



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E  
NUCLEARES

LUIZ CARLOS PIRES DE SOUZA JUNIOR

**METODOLOGIA PARA INSPEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATRAVÉS DA  
TERMOGRAFIA**

Recife  
2023

LUIZ CARLOS PIRES DE SOUZA JUNIOR

## **METODOLOGIA PARA INSPEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATRAVÉS DA TERMOGRAFIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Orientador (a): Prof. Dr. Chigueru Tiba.

Coorientador (a): Profa. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa.

Recife

2023

Catálogo na fonte:  
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4/1502

S729m Souza Júnior, Luiz Carlos Pires de.  
Metodologia para inspeção de sistemas fotovoltaicos através da termografia. /  
Luiz Carlos Pires de Souza Júnior. – 2023.  
109 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba.

Coorientadora: Profa. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Recife,  
2023.

Inclui referências.

1. Engenharia de energia solar. 2. Geração distribuída. 3. Usina solar.  
4. Manutenção. 5. Termografia. 6. Drone. 7. Caracterização elétrica. I. Tiba,  
Chigueru (orientador). II. Barbosa, Elielza Moura de Souza (coorientadora).  
III. Título.

621.47 CDD (22. ed.)

UFPE  
BCTG/2024-21

LUIZ CARLOS PIRES DE SOUZA JUNIOR

**METODOLOGIA PARA INSPEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATRAVÉS DA  
TERMOGRAFIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Aprovada em: 24/02/2023.

**BANCA EXAMINADORA**

Participação por videoconferência Prof. Dr. Chigueru Tiba (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

Participação por videoconferência  
Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

Participação por videoconferência  
Prof. Dr. José Bione de Melo Filho (Examinadora externo)  
Companhia Hidrelétrica do São Francisco

Participação por videoconferência  
Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Alagoas

Dedico esse trabalho à Deus, à minha família, aos meus professores e à ciência.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida, saúde e sabedoria durante essa jornada iniciada em 2019. Aos meus pais, Luiz Carlos Pires de Souza e Edna Lucia Lopes de Souza, que me ofereceram todas as oportunidades sem medir esforços para que eu pudesse chegar até aqui e por todo amor concedido a nossa família. A minha irmã, Cristiane Lopes Pires de Souza por sua bondade e por me ensinar a calma e a paciência, ao meu cunhado Calisto Teodorico pelos bons momentos e pelo meu querido afilhado Mateus Teodorico. A minha esposa, parceira das minhas pesquisas de campo, revisora dos meus textos, amiga e principal incentivadora a minha entrada no mundo de pesquisa acadêmica, Raquel Feitosa de Albuquerque, por toda sua paciência e afeto. Ao meu filho Pedro Orlando, que me aceitou como seu pai e por ser a melhor companhia para minha filha Luiza Pires, por quem eu descobri o maior amor que tenho. Obrigado por me proporcionarem tanta alegria e força todos os dias. Ao meu irmão Manoel Tavares de Souza Neto (*in memoriam*) por ter me ensinado que a vida é belíssima independentemente dos obstáculos que nela aparecem.

Não posso também deixar de agradecer aos meus outros familiares com quem divido ótimos momentos e aos que já se foram. Cada um é e foi muito importante para mim.

Aos meus sogros, Eveline Feitosa e Frederico Albuquerque e à minha cunhada Maria Clara por também estarem presentes e dividirem esta fase de muitos desafios com grande apoio. A Maria Vitalino, por cuidar com amor dos meus filhos e de minha casa todos os dias. Ao técnico administrativo Rinaldo Oliveira de Melo e ao colega Marcelo Ferreira pelo grande apoio presencial nas atividades de campo. Aos professores da UFPE, Olga Vilela, Rômulo Menezes, André Felipe, Viviane Asfora, e ao coordenador Vinicius Sato, por contribuírem com meu aprendizado com excelentes aulas e ensinamentos. E, aos amigos e colaboradores da Pronet, por me apoiarem neste projeto.

Ao meu orientador, Chigueru Tiba e à minha coorientadora Elielza Moura, por toda confiança, apoio e ensinamentos, e, à UFPE por me proporcionar esta oportunidade de aprendizado, colaboração e enriquecimento profissional.

Pouco conhecimento faz com que as pessoas se sintam orgulhosas. Muito conhecimento, que se sintam humildes. É assim que as espigas sem grãos erguem desdenhosamente a cabeça para o céu, enquanto que as cheias baixam para a terra, sua mãe. (DA VINCI, 2021)

## RESUMO

Toda energia gerada durante o ciclo de vida de uma usina solar dependerá da forma em que ocorre a manutenção e operação, da disponibilidade da irradiação solar e da degradação do módulo fotovoltaico (FV). Então, para otimizar o desempenho de uma usina FV (fotovoltaica) é necessário conhecer e diagnosticar preventivamente potenciais anomalias funcionais. Portanto, foram testados e verificados procedimentos termográficos e elétricos para diagnósticos térmicos e elétricos de módulos e sistemas FV. Foram testados dois arranjos FV constituídos de duas tecnologias distintas de módulos fotovoltaicos. O primeiro arranjo constituído por módulos FV policristalinos PWX 500 (Photowatt® International S.A.) e o segundo com módulos monocristalinos IS-75 S/12 (Isofotón®). Os módulos dos dois arranjos apresentavam 15 anos e 10 anos de prévia operação, respectivamente. A análise dos termogramas, realizadas tanto no solo quanto embarcados em drone, mostraram que são totalmente consistentes e identificaram as mesmas células quentes nos diversos módulos dos arranjos. Em síntese, permitiu identificar um subconjunto de módulos mais gravemente afetados que no caso de uma inspeção preventiva seriam prioritariamente testados do ponto de vista elétrico. Dos quinze módulos Photowatt® testados, nenhum apresentou gradiente de temperatura maior que 20°C (ponto quente), quatorze apresentaram um gradiente de temperatura entre 10-20°C (célula aquecida) e somente uma unidade menor que 10°C (célula normal). Esse lote de módulos foi filtrado anteriormente de um lote inicial total de trinta, dos quais quinze foram eliminados. Cabe lembrar que no caso de módulos com ponto quente, a recomendação IEA é sua substituição e no caso de módulos com células aquecidas, manter um registro para acompanhamento nas próximas inspeções termográficas. Quanto aos módulos Isofotón®, apenas uma unidade apresentou gradiente acima de 20°C e outro abaixo 10°C. As outras dez unidades apresentaram gradiente entre 10-20°C. Este lote também tinha cerca de trinta unidades das quais vinte unidades não foram testadas. As taxas de degradação dos módulos Photowatt® e Isofotón® situaram respectivamente nas faixas de 0,60%/ano a 1,31%/ano e 0,97%/ano a 1,48%/ano. As taxas de degradação medidas foram altas com referência a um estudo experimental com duas tecnologias FV, fabricados antes de 2012 (ou seja, com uma relativa contemporaneidade com os tratados aqui) que relatou uma taxa de degradação média resultante de 0,5%/ano.

Palavras-chave: geração distribuída; usina solar; manutenção; termografia; drone; caracterização elétrica.

