (PV) systems – requirements for testing, documentation and maintenance – part 3: photovoltaic modules and plants – outdoor infrared thermography*. 1st. ed. Geneva, Switzerland: IEC, June 2017. Citado 5 vezes nas páginas 5, 6, 27, 28 e 29.

JINKO SOLAR. *Cheetah HC 72M 390-410 watt: mono PERC half cell module*. [S. l.]: JinKO Solar, [entre 2015 e 2017]. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf)>. Acesso em: 26 maio 2024. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

KALOGIROU, S. A. *Solar energy engineering: processes and systems*. 3rd. ed. [S. l.]: Academic Press, an imprint of Elsevier, c2024. *E-book*. Citado na página 4.

LIAO, K.-C.; LU, J.-H. Using UAV to detect solar module fault conditions of a solar power farm with IR and visual image analysis. *Applied Sciences*, v. 11, n. 4, p. 1835, 2021. Citado na página 2.

LIN, J.; JIANHUI, S.; XIN, L. Hot spots detection of operating PV arrays through IR thermal image using method based on curve fitting of gray histogram. In: *MATEC Web of Conferences*. [S. l.]: EDP Sciences, 2016. p. 06017. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 42.

MENÉNDEZ, O. et al. Photovoltaic modules diagnosis using artificial vision techniques for artifact minimization. *Energies*, v. 11, n. 7, p. 1688, 2018. Citado na página 36.

MERTENS, K. *Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice*. 2nd. ed. [S. l.]: John Wiley & Sons, 2019. *E-book*. Citado na página 4.

MONTAÑEZ, L. E. et al. Photovoltaic module segmentation and thermal analysis tool from thermal images. In: *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. Ixtapa, Mexico: IEEE, 2020. p. 1–6. Citado na página 24.

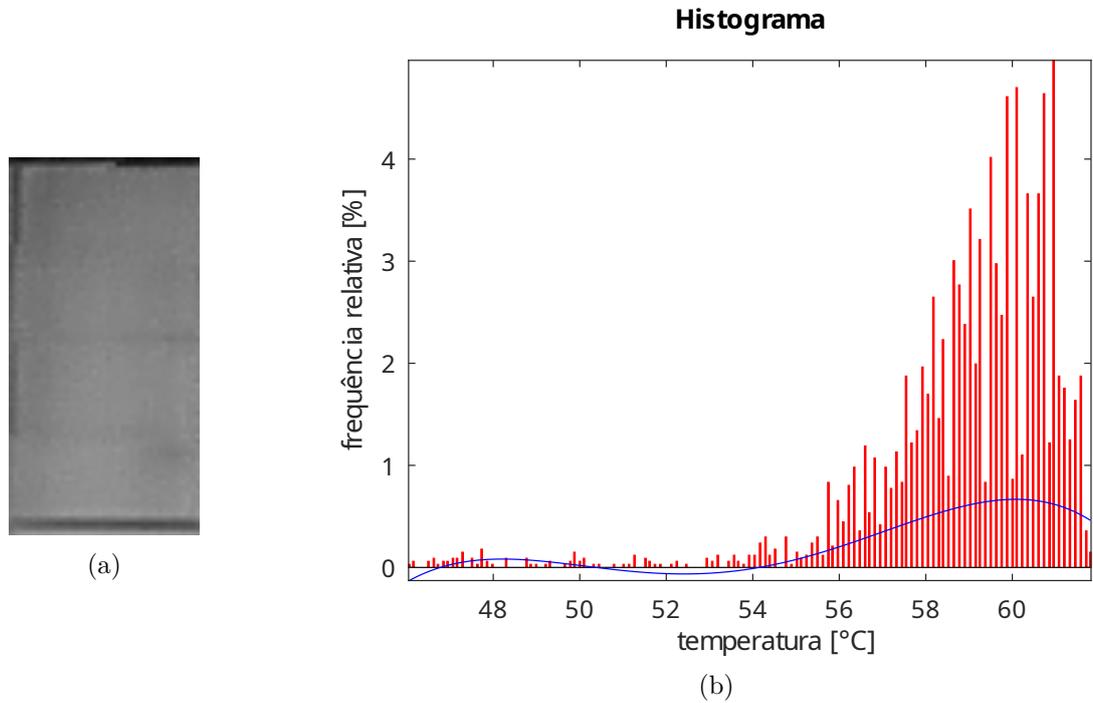
OCHOA, J. et al. Redundant fault diagnosis for photovoltaic systems based on an IRT low-cost sensor. *Sensors*, v. 23, n. 3, p. 1314, 2023. Citado na página 32.

- RUSS, J. C.; NEAL, F. B. *The image processing handbook*. 7th. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, an imprint of Taylor & Francis Group, c2016. *E-book*. Citado 4 vezes nas páginas 12, 14, 15 e 16.
- SUNDARARAJAN, D. *Digital image processing: a signal processing and algorithmic approach*. Singapore, Singapore: Springer Nature, c2017. *E-book*. Citado 5 vezes nas páginas 8, 9, 12, 13 e 14.
- TIWARI, G. N. *Advance solar photovoltaic thermal energy technologies: fundamentals, principles, design, modelling and applications*. Singapore, Singapore: Springer Nature, c2023. *E-book*. (Série Green energy and technology). Citado na página 4.
- TSCHUMPERLÉ, D.; TILMANT, C.; BARRA, V. *Digital image processing with C++: implementing reference algorithms with the CImg library*. 1st. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, an imprint of Taylor & Francis Group, 2023. *E-book*. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- UMBAUGH, S. E. *Digital image processing and analysis: computer vision and image analysis*. 4th. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, an imprint of Taylor & Francis Group, 2023. *E-book*. Citado 5 vezes nas páginas 7, 12, 13, 14 e 34.
- ZHANG, P. et al. Detection and location of fouling on photovoltaic panels using a drone-mounted infrared thermography system. *Journal of Applied Remote Sensing*, v. 11, n. 1, p. 016026, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 36.
- ZHANG, Y.-J. *Handbook of image engineering*. Singapore, Singapore: Springer Nature, c2021. *E-book*. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 15.

## **Apêndices**

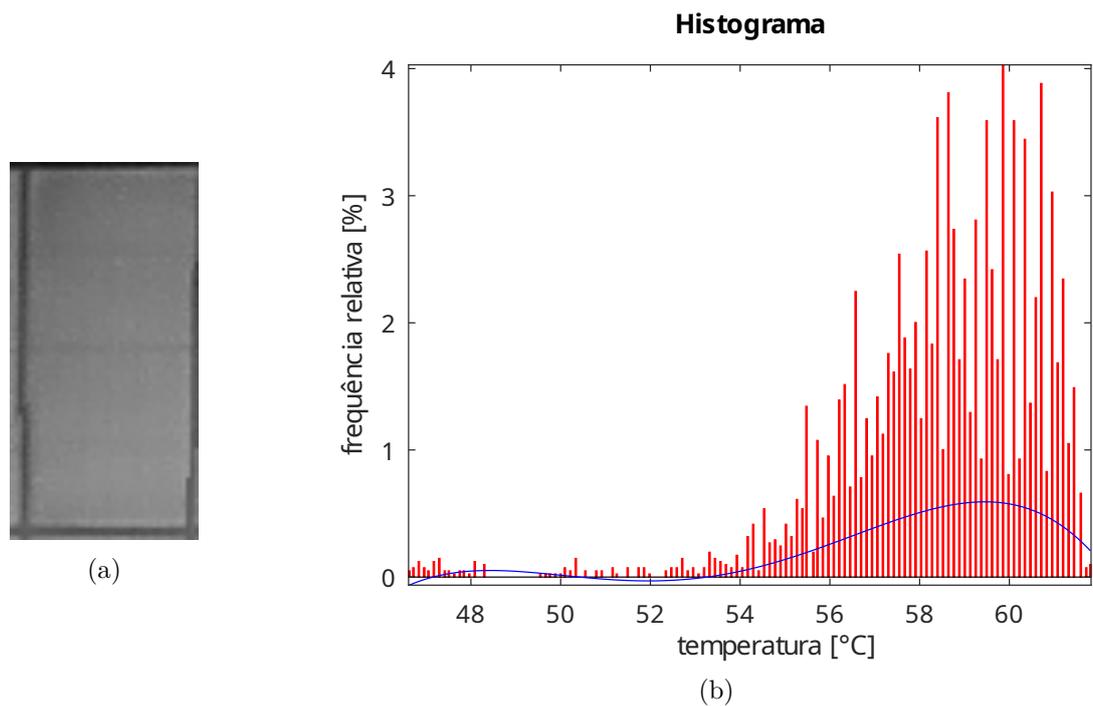
## APÊNDICE A – Demais módulos fotovoltaicos segmentados da Figura 36, e seus respectivos histogramas de temperatura

Figura 53 – Módulo fotovoltaico 4 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



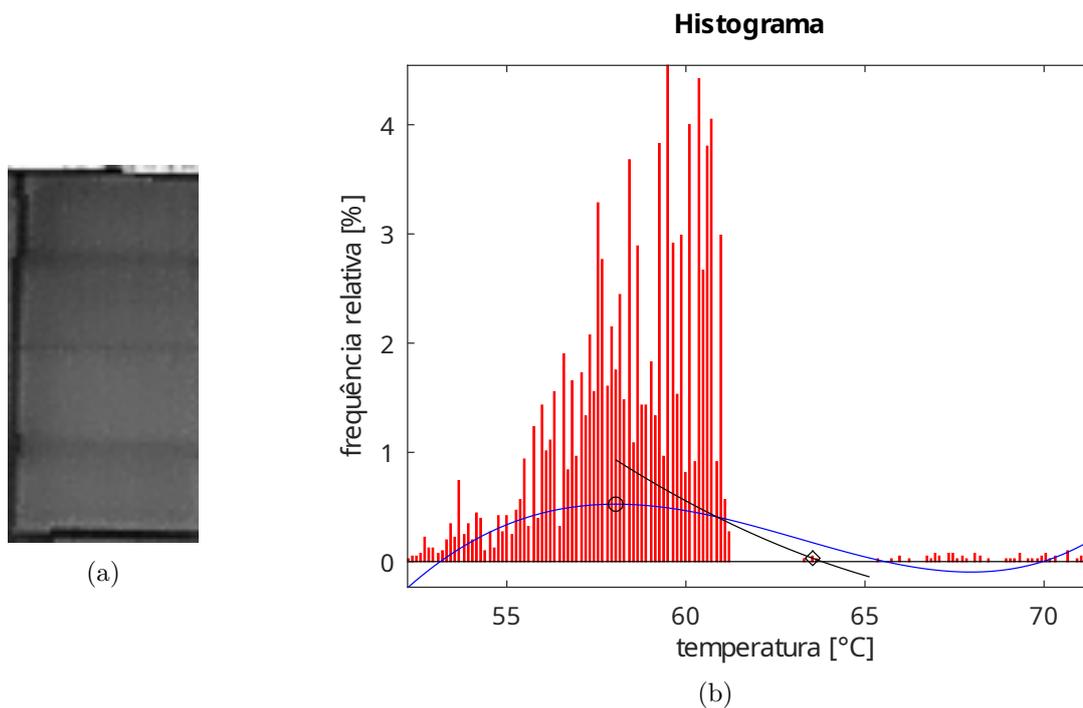
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 54 – Módulo fotovoltaico 5 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



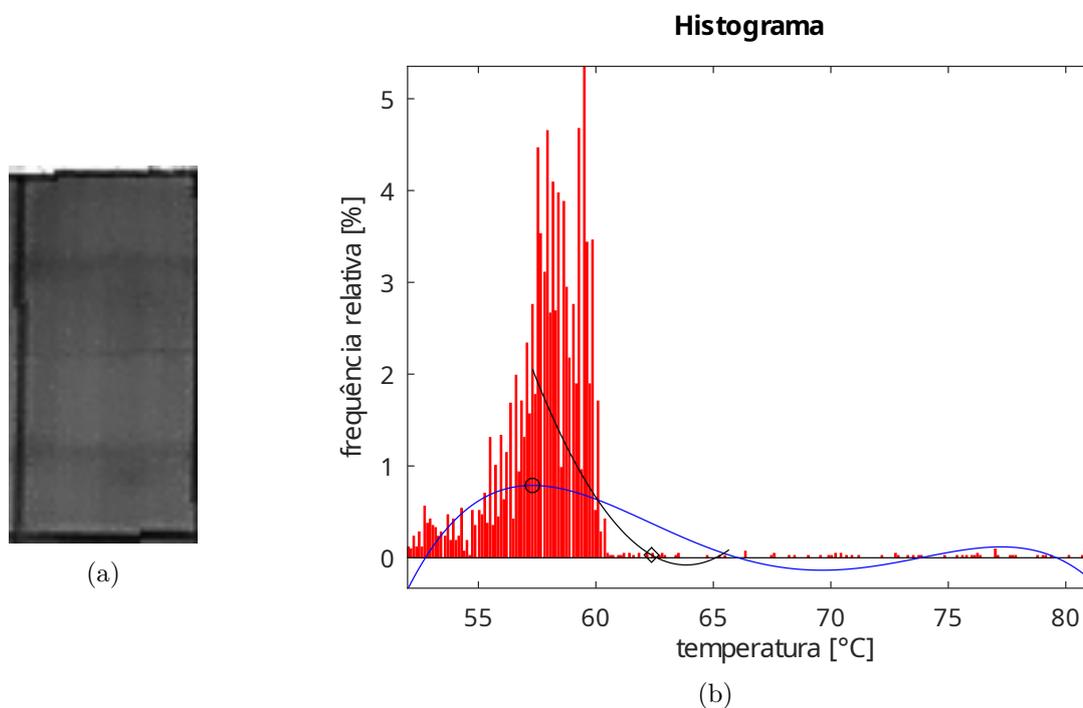
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 55 – Módulo fotovoltaico 6 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



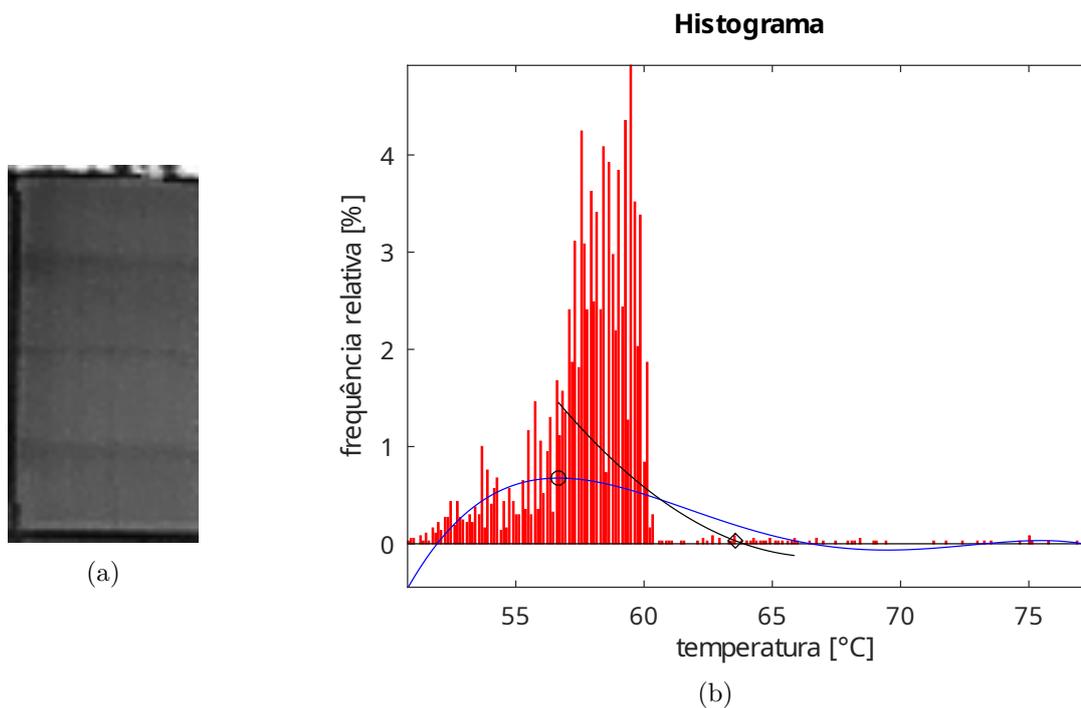
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 56 – Módulo fotovoltaico 7 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