## ABSTRACT

All energy generated during the life cycle of a solar panel depend on the way in wich maintenance and operation take place, on the availability of solar radiation and on the photovoltaic (PV) module. So, to optimize the performance of a PV plant it is necessary to know and diagnose potential anomalies preventively. Thus, thermographic and eletrical procedures for thermal and eletrical diagnostics of PV modules and systems were tested and verified. Two PV arrays consisting of two different PV module technologies were tested. The first array was assembled with polycrystalline PV modules PWX 500 (Photowatt® International S.A.) and the second with monocrystalline PV modules IS-75 S/12 (Isofotón®). The modules had 15 years and 10 years of prior operation, respectively. This analysis of the thermograms, carried out both on the ground and on a board drone, showed that they are completely consistent and identified the same hot cells in the different modules of the arrays. In short, it made it possible to identify a subset of the most seriously affected modules that, in the case of a preventive inspection, would be primarily tested from an eletrical point of view. Of the fifteen Photowatt® modules tested, none showed a temperature gradient greater than 20° C (hot spot), fourteen showed a temperature gradient between 10-20° C (heated cell) and only one unit less han 10° C (normal cell). This batch of modules was previously filtered out of a total initial batch of thirty, of wich fifteen were dropped. It should be remembered that in the case of the modules with a hot spot, the IEA recommendation is to replace them and in the case of modules with heated cells, keep a record for follow-up in the next thermographic inspections. A for the the Isofotón® modules, only one unit had a gradient above 20° C and another below 10° C. The other ten units showed a gradient between 10-20° C. This batch also had about thirty units of which twenty units were untested. The degradation rates o the Photowatt® and Isofotón® modules ranged from 0.06%/year to 1.31%/year and 0.9%/year to 1.48%/year, respectively. The measured degradation rates were high with reference to an experimental study with two PV technologies, manufactured before 2012 (i.e. with relative comtemporaneity with those treated here) which reported a resulting average degradation rate of 0.5%/year.

Keywords: distributed generation; solar plant; maintenance; thermography; drone; eletrical characterization.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Porcentagem da potência instalada em operação no Brasil.....	21
Figura 2 –	Capacidade global de energia solar FV, por país e região, 2011-2021 .....	22
Figura 3 –	Composição da matriz elétrica brasileira .....	22
Figura 4 –	A) Módulo com delaminação; B) módulo com descoloração .....	25
Figura 5 –	A) Módulo com bolhas; B) Módulo com vidro quebrado .....	26
Figura 6 –	A) A) Módulo com hotspot; B) Módulo com sujidade .....	26
Figura 7 –	Módulo modelo PWM500 da marca Photowatt® .....	40
Figura 8 –	Curva IxV à I=1kW/m <sup>2</sup> em função da temperatura (°C), AM=1,5	41
Figura 9 –	Curva IxV à 25°C em função da Irradiância (kW/m <sup>2</sup> ), AM = 1,5 ...	42
Figura 10 –	Módulo modelo IS-75/12 Isototón® .....	44
Figura 11 –	Curva IxV nas condições padrão de medição (I=1kW/m <sup>2</sup> T <sub>mod</sub> = 25(°C), AM=1,5) .....	44
Figura 12 –	Curva IXV à I=1kW/m <sup>2</sup> em função da temperatura (°C), AM=1,5	45
Figura 13 –	Câmera termográfica modelo Flir® One Pro® da marca Flir® .....	45
Figura 14 –	Tablet modelo Galaxy Tab A10 SM T515 da marca Samsung® ...	46
Figura 15 –	Celular modelo Iphone XR da marca Apple® .....	47
Figura 16 –	Print screen de tela do software Thermal Studio Starter da marca Flir® .....	48
Figura 17 –	Drone modelo Bebop-Pro Thermal da marca Parrot® .....	48
Figura 18 –	Traçador de curvas modelo PVPM 1500X da marca PVE .....	49
Figura 19 –	Ensaio experimentais térmicos e elétricos realizados .....	50
Figura 20 –	Atividades experimentais prévias para obtenção do termograma e curva IxV na condição .....	51
Figura 21 –	Setup do arranjo FV com dados geométricos .....	53
Figura 22 –	Registro fotográfico do arranjo com um módulo FV montado .....	53
Figura 23 –	Setup da parte elétrica do arranjo FV .....	54
Figura 24 –	Imagem fotográfica do arranjo elétrico com traçador de curvas IxV	54

Figura 25 – Sequência de imagens IV de diversos módulos Photowatt® .....	55
Figura 26 – Imagem IV do módulo Photowatt® em escala de cinza .....	56
Figura 27 – Imagem fotográfica da simulação da medição termográfica .....	56
Figura 28 – Representação do arranjo com o módulo Photowatt® e dados geométricos .....	57
Figura 29 – Imagem fotográfica do arranjo com um módulo Photowatt® .....	57
Figura 30 – Representação do arranjo com o módulo Isofotón® e dados geométricos .....	58
Figura 31 – Imagem fotográfica do arranjo com um módulo Isofotón® .....	58
Figura 32 – Diagrama unifilar do arranjo com módulos da marca Photowatt®	59
Figura 33 – Diagrama unifilar do arranjo com módulos da marca Isofotón® .....	60
Figura 34 – Representação dos arranjos elétricos ligados em série com dados geométricos .....	60
Figura 35 – A) Imagem fotográfica do arranjo elétrico Photowatt® ligado em série; B) Imagem fotográfica do arranjo elétricos Isofotón® ligado em série .....	61
Figura 36 – Imagem fotográfica do arranjo elétrico Photowatt® .....	61
Figura 37 – Representação do arranjo em série com módulos e o drone .....	62
Figura 38 – Imagem fotográfica do arranjo Isofotón® e drone em operação .....	62
Figura 39 – Imagem fotográfica da folha de papel alumínio afixado ao módulo Photowatt® .....	66
Figura 40 – Imagem IV de folha de papel alumínio afixado ao módulo Photowatt® .....	66
Figura 41 – Imagem fotográfica da parte frontal do módulo Photowatt® com fita isolante afixada .....	67
Figura 42 – Imagem IV frontal do módulo Photowatt® com fita isolante afixada.....	68
Figura 43 – Imagem IV aproximada da célula com fita isolante afixada na parte frontal do módulo Photowatt® .....	68
Figura 44 – Imagem IV frontal do módulo Photowatt® com emissividade calibrada .....	69
Figura 45 – Imagem fotográfica do módulo Photowatt® com folha de papel alumínio afixada na parte traseira .....	70
Figura 46 – Imagem IV do módulo Photowatt® com folha de papel alumínio afixada .....	70