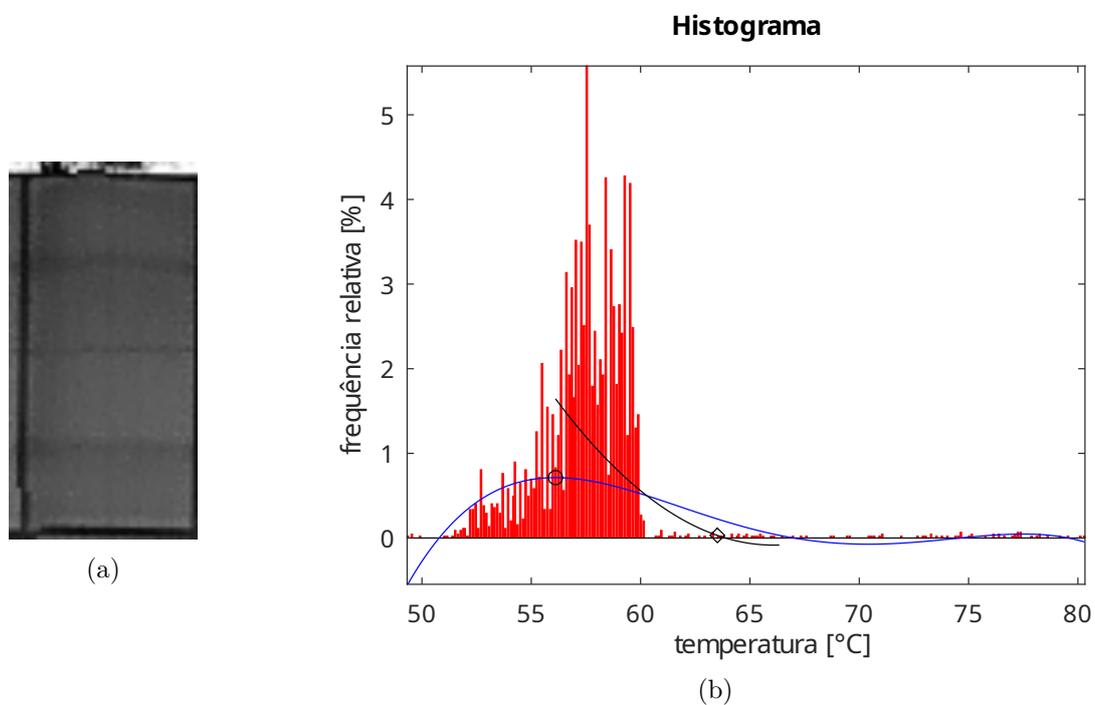
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 57 – Módulo fotovoltaico 8 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



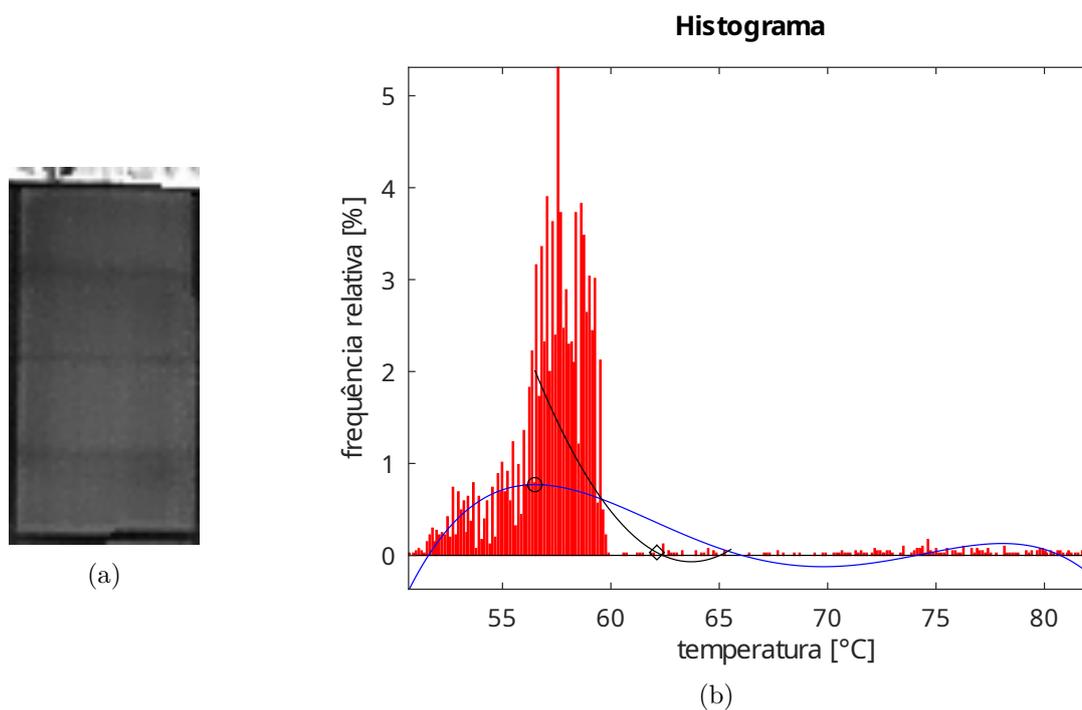
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 58 – Módulo fotovoltaico 9 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



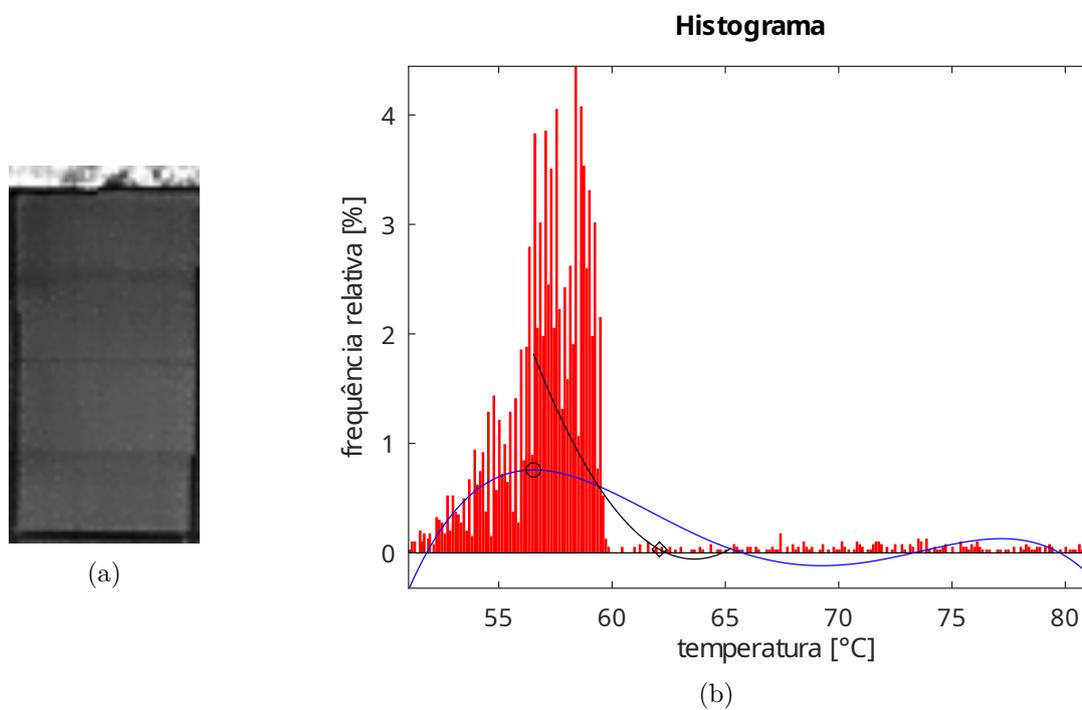
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 59 – Módulo fotovoltaico 10 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