Figura 47 – Imagem fotográfica da traseira do módulo Photowatt® com fita isolante afixada .....	71
Figura 48 – Imagem IV aproximada da célula do módulo Photowatt® com fita isolante afixada .....	71
Figura 49 – Imagem IV da traseira do módulo Photowatt® com emissividade calibrada .....	72
Figura 50 – A) Imagem IV frontal do módulo Photowatt® invertido a 180°; B) Imagem IV traseira do módulo Photowatt® invertido a 180° .....	72
Figura 51 – Curva IxV e PxV do módulo Photowatt® .....	74
Figura 52 – Imagem fotográfica do módulo Isofotón® com folha de papel afixada .....	79
Figura 53 – Imagem IV do módulo Isofotón® com folha de papel alumínio afixada .....	80
Figura 54 – Imagem fotográfica da fita isolante afixada no módulo Isofotón® .....	81
Figura 55 – Imagem IV frontal da fita isolante afixada no módulo Isofotón® .....	82
Figura 56 – Imagem IV aproximada da célula com fita isolante afixada do módulo Isofotón®.....	82
Figura 57 – Imagem IV frontal do módulo Isofotón® com emissividade calibrada.....	83
Figura 58 – Imagem fotográfica do módulo Isofotón® com folha de papel alumínio afixada na parte traseira do módulo.....	84
Figura 59 – Imagem IV do módulo Isofotón® com folha de papel alumínio afixada .....	84
Figura 60 – Imagem fotográfica do módulo Isofotón® com fita isolante afixada na parte traseira do módulo .....	85
Figura 61 – Imagem IV aproximada de módulo Isofotón® com fita isolante afixada .....	85
Figura 62 – Imagem IV traseira do módulo Isofotón® com emissividade calibrada .....	86
Figura 63 – A) Imagem IV frontal do módulo Isofotón® invertido em 180°; Imagem IV traseira do módulo Isofotón® invertido em 180°.....	87
Figura 64 – Curva IxV e PxV do módulo Isofotón® .....	88
Figura 65 – Imagem fotográfica dos módulos Photowatt® ligados em série com folha de papel alumínio afixada .....	94
Figura 66 – Imagem IV de módulos Photowatt® em série com folha de papel alumínio afixada .....	94
Figura 67 – Imagem IV frontal de módulos Photowatt® em série .....	95
Figura 68 – Imagem IV traseira de módulos Photowatt® em série .....	96

Figura 69 – Curva IxV e PxV do arranjo Photowatt® em série .....	96
Figura 70 – Imagem fotográfica frontal dos módulos Isofotón® em série .....	98
Figura 71 – Imagem IV do arranjo com módulos Isofotón® em série .....	98
Figura 72 – Imagem IV frontal do arranjo com módulos Isofotón® em série ..	99
Figura 73 – Imagem IV traseira do arranjo com módulos Isofotón® em série	99
Figura 74 – Curva IxV e PxV do arranjo com módulos Isofotón® em série ....	100
Figura 75 – A) Imagem IV obtida em solo do arranjo Isofotón® em série; B) Imagem IV obtida aéreo do arranjo Isofotón® em série	101
Figura 76 – A) Imagem IV obtida em solo do arranjo Photowatt® em série; B) Imagem IV obtida em aéreo do arranjo Photowatt® em série	101

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Causas de degradação de módulo FV.....	24
Tabela 2 –	Comparação de inspeção manual elétrica com a utilização de drone.....	37
Tabela 3 –	Especificações técnicas do módulo Photowatt® PWM500 .....	40
Tabela 4 –	Representação numérica das células do módulo Photowatt® .....	43
Tabela 5 –	Especificações técnicas do módulo modelo IS-75 S/12 da marca Isofotón®.....	43
Tabela 6 –	Especificações técnicas da câmera modelo Flir® One Pro da marca Flir®.....	46
Tabela 7 –	Especificações técnicas do traçador de curvas IxV modelo PVPM 1500X da marca PVE Photovoltaik Engineering.....	49
Tabela 8 –	Representação numérica das células com hotspot no módulo Photowatt®.....	73
Tabela 9 –	Temperaturas na parte frontal e traseira em diferentes células do módulo Photowatt®.....	73
Tabela 10 –	Dados da curva IxV do módulo Photowatt®.....	74
Tabela 11 –	Dados da termografia dos módulos Photowatt®.....	76
Tabela 12 -	Dados da curva IxV dos módulos Photowatt®.....	77
Tabela 13 -	Representação numérica da célula do módulo Isofotón®.....	87
Tabela 14 -	Temperaturas do módulo na parte frontal e traseira do módulo Isofotón®.....	88
Tabela 15 -	Dados da curva IxV do módulo Isofotón®.....	89
Tabela 16 -	Dados termografia dos módulos Isofotón®.....	91
Tabela 17 -	Dados da curva IxV dos módulos Isofotón®.....	92
Tabela 18 -	Dados da curva IxV do arranjo Photowatt® em série.....	97
Tabela 19 -	Dados da curva IxV do arranjo Isofotón® em série.....	100

## LISTA DE ABREVIATURAS

CA	Corrente alternada
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Corrente contínua
CDTE	Telureto de cádmio
e	Emissividade
$E_{eff}$	Irradiância ( $W/m^2$ )
EOL	Eólica
FF	Fator de forma (%)
FV	Fotovoltaico
GD.	Geração distribuída
GW	Gigawatt
HH	Homem x Hora
$I_{p\ máx}$	Corrente máxima (A)
IV	Infravermelho
$I \times V$	Corrente x Tensão
LCD	Liquid Crystal Display
LCOE	Levelized Cost of Electricity
NE	Nordeste
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	Operational Expenditure
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PID	Degradação Induzida por Potencial
$P_{máx}$	Potência máxima (W)
$R_p$	Resistência em paralelo (Ohm)
RR	Radiação refletida
$R_s$	Resistência em série (Ohm)
S.A.	Sociedade anônima
$T_{ARM}$	Temperatura média do ar ( $^{\circ}C$ )
$T_{CFF}$	Temperatura da fita frontal do módulo ( $^{\circ}C$ )
TM	Temperatura média ( $^{\circ}C$ )
$T_{mod}$	Temperatura do módulo ( $^{\circ}C$ )
$T_{MRF}$	Temperatura média refletida frontal ( $^{\circ}C$ )

$T_{MRT}$	Temperatura média refletida traseira (°C)
$T_{SFF}$	Temperatura aferida na mesma célula próximo à fita (°C)
$T_{SFT}$	Temperatura da célula sem a fita traseira (°C)
TWh	Terawatt hora
UFV	Usina fotovoltaica
UHE	Usina hidrelétrica
$U_{oc}$	Tensão de circuito aberto (V)
$U_p$	Tensão máxima (V)
$UR_{ar}$	Umidade relativa do ar
UTE	Usina termoelétrica
UTN	Usina termonuclear
V	Volts
$V_{VM}$	Velocidade do vento média (m/s)
VANTs	Veículos aéreos não tripulados

## **LISTA DE SIGLAS**

ANNEE	Agência Nacional de Energia Elétrica
COVID – 19	Coronavirus disease 19
EPE	Empresa de Pesquisa Elétrica
IEC	International Electrotechnical Commission
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition

## LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
≤	Menor ou igual a
US\$	Dólar americano
/	Barra
®	Marca registrada
<sup>2</sup>	Quadrado
°C	Graus celsius
©	Proteção por direitos autorais
±	Mais ou menos
°	Graus
▲	Delta

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>20</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DA INSERÇÃO FV NO MUNDO E NO BRASIL ..	21
1.2	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	23
1.3	ALTERNATIVA PARA RESOLVER O PROBLEMA.....	25
<b>1.4.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>28</b>
<b>1.4.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>29</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>31</b>
2.1	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO (FV).....	31
2.3	INSPEÇÃO VISUAL.....	34
2.4	INSPEÇÃO POR IMAGEM .....	34
2.5	ANÁLISE DA CURVA CORRENTE X TENSÃO (IXV).....	35
2.6	TERMOGRAFIA APLICADA A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV).....	35
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>39</b>
3.1	EQUIPAMENTOS .....	39
<b>3.1.1</b>	<b>Módulo Photowatt® PWX500</b> .....	<b>40</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Módulo Isofotón® IS-75 S/12</b> .....	<b>43</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Câmara termográfica Flir® One Pro</b> .....	<b>45</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Software de captação das imagens termográficas em solo – Flir® One</b> .....	<b>47</b>
<b>3.1.5</b>	<b>Software de tratamento das imagens – Thermal Studio Starter</b> .....	<b>47</b>
<b>3.1.6</b>	<b>Drone</b> .....	<b>48</b>
<b>3.1.7</b>	<b>Software de captação de imagens termográficas por drone</b> .....	<b>49</b>
<b>3.1.8</b>	<b>Traçador de curvas IxV</b> .....	<b>49</b>
<b>3.1.9</b>	<b>Ensaios experimentais térmicos e elétricos</b> .....	<b>50</b>
<b>3.1.10</b>	<b>Arranjos com um único módulo</b> .....	<b>51</b>
<b>3.1.11</b>	<b>Arranjos em série</b> .....	<b>59</b>
3.2	PROCEDIMENTOS .....	62
<b>3.2.1</b>	<b>Calibração da temperatura média refletida do módulo FV</b> .....	<b>63</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Calibração da emissividade (e) do módulo FV</b> .....	<b>63</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Captação e processamento das imagens</b> .....	<b>64</b>
4.1	EXPERIMENTO 1: MÓDULO PHOTOWATT® SÉRIE 884436 .....	65
<b>4.1.1</b>	<b>Medição da temperatura refletida frontal – TMRF</b> .....	<b>65</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Calibração da emissividade (e) para a parte frontal do módulo</b> .....	<b>66</b>

4.1.3	<b>Medição da temperatura média refletida traseira - <math>T_{MRT}</math></b> .....	69
4.1.4	<b>Calibração da emissividade (e) para a parte traseira do módulo</b> .....	71
4.1.5	<b>Resumo dos resultados do conjunto dos módulos Photowatt®</b> .....	75
4.2	<b>EXPERIMENTO 2: MÓDULO ISOFOTÓN® SÉRIE 07080069056</b> .....	79
4.2.1	<b>Medição da temperatura refletida frontal – <math>T_{MRF}</math></b> .....	79
4.2.2	<b>Calibração da emissividade (e) para a parte frontal do módulo</b> .....	80
4.2.3	<b>Medição da temperatura refletida traseira - <math>T_{MRT}</math></b> .....	83
4.2.4	<b>Calibração da emissividade (e) para a parte traseira do módulo Isofotón®</b> .....	85
4.2.5	<b>Resumo dos resultados do conjunto dos módulos Isofotón®</b> .....	89
4.3	<b>EXPERIMENTO 3: ARRANJO EM SÉRIE COM MÓDULOS PHOTOWATT®</b> .....	93
4.3.1	<b>Medição da Temperatura Refletida Frontal – <math>T_{MRF}</math></b> .....	93
4.3.2	<b>Termografia do arranjo Photowatt® ligado em série</b> .....	95
4.4	<b>EXPERIMENTO 4: ARRANJO DE MÓDULOS ISOFOTÓN® LIGADOS EM SÉRIE</b> .....	97
4.4.1	<b>Medição da temperatura média refletida frontal – <math>T_{MRF}</math></b> .....	97
4.4.2	<b>Termografia do arranjo Isofotón® em série</b> .....	99
4.5	<b>EXPERIMENTO 5: TERMOGRAFIA COM DRONE DOS ARRANJOS COM MÓDULOS PHOTOWATT® E ISOFOTÓN® LIGADOS EM SÉRIE</b>	101
5	<b>CONCLUSÃO</b> .....	102
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	105

## 1 INTRODUÇÃO

A utilização em massa da energia de originária da queima de combustíveis fósseis, e as alterações na natureza decorrentes da poluição resultante deste, decorrentes da ação antrópica, tem sido indicada como principal responsável pelo aumento da temperatura da Terra. Com o objetivo de desenvolver um ambiente sustentável e a garantir a sustentabilidade ambiental, econômica ou física, diversos países despertaram o interesse em desenvolver pesquisas para contribuir com a redução da poluição, e, conseqüentemente, aumentar potência instalada em fontes de energia renovável (URBANETZ, 2010). Nos últimos anos, esse tipo de energia tem provocado um grande aumento percentual em capacidade instalada, devido aos inúmeros avanços tecnológicos em sistemas, preocupações com as modificações climáticas, eficiência energética, sustentabilidade, segurança de suprimento e redução nos preços verificados (AGENCY, 2019).

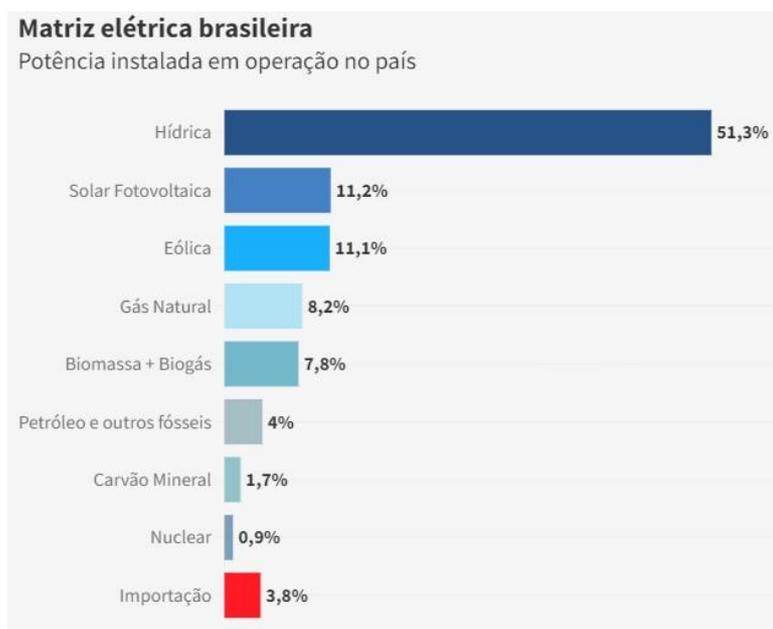
A energia do sol é um tipo de energia renovável advinda da luz e do calor solar, que tem como principais sistemas de produção de energia solar os coletores planos, os concentradores e os painéis fotovoltaicos. Os painéis fotovoltaicos possuem a capacidade de gerar corrente elétrica através de materiais semicondutores (ex. silício purificado e dopado), a qual é conduzida até um inversor para transformar corrente elétrica contínua em alternada e posteriormente ser distribuída para consumo humano (PINHO; GALDINO, 2014; SILVA, 2014).