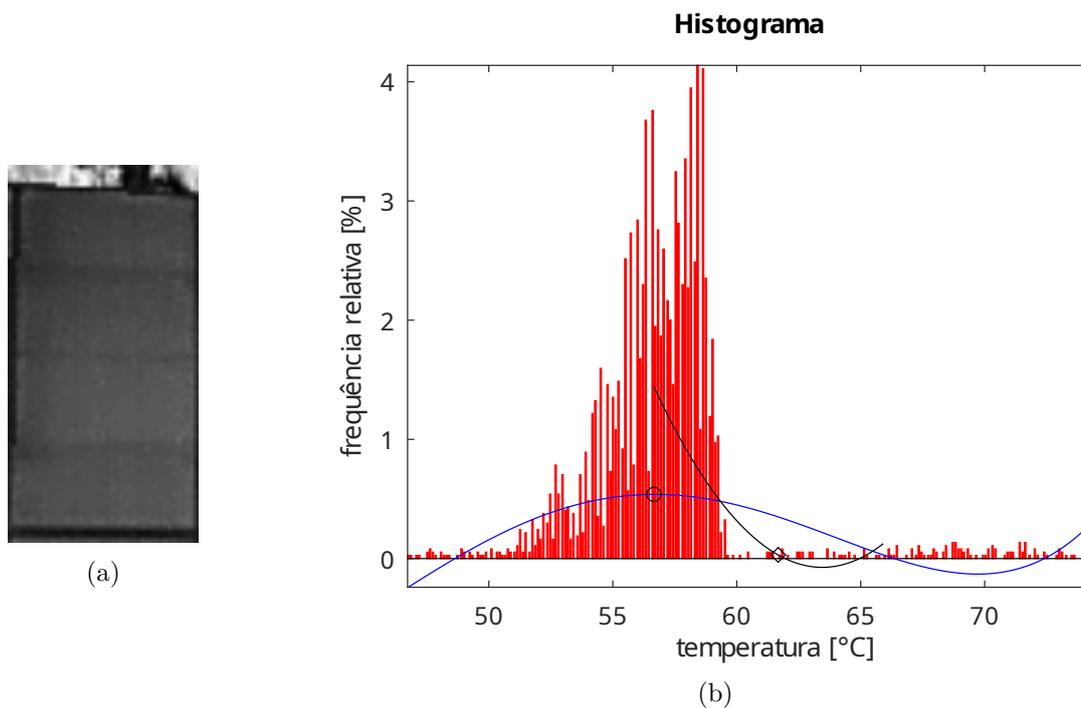
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 60 – Módulo fotovoltaico 11 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



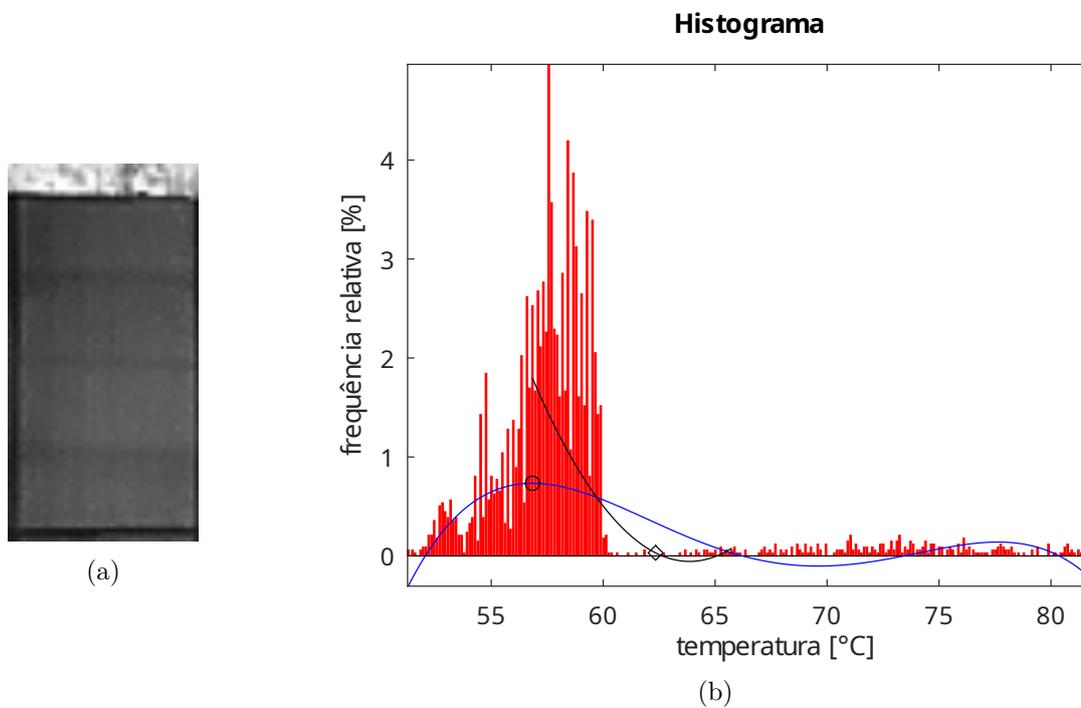
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 61 – Módulo fotovoltaico 12 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



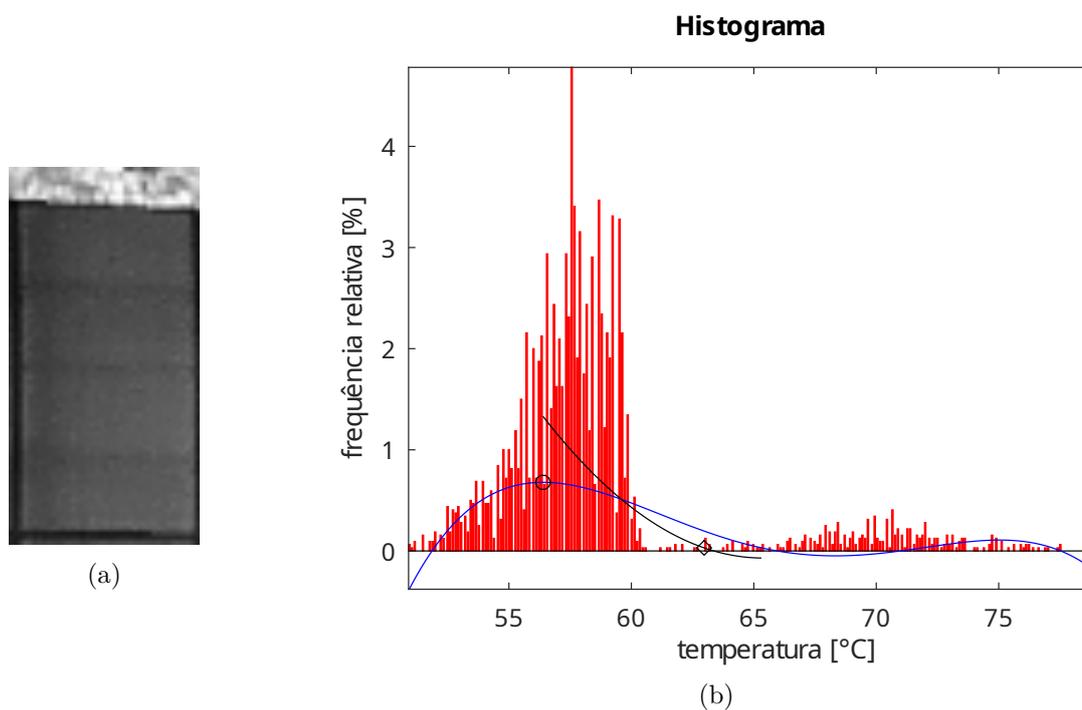
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 62 – Módulo fotovoltaico 13 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