O Brasil é um país que possui aspectos que favorecem à utilização de recursos renováveis para a produção de energia fotovoltaica, devido à sua posição geográfica em relação aos paralelos do Equador e Trópico de Capricórnio, além de grandes áreas de terras disponíveis para instalação de sistemas, clima e ao índice de incidência de irradiação solar disponível ao longo do ano, baixas latitudes e baixos índices pluviométricos (PETROBRÁS, 2006; EPE, 2012). No país, ainda assim, algumas dificuldades limitam a utilização desse recurso, apesar dos altos índices de irradiação solar, o que resulta na baixa utilização desse tipo de tecnologia. Por outro lado, observa-se crescimento e avanço no desenvolvimento de pesquisas nessa área, tendo como pioneira nesse âmbito a Companhia Hidroelétrica do São Francisco, cuja instalou o primeiro sistema fotovoltaico de 11 kWp em Recife, Pernambuco, no ano de 1995 (PINHO e GALDINO, 2014).

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA INSERÇÃO FV NO MUNDO E NO BRASIL

Dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), mostraram que no Brasil a fonte solar fotovoltaica (FV) se tornou a segunda principal fonte de energia atingindo a marca de capacidade acumulada de 23,9 gigawatts (GW), superando a eólica que conta com a capacidade instalada de 23,8 GW. A matriz hídrica continua como a principal fonte com 109 GW dos 205 GW de potência total instalada. A Figura 01 mostra a porcentagem da potência instalada de cada tipo de fonte de energia elétrica:

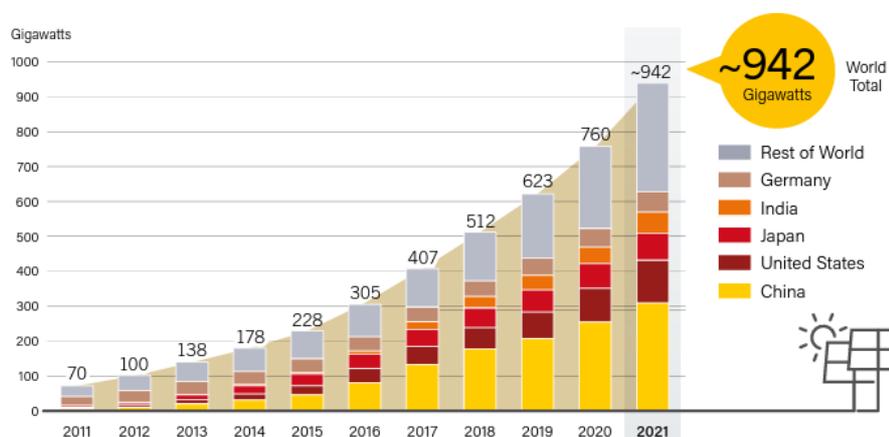
Figura 01 – Porcentagem da potência instalada em operação no Brasil



Fonte: Aneel, 2022.

Em 2022, a energia solar se destacou mundialmente devido ao aumento de 175 GW de nova capacidade e chegou a um total de cerca de 942 GW, o que significou por volta de 20% de aumento em relação ao ano anterior. O uso da energia FV em escala centralizada (utilidade) teve como principais responsáveis os Estados Unidos, Índia, Espanha e França (Fig.02) enquanto as instalações distribuídas aumentaram cerca de 25%, resultando em 75 GW (REN21, 2022).

Figura 02 - Capacidade global de energia solar FV, por país e região, 2011-2021



Fonte: REN21, 2022.

No Brasil, a matriz elétrica é composta atualmente de 83,28% por fontes de energias renováveis, com uma capacidade instalada de 155,9 GW, sendo composta por 8,79% de energia de biomassa, 58,53% de hidráulica, 3,64% de solar e 13,32% de eólica. Enquanto que outras fontes de energia, as não renováveis, produzem 31%, sendo composta por 4,79% de petróleo e derivados, 8,96% de gás natural, 1,91% carvão mineral e 1,06% de nuclear. Dentre estas, destacam-se: hidráulica, eólica, gás natural e biomassa (ANEEL, 2022) (Fig. 3). Entre os anos de 2020 e 2021, a energia FV teve uma mudança mais expressiva, ou seja, um aumento na geração de 61,1%, enquanto que a energia hidrelétrica diminuiu 22,1% (EPE, 2021). Hoje, somente a geração solar FV produz 6,8GW, porém apresentando um aumento ainda inexpressivo.

Figura 03 - Composição da matriz elétrica brasileira

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	215	103.175.523,00	103.195.357,00	55,08%
UTE	3132	47.598.859,21	45.813.692,59	24,45%
EOL	866	23.445.328,86	23.081.913,86	12,32%
UFV	16980	6.833.122,74	6.815.966,46	3,64%
PCH	424	5.624.476,57	5.610.178,57	2,99%
UTN	2	1.990.000,00	1.990.000,00	1,06%
CGH	721	856.083,02	851.824,02	0,45%
<b>Total</b>	<b>22340</b>	<b>189.523.393,40</b>	<b>187.358.932,50</b>	<b>100,00%</b>

UHE – usina hidrelétrica; UTE – usina termoelétrica; EOL – usina eólica; UFV – usina fotovoltaica; PCH – pequena central hidroelétrica; UTN – usina termonuclear; CGH – central geradora hidroelétrica, ≤ 5 MW

Fonte: ANEEL, 2022.

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050, espera-se um aumento significativo no uso da energia solar fotovoltaica em função da perspectiva de evolução de sua competitividade (EPE, 2020). Dentre simulações realizadas no Plano da geração centralizada, a fotovoltaica atingirá aproximadamente entre 27 a 90 GW de capacidade instalada e entre 8 a 26 GW médios em 2050. A geração distribuída (GD) atingirá aproximadamente entre 28 a 50 GW de capacidade instalada. Assim, a geração FV se tornará uma das principais fontes na matriz elétrica no ano de 2050 (MME, 2020).

## 1.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A gestão de uma usina de geração solar após a sua instalação e comissionamento é basicamente composta pelo processo de operação e manutenção (O&M) estendendo-se por toda sua fase de vida útil.

Durante a sua vida útil, uma planta fotovoltaica (FV) sempre estará exposta a intempéries que acarretam ocorrências de defeitos (ou falhas) e degradação em diversos componentes que compõem os sistemas FV. Estas falhas provocam a redução (ou interrupção) da geração de eletricidade, do tempo de vida útil (ou inutilização) de equipamentos e o aumento do custo nivelado da eletricidade produzida. Além disso, quando não corrigidas podem resultar em problemas de segurança como sobreaquecimentos e incêndios (DHERE; SHIRADKAR, 2012; KUMAR e KUMAR, 2017; MADETI e SINGH, 2017; CHAIBI et al., 2019).

Os problemas operacionais de uma planta solar podem ocorrer nos diversos componentes do sistema (campo solar, sistema conversor CC-AC, sistema de elevação de tensão e na interligação à rede). Porém, uma fração importante dos problemas nas usinas solares decorre do enorme campo solar constituído, muitas vezes em centenas de milhares ou milhões de módulos FV.

Conforme NREL (2021) o custo médio da instalação de um sistema FV residencial é US\$2,65/W, para um sistema comercial no topo de um edifício de US\$ 1,64/W e para um sistema FV centralizado fixo de US\$0,83/W. Considerando todos esses custos, o impacto do módulo FV é respectivamente de 13, 22 e 41%. Fica claro então que quanto maior o sistema FV, o impacto do campo solar no custo nivelado da eletricidade gerada será o mais significativo, tanto em relação ao CAPEX como OPEX e daí a prioridade no acompanhamento próximo dos módulos FV.