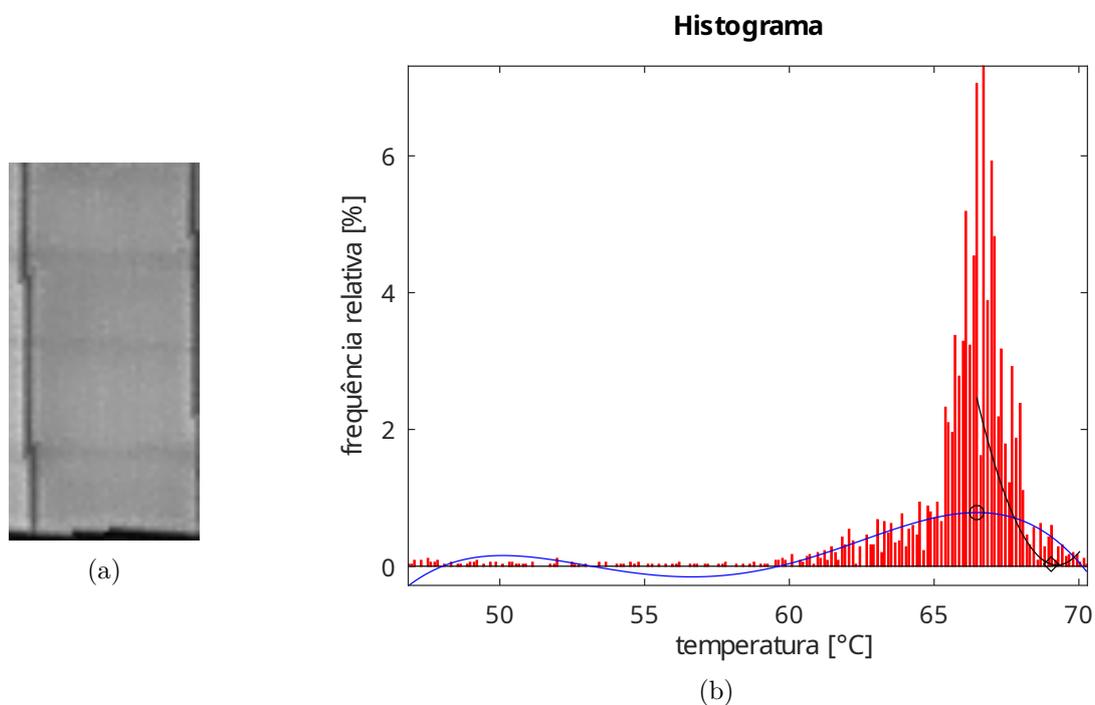
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 63 – Módulo fotovoltaico 14 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



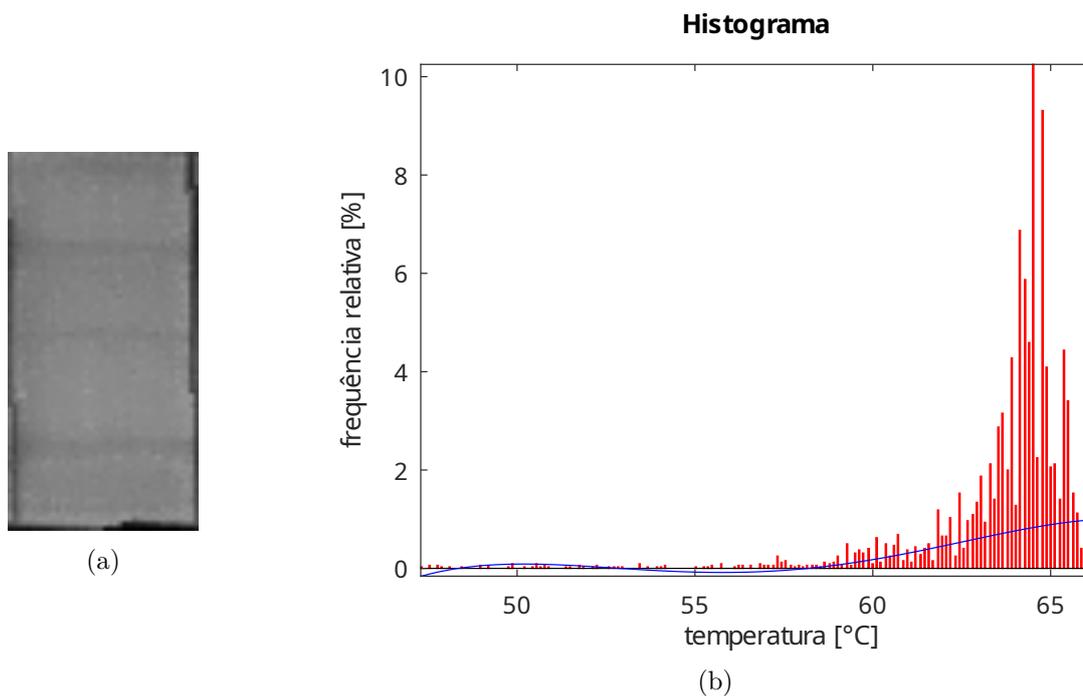
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 64 – Módulo fotovoltaico 15 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



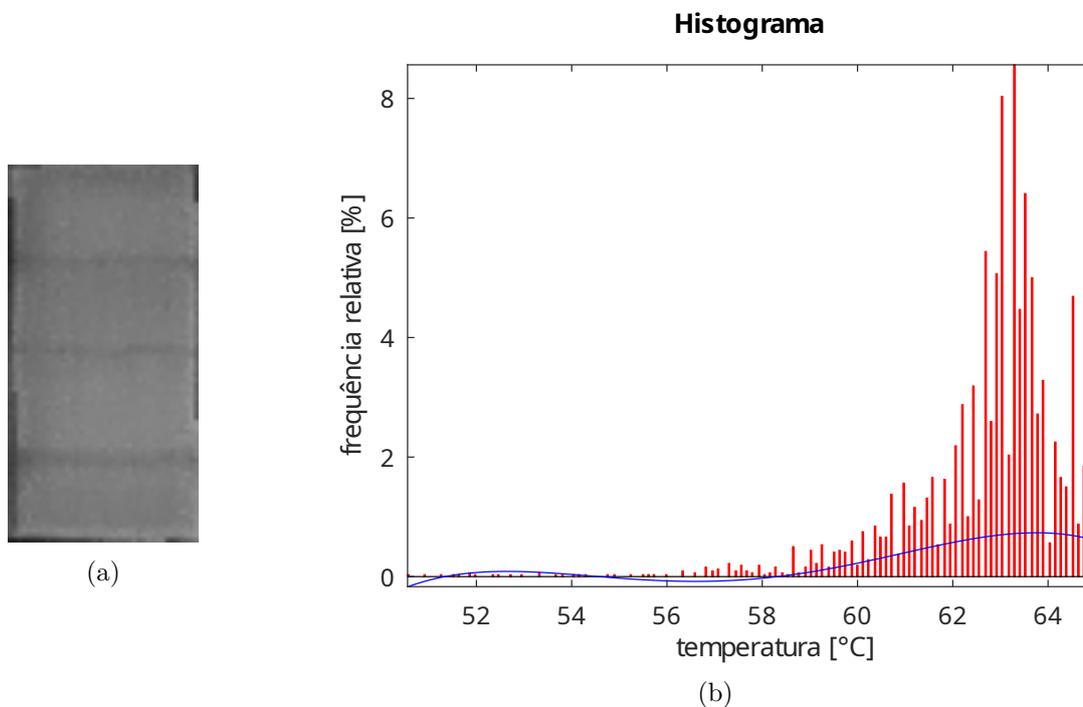
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 65 – Módulo fotovoltaico 16 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



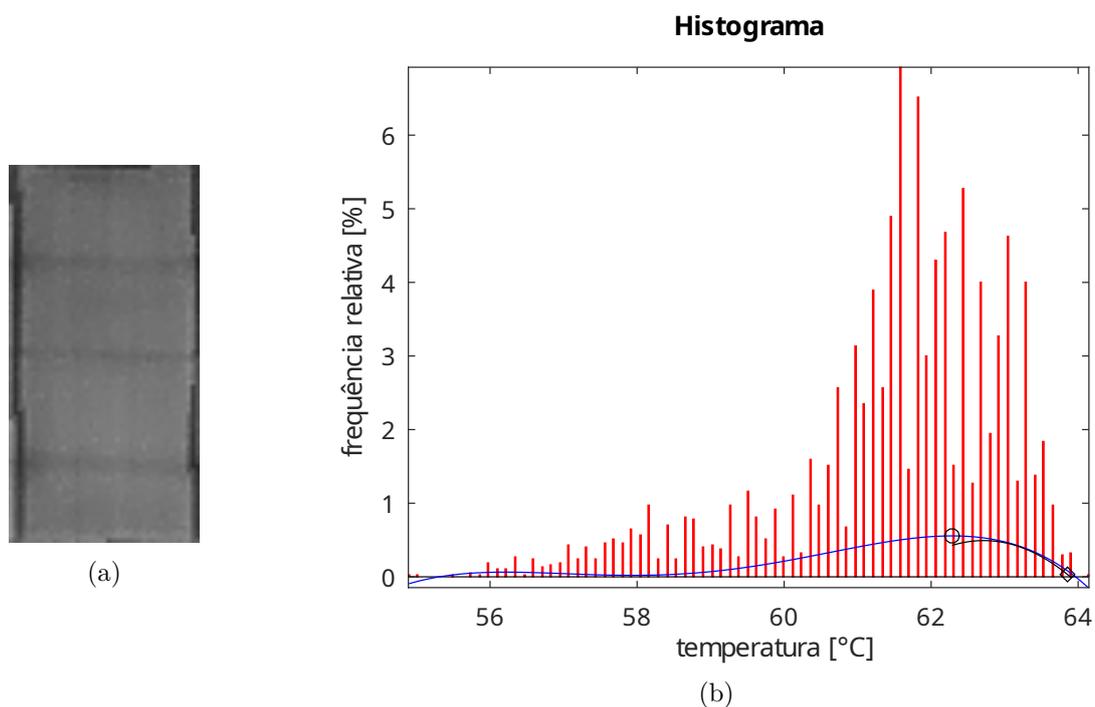
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 66 – Módulo fotovoltaico 17 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



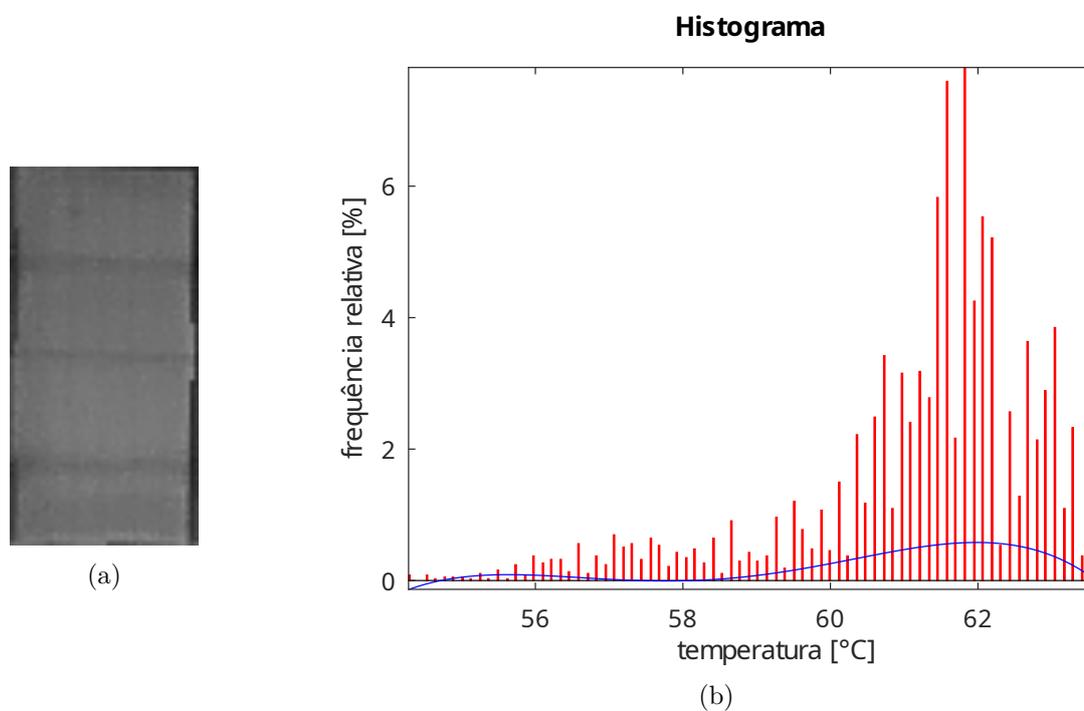
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 67 – Módulo fotovoltaico 18 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



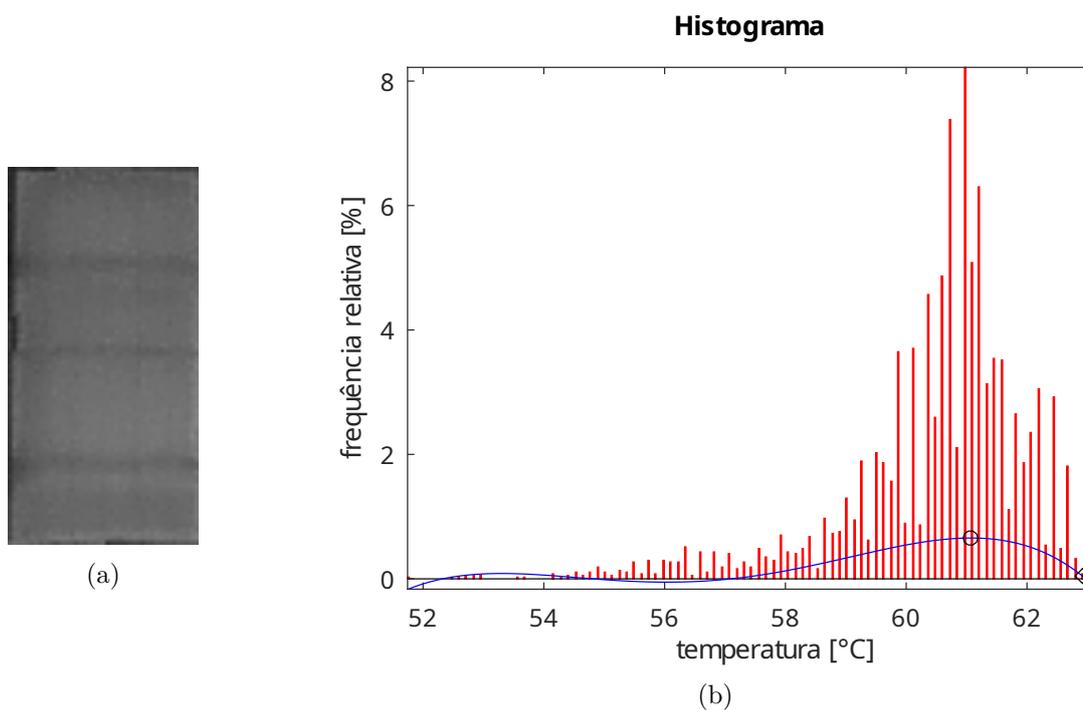
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 68 – Módulo fotovoltaico 19 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