As falhas em módulos FV podem ser decorrentes de danos mecânicos (transporte), instalação imprópria do sistema FV e efeito da adversidade ambiental (Tabela 01) (SANTOS et al., 2022). Cabe ressaltar que a maior parte das ocorrências

citadas na Tabela 1 são magnificadas pelo efeito do aumento da temperatura local no módulo FV.

Tabela 01 - Causas de degradação de módulo FV

Descoloração	Interconexão quebrada
Delaminação	Poeira e sujeira
Bolhas	Degradação induzida por potencial (PID)
Degradação do revestimento antirreflexo	Defeitos da caixa de junção e dos diodos de desvio
Corrosão	Fenômenos de aquecimento localizados ou pontos quentes ( <i>hot spot</i> )
Rachaduras nas células	Desprendimento da estrutura
Degradação das fitas e ligações de solda	Rastros de caracóis
Marcas de queimaduras	Diodo de desvio com defeito
Quebra de vidro	Problemas de isolamento

Fonte: compilado de Manganiello; Balato; Vitelli, 2015; Callejo; Saavedra; Gómez, 2019; Mühleisen et al., 2019.

Embora as falhas comuns sejam frequentemente momentâneas, é fundamental detectá-las no contexto da proteção desses sistemas, pois podem resultar na formação de pontos quentes (*hot spots*) e levar à ocorrência da degradação dos módulos, resultando conseqüentemente, na diminuição significativa da vida útil dos módulos (PILLAI; RAJASEKAR, 2018; PILLAI et al., 2019), além da redução de rendimento da planta solar.

Em resumo, os módulos FV, durante sua operação, são submetidos a diversos fatores que contribuem para a degradação da sua potência e, conseqüentemente, na redução do seu desempenho nominal. Assim, é importante que o campo solar FV seja continuamente monitorado e submetido a inspeções técnicas rotineiras para prevenção de problemas e perdas de produtividade, e, conseqüentemente, da lucratividade.

A melhoria nas ações de inspeção e manutenção pode representar ganhos expressivos na eficiência de um sistema FV, tornando-o mais disponível e confiável. Sendo assim, é de fundamental importância a automatização desses processos em sistemas desta magnitude para o melhor desempenho e eficiência de seus componentes, que se traduzirão no menor custo nivelado de energia (LCOE) elétrica produzida.

Em função do crescente tamanho em número e dimensão dos sistemas FV, os

métodos convencionais de diagnóstico de falhas, medição elétrica módulo a módulo ou *string a string*, são impraticáveis em termos de tempo e economia para sistemas muito grandes e, por isso, se faz necessário desenvolver uma nova metodologia adequada de inspeção e manutenção preventiva.

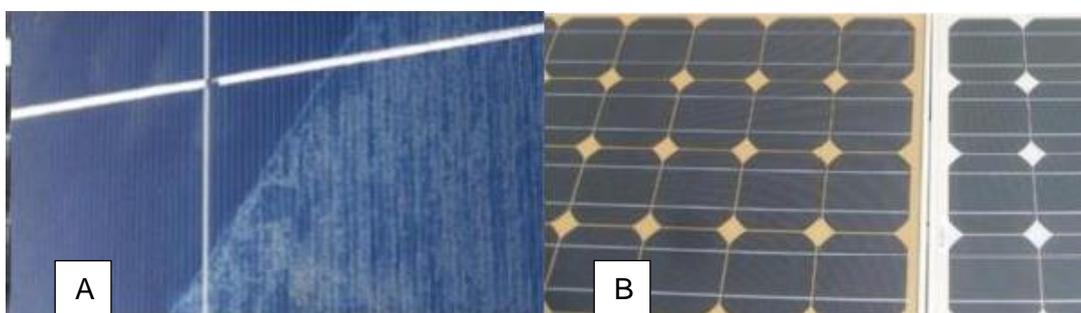
Diferentes técnicas de inspeção de módulos fotovoltaicos foram elaboradas e convertidas em métodos de verificações locais ao longo dos últimos anos (MÜHLEISEN et al., 2019). Esses métodos variam desde procedimentos básicos de inspeção visual, da verificação da curva corrente x tensão (IxV) e de técnicas mais elaboradas como eletroluminescência, fotoluminescência, espectroscopia e termografia infravermelha (COSTA et al., 2021).

### 1.3 ALTERNATIVA PARA RESOLVER O PROBLEMA

Para otimizar o desempenho de sistemas fotovoltaicos (FV) através da melhoria da eficiência dos seus componentes em todas as fases de sua operação, é necessário identificar de forma automatizada e rápida os pontos de falhas causados por inúmeros fatores que deterioram esses componentes e afetam negativamente o desempenho do sistema de geração FV. Entre esses fatores estão pontos quentes, sujidade, degradação natural das placas (Figs. 4,5 e 6), que precisam ser diagnosticadas de forma efetiva e com rapidez para mitigação de danos futuros.

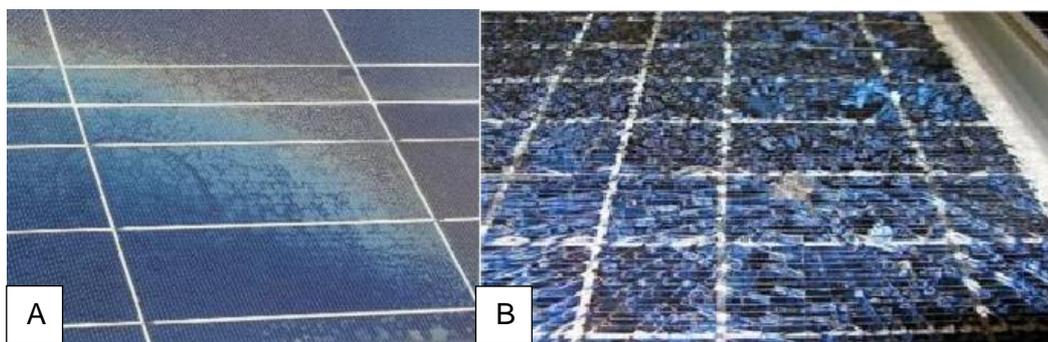
O diagnóstico via imagem termográfica tem o potencial de permitir a análise operacional do sistema de forma extremamente rápida, resultando em uma manutenção preventiva e corretiva mais eficiente, de modo a maximizar a disponibilidade e a confiabilidade da produção da usina FV.

Figura 04 – A) Módulo com delaminação; B) módulo com descoloração



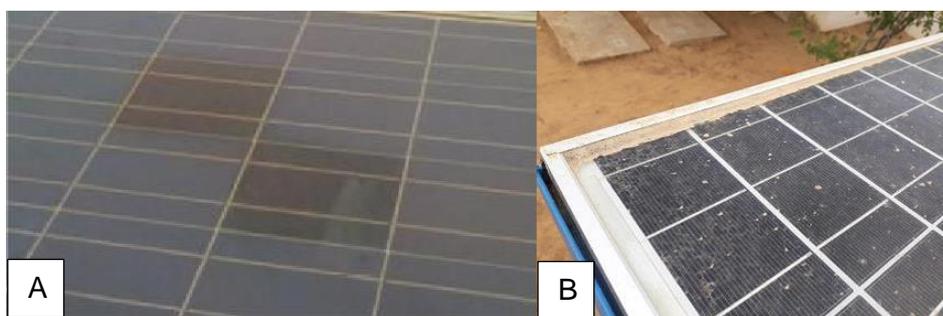
Fonte: KIM et al., 2021.

Figura 05 – A) Módulo com bolhas; B) Módulo com vidro quebrado



Fonte: KIM et al., 2021.

Figura 06 – A) Módulo com hotspot; B) Módulo com sujeira



Fonte: KIM et al., 2021; SOUZA et al., 2022.

Além disso, a termografia pode identificar o grau de sujeira do arranjo FV, um dos principais fatores que impactam no desempenho desses sistemas, por reduzir significativamente a produção de energia devido ao bloqueio à captação da luz solar pelas placas. Nesse caso, permite estabelecer um cronograma ou disparar um alarme acusando a necessidade de limpeza dos módulos FV.

A termografia infravermelha (IV) é um dos métodos não destrutivos disponíveis que tem como vantagem a aplicação da técnica sem necessitar de contato com o objeto em análise (não intrusivo). A câmera termográfica é um dispositivo provido de sensores térmicos (termovisor), capaz de identificar a radiação IV emitida na superfície de um objeto, convertendo a mesma em sinais elétricos, e, conseqüentemente, em uma imagem térmica, que é composta por pontos (pixels) que irão formar a imagem visual detalhada composta através de uma escala de cores (termograma) (ABNT, 2016a; BRIQUE, 2016 BARREIRA, DE FREITAS, 2007).

Existem duas técnicas de termografia IV aplicadas, a termografia ativa e a passiva. A ativa relaciona uma fonte de calor externa, geralmente necessita de um processamento de imagens. Apenas a inspeção visual das imagens muitas vezes não é capaz de detectar o defeito, em outras, o volume de dados é muito grande, o que sobrecarrega o operador e até o tempo de processamento. Nesse sentido, a utilização de um algoritmo para auxiliar na identificação das falhas reduz a subjetividade dos

operadores e acelera o processamento dos dados, evitando-se diagnósticos equivocados (SILVA, 2019).

São diversas as áreas em que a termografia é aplicada, são elas: indústria, militarismo, robótica, elétrica, eletrônica dentre outras. Nestas, normalmente a termografia é utilizada na avaliação de desempenho de equipamentos e componentes de máquinas, no controle de qualidade de produtos e na validação de processos. Tal técnica também é utilizada nos esportes, medicina, fisioterapia, veterinária, construção civil, propriedades de materiais, segurança patrimonial e em obras de arte (TAVARES, 2006; BARBOSA, 2014; LERMA, 2018). Já no contexto de manutenção de sistemas FV, é utilizado em painéis, coletores solares e em sistemas híbridos (VETTER, 2013; CARLSON, 2014; MARQUEZ, 2015).

Apesar de simples, desde a aquisição e análise dos termogramas, até a obtenção de leituras corretas, essas são dependentes de diversas influências inerentes ou inseridas ao processo, as quais podem estar relacionadas com o profissional, o termovisor, o equipamento sob inspeção e as condições do meio em que a inspeção está se desenvolvendo. Portanto, a técnica requer que o profissional tenha aptidão física, treinamento, experiência e que o procedimento seja normatizado e certificado (SANTOS, 2012).

As inspeções termográficas em painéis FV, envolvem medições da temperatura dos painéis na parte frontal ou de trás dos módulos. Um ponto importante é que na parte de trás dos módulos a superfície geralmente é opaca e apresenta alta emissividade, resultando em medições mais precisas de temperatura. Entretanto, diversos fatores podem dificultar inspeções nessas partes, tais como: falta de acesso ou limitação do campo de visão da câmera térmica devido às estruturas de fixação e sustentação dos painéis. Por outro lado, as inspeções termográficas pela parte da frente dos módulos, em grandes áreas, podem ser feitas rapidamente com o uso de drones (STEGNER, 2018).

Em painéis FV, o diagnóstico termográfico sofre influência de diversos fatores, portanto, o profissional deve utilizar metodologias que considerem as variáveis meteorológicas e físicas de ensaio, como, por exemplo, posicionamento da câmera, distância entre câmera e painéis, baseando-se em aspectos metrológicos, de forma a melhorar a confiabilidade da inspeção (SILVA, 2017).

Com o objetivo de acelerar o procedimento de identificação de falhas em usinas ou em sistemas FV com difícil acesso, seja em telhados, em fachadas ou grandes campos de módulos FV, a termografia IV pode ser combinada com Veículos Aéreos Não Tripulados (VANTs) (AGHAEI et al., 2014; DE OLIVEIRA et al., 2019; QUATER

et al., 2014; TSANAKAS e BOTSARIS, 2012). Os VANTs são quaisquer aeronaves não tripuladas que podem ser remotamente pilotadas ou automatizadas (ANAC, 2017; NASCIMENTO, 2014), através da utilização de coordenadas pré-definidas. É um tipo de tecnologia com uso em ascensão e que pode ser utilizada em diversas áreas, sendo ferramentas eficazes para realização de procedimentos via sensoriamento remoto, tendo como principal vantagem o alcance de locais difíceis de serem acessados, além da possibilidade de embarcar diversos tipos de sensores, como é o caso da câmera termográfica IV (NASCIMENTO, 2014; FREIMUTH e KÖNIG, 2018).

#### 1.4 OBJETIVOS

A metodologia desta pesquisa abrange a aplicação de método de inspeção automatizado de dois sistemas fotovoltaicos (FV) com o objetivo de analisar seus aspectos técnicos operacionais. Duas marcas de módulos FV, os quais foram referenciados no texto, possuindo diferentes capacidades e tempo de fabricação, foram utilizados individualmente e em diferentes arranjos e instalados na Área de Testes do Grupo de Pesquisa em Fontes Alternativas de Energia (Grupo FAE) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Para isto, um drone com câmera termográfica infrvermelha (IV) acoplada foi utilizada para a aquisição de imagens no espectro visível, permitindo o desenvolvimento de análises de parâmetros essenciais a tomada de ações como análise de temperatura dos módulos. Outros parâmetros como condições de limpeza das placas, pontos quentes, condições gerais das placas e acessórios, eficiência energética, curva IxV e demais características que determinem a boa operação desses, foram utilizados.

A partir do levantamento desses parâmetros, juntamente com a observação e análise dos parâmetros externos como condições climáticas, sombreamento, temperatura ambiente, carga associada, entre outros elementos, foram obtidos dados suficientes para elaborarmos uma metodologia eficiente de diagnóstico e prevenção de falhas em sistemas FV.

##### 1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho foi apresentar uma metodologia de inspeção de falhas ou defeitos em módulos individuais e em arranjos fotovoltaicos através da utilização de câmeras termográficas infravermelhas (IV) acopladas a drone.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho foram subdivididos em três partes e englobaram:

- a) Calibração de câmera termográfica infravermelha (IV) de baixo custo em função das condições meteorológicas e das geometrias dos arranjos fotovoltaicos (FV);
- b) Identificação de falhas de operação em um módulo ou string FV através das imagens termográficas IV, visuais e de medições elétricas;
- c) Identificação de falhas ou defeitos em módulos FV com longo tempo de uso (15 a 20 anos).