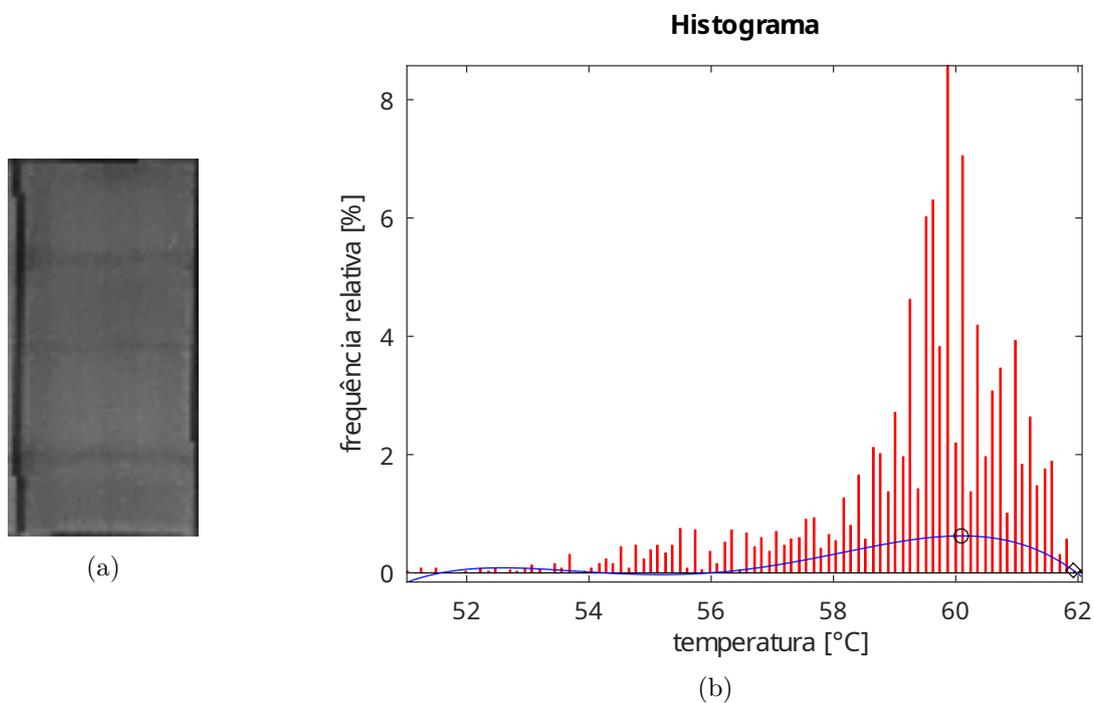
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 69 – Módulo fotovoltaico 20 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



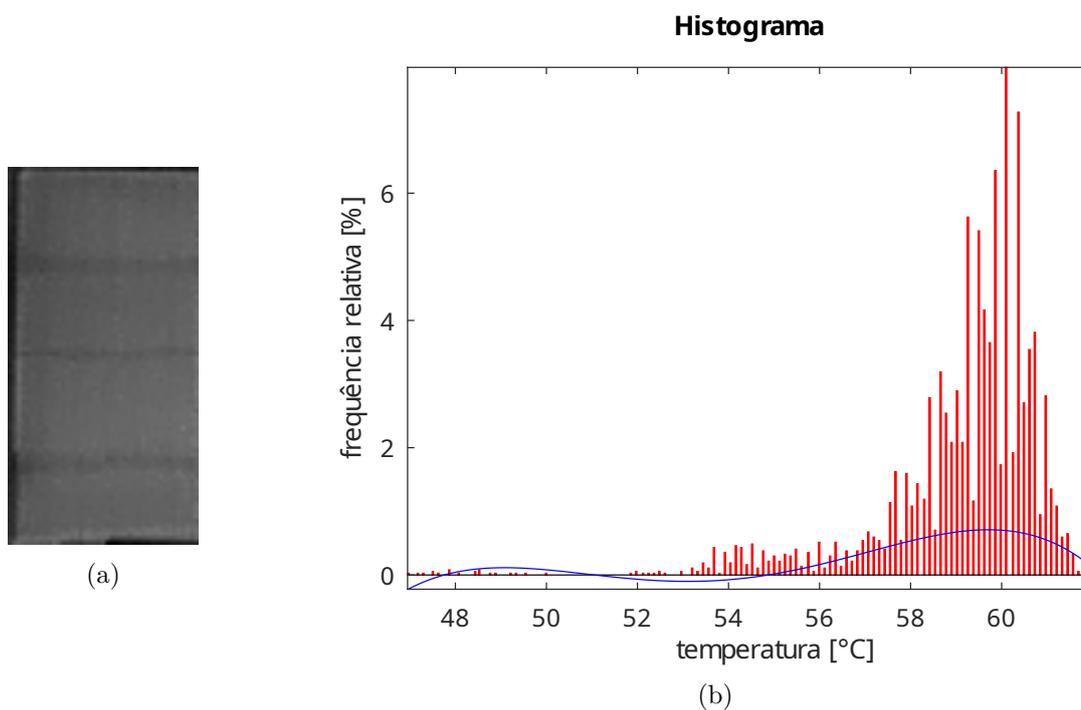
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 70 – Módulo fotovoltaico 21 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



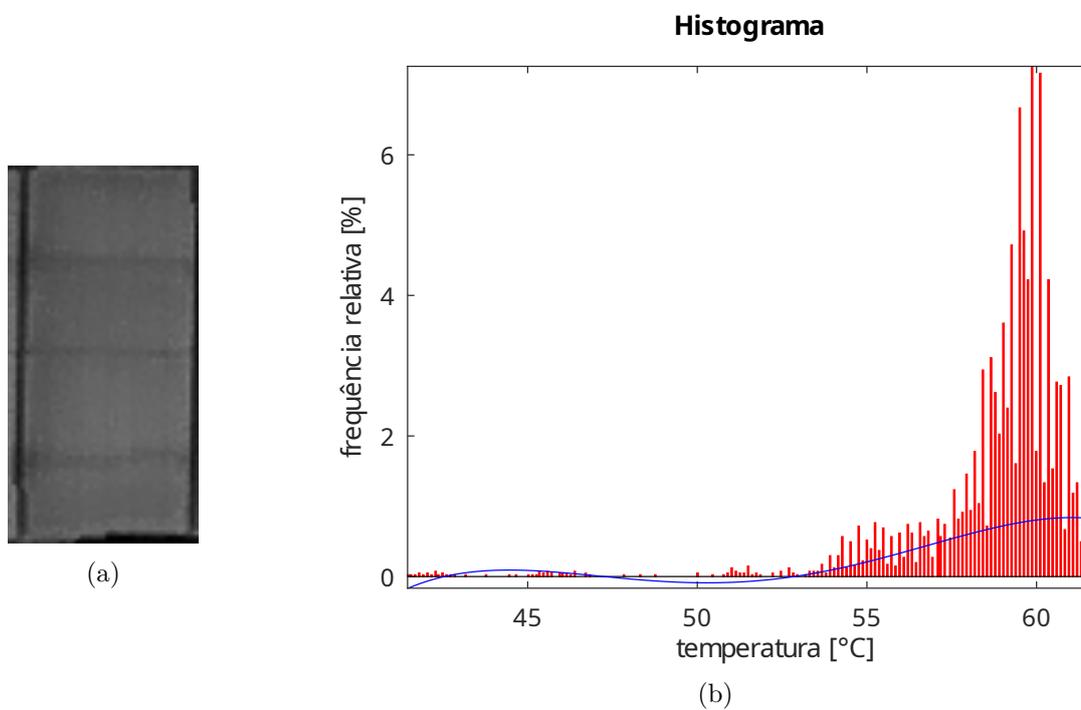
Fonte: elaborada pelo autor

Figura 71 – Módulo fotovoltaico 22 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



Fonte: elaborada pelo autor

Figura 72 – Módulo fotovoltaico 23 da Figura 36 (a), e seu histograma de temperatura (b).



Fonte: elaborada pelo autor

## **Anexos**

## ANEXO A – Procedimentos para medição e compensação da emissividade da superfície de um objeto

Neste anexo estão transcritos os procedimentos descritos no Anexo B da ABNT NBR 16969:2021, para medição e compensação da emissividade da superfície de um objeto, utilizando câmeras termográficas ou qualquer radiômetro infravermelho que tenha possibilidade de ajuste da temperatura aparente refletida e da emissividade.

- B.2.4.1** o procedimento da emissividade conhecida necessita que o material utilizado como referência de emissividade possua um valor de emissividade conhecido, na mesma temperatura do objeto e faixa espectral considerada. Para um melhor resultado, o material deve ter uma alta emissividade, preferencialmente maior que 0,9;
- B.2.4.2** posicionar a câmera termográfica a uma distância adequada do objeto. Utilizando um dos procedimentos descritos no Anexo C, medir e inserir o valor da temperatura aparente refletida nos parâmetros da câmera termográfica;
- B.2.4.3** aplicar o material com emissividade conhecida (por exemplo, fita isolante) na área do objeto onde a emissividade precisa ser medida, ou adjacente a ela. Certificar-se de que o material esteja seco e em bom contato com a superfície do objeto;
- B.2.4.4** inserir na câmera termográfica o valor da emissividade do material utilizado como referência. Medir e registrar a temperatura da superfície de referência, conforme a Figura 73;

Figura 73 – Medição da temperatura da superfície de referência com emissividade conhecida.



- B.2.4.5** apontar a câmera termográfica para a parte da amostra imediatamente adjacente ao material de referência (onde a emissividade deve ser obtida), conforme a Figura 74, ou remover o material;
- B.2.4.6** selecionar na câmera termográfica uma ferramenta de medição, preferencialmente “média da área”. Se utilizada a ferramenta “ponto”, realizar no mínimo três medições para obtenção da temperatura média da área. Ver Figura 74;

Figura 74 – Medição da temperatura da área que se deseja conhecer a emissividade.



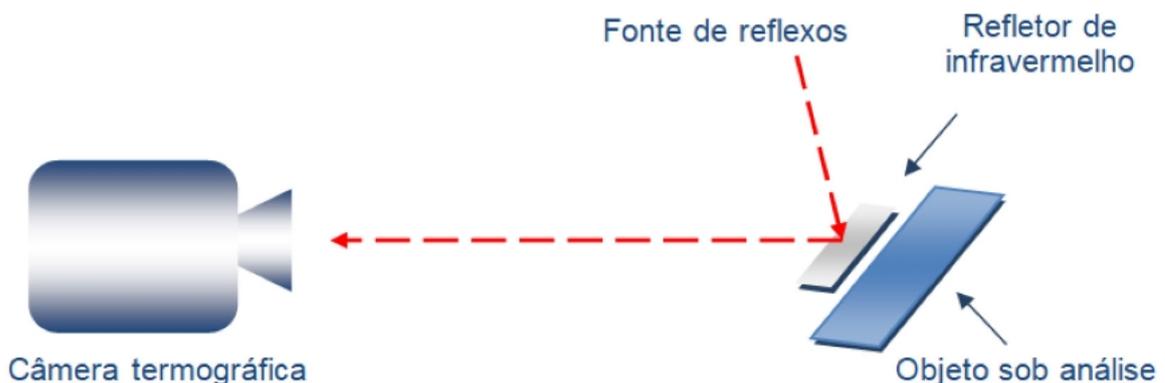
**B.2.4.7** ajustar o parâmetro de emissividade da câmera termográfica até que o valor medido indique a mesma temperatura registrada em **B.2.4.4**. Este valor de emissividade corresponde à emissividade do objeto para esta temperatura e faixa espectral da câmera termográfica.

## ANEXO B – Procedimentos para medição e compensação da temperatura aparente refletida

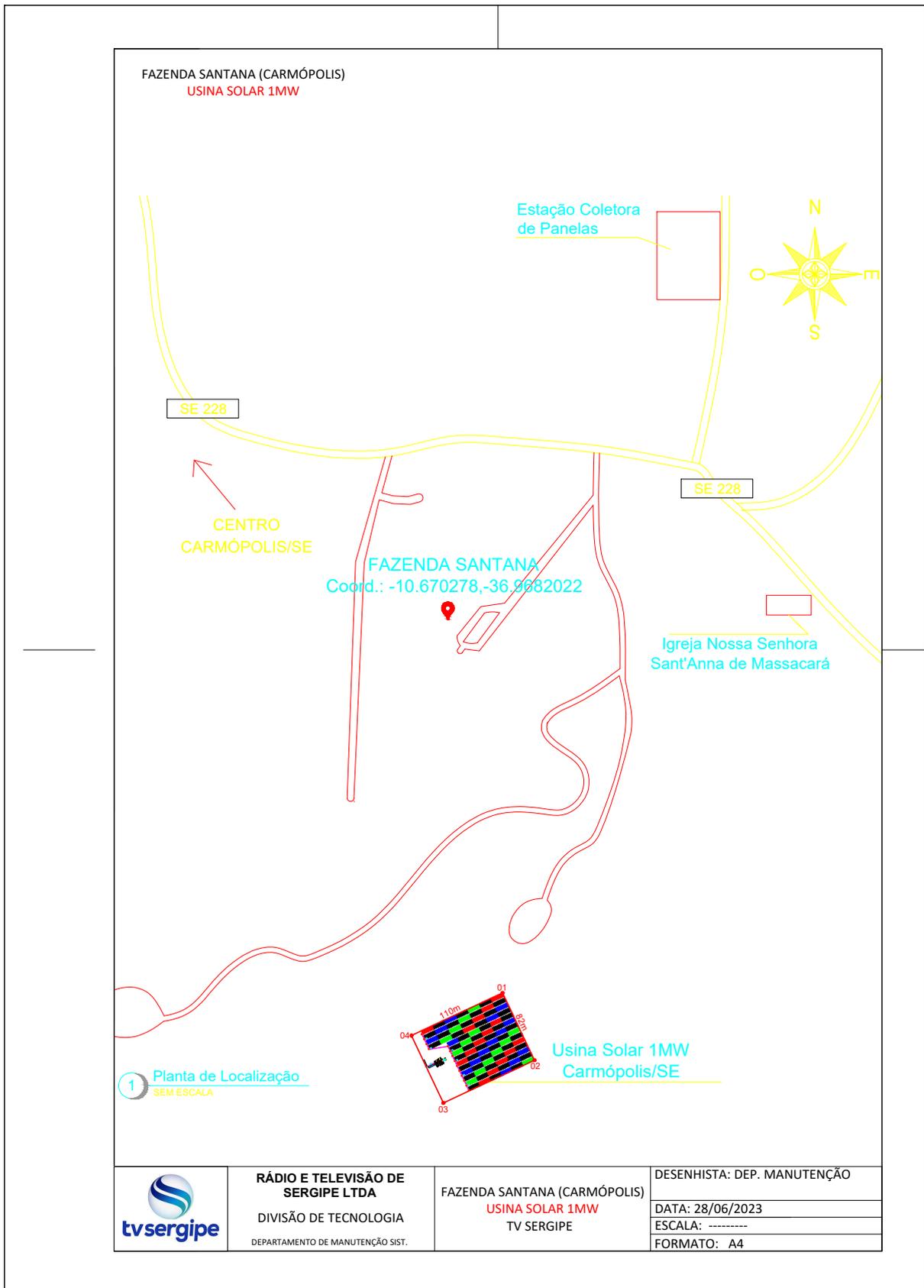
Neste anexo estão transcritos os procedimentos descritos no Anexo C da ABNT NBR 16969:2021, para medição e compensação da temperatura aparente refletida, quando da medição da temperatura na superfície de um objeto utilizando câmeras termográficas.

- C.2.1.1** ajustar a emissividade da câmera termográfica para 1 e a distância para 0 (zero), quando houver a possibilidade deste ajuste;
- C.2.1.2** posicionar a câmera termográfica do mesmo modo que ela será posicionada para a medição da temperatura da superfície do objeto;
- C.2.1.3** apontar a câmera termográfica para o objeto e ajustar o foco na área onde a temperatura aparente refletida será medida no objeto;
- C.2.1.4** colocar o refletor infravermelho em frente e paralelo ao objeto (ver Figura 75). O refletor infravermelho pode ser feito de um pedaço de metal, similar àquele do objeto, ou de papel-alumínio, previamente amassado e depois estendido, colocado sobre um pedaço de papelão, com o lado brilhante para cima;
- C.2.1.5** sem mover a câmera termográfica e utilizando a ferramenta de medição “média da área”, medir e anotar a temperatura aparente da superfície do refletor. Essa é a temperatura aparente refletida do objeto, quando visto da posição indicada em C.2.1.2;
- C.2.1.6** caso a câmera termográfica não possua a ferramenta “área”, é recomendável realizar no mínimo a medição pontual em três locais diferentes, cuja média será a temperatura aparente refletida;
- C.2.1.7** compensar a temperatura aparente refletida inserindo a média obtida no campo correspondente da câmera termográfica.

Figura 75 – Esquema do procedimento refletor.



**ANEXO C – Planta de localização e situação da usina solar fotovoltaica de 1 MW, de onde foram captadas as imagens**



### ANEXO D – Identificação dos painéis fotovoltaicos da usina solar de 1 MW, de onde foram captadas as imagens