### 1.5 JUSTIFICATIVAS

Falhas em sistemas fotovoltaicos (FV) não provocam problemas operacionais imediatamente, ou seja, perdas na energia gerada no sistema podem resultar também redução da sua vida útil. Assim, um dos principais causadores de perda de eficiência energética é a oscilação de temperatura nos módulos FV, ou seja, quanto maior a temperatura nas células dos mesmos, menor é a eficiência na conversação energética. Outro fator como sombreamento também provoca grande perda de eficiência. Portanto, a redução desses e também de outros fatores que também resultam num melhor aproveitamento do sistema FV em operação (DUBEY et al.,2013).

Diante do exposto, este trabalho evidencia a importância da necessidade de se utilizar uma metodologia para realizar a inspeção de sistemas FV, afim de identificar falhas que resultem na redução de suas eficiências energéticas, ou seja, que provoquem a redução do tempo de vida útil desses, e,, conseqüentemente possam resultar em desperdício de energia e propor melhoria na utilização desses tipos de sistemas. Portanto, manutenções periódicas acompanhadas de técnicas de inspeção como a termografia IV, resultarão na otimização da operação de sistemas de geração FV e conseqüentemente contribuirão para uma manutenção de um sistema operando com melhor eficiência, garantindo assim, uma maior geração energética. Com o objetivo de se obter uma maior eficiência, um método de diagnóstico de falhas pode contribuir na detecção e correção de falhas, baseado na energia gerada pelo sistema FV em função da radiação solar incidente, além de identificar os locais e tipos de problemas.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O conteúdo do presente trabalho foi dividido em 6 tópicos. O tópico 2 apresenta o Referencial Teórico, que se subdivide em 6 subtópicos.

No tópico 2, é dada uma conceituação sobre manutenção de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados à rede, conceitos relacionados a degradação em módulos FV que resultam em falhas e seus princípios diagnósticos, tipos de métodos de inspeção desses sistemas, técnicas de detecção falhas desses sistemas, comparando-se à curva característica de corrente x tensão (IxV) e sobre o método de inspeção que utilização termografia infravermelha (IV).

O tópico 3 descreve a Metodologia utilizada na pesquisa, e se divide em 3 subtópicos. Tais subtópicos abordam desde s módulos utilizados e as suas respectivas curvas IxV desde suas faricações, a câmera termográfica e os dispositivos móveis utilizados em conjunto, os programas para captação e tratamento das imagens adquiridas com estes últimos, o veículo aéreo não tripulado (VANT) utilizado para ancorar a câmera ao drone e seu programa de captação de imagens, o equipamento para mensuração das curvas IXV dos módulos em operação, os tipos de ensaios desenvolvidos para análises térmicas e elétricas e seus respectivos tipos de arranjos (individuais e em strings) e os procedimentos utilizados nesses, que foram desde calibrações de temperaturas e emissividades dos módulos até obtenção de imagens e suas respectivas análises e recomendações de ações corretivas.

O tópicos 4 e 5 apresentam os Resultados e as Conclusões do trabalho, respectivamente. Por fim, segue-se os tópico das Referências.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

A seguir são apresentados aspectos importantes para a Fundamentação Teórica do presente trabalho.

### 2.1 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO (FV)

Questões relacionadas à manutenção de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados à rede (on-grid) têm recebido mais atenção por parte de instituições e empresas com o objetivo de melhorar práticas operacionais (DE BENEDETTI et al., 2018; HACKE et al., 2018).

O processo de operação e manutenção (O&M) integra a fase principal desses sistemas, perdurando por toda sua vida útil e envolve desde a operação em tempo real até manutenções preventivas e corretivas para solução de problemas que interfiram na geração de energia e resultem na perda de produtividade (EMAP SOLAR, 2020).

Manutenção corretiva, segundo a NBR-5462, é o tipo que é executada após a ocorrência de um problema, com o objetivo de recolocar um item em condições de execução específica (ABNT, 1994; VIANA, 2002). Para que a manutenção corretiva seja efetiva, é fundamental que a detecção das falhas seja breve, com precisão do local e riqueza de informações da falha (MONTEIRO, 2019).

A manutenção preventiva ou proativa tem o objetivo de evitar falhas em máquinas íntegras, estando com isto em condições operacionais ou sem defeitos (VIANA, 2002). Essa manutenção é realizada em períodos programados, de acordo com critérios estabelecidos, com o objetivo de reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento e garantir o funcionamento seguro e eficiente, segundo a NBR 5462 (ABNT, 1994; KARDEC e NASCIF, 2012; MONTEIRO, 2013). Por outro lado, a revisão dos itens passou a ser realizada baseando-se em históricos de falhas e na experiência dos operadores, em intervalos fixos de tempo ou ciclos executados pelo sistema ou item (OHTA, 2013). O planejamento de um plano de manutenção preventiva maximiza a produção da planta FV, previne a ocorrência de falhas mais graves e maximiza a vida útil de componentes ou da planta.

Existe uma terceira categoria de manutenção conhecida como preditiva, onde são medidos parâmetros em componentes específicos, o que resulta no conhecimento de suas condições atuais e a modelagem das suas probabilidades de falhas. Caso a probabilidade de falha seja acima de um limiar, ações serão tomadas de modo que evitem as falhas ou diminuam sua frequência. Em função da característica de

monitoramento e previsão, é uma estratégia moderna que normalmente utiliza Inteligência Artificial (IA) e por isso é uma metodologia que ainda resulta em custos elevados com equipamentos de medição e softwares de processamento. Contudo, possui muitas vantagens em comparação às outras formas de estratégias, pois contribui para a redução do número de paradas, que apenas são realizadas quando são indicativas de uma falha iminente e, portanto, evita a perda de receita por falta de produção elétrica (LI, WANG e HE, 2016).

De acordo com a INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA (2022), no mínimo, as seguintes ações devem estar previstas no cronograma de manutenção preventiva de sistemas FV:

- Medição da curva IxV para amostragem em nível de módulo do sistema;
- Medição da curva IxV para amostragem em nível de string do sistema;
- Termografia e eletroluminescência;
- Limpeza periódica dos módulos FV;
- Manutenção do sítio solar, por exemplo, verificar o crescimento das plantas;
- Inspeção do inversor, tracker, bateria, trocas programadas se for o caso; e,
- Inspeção do software SCADA (sistema de monitoração, inclusive sensores meteorológicos).

A termografia infravermelha (IV) é utilizada tanto na manutenção preventiva como corretiva na medida que é um procedimento de diagnóstico e localização precisa de pontos quentes, resultantes de inúmeros defeitos, como por exemplo: a necessidade da limpeza dos módulos, problemas de sombreamento por crescimento de plantas, defeito em contato elétrico e aquecimentos anormais em componente (diodo, inversor, tracker). A técnica termográfica, embora seja uma ferramenta de grande versatilidade e amplitude, é um procedimento incompleto (insuficiente) que requer outros procedimentos complementares para fechar um diagnóstico da causa e o impacto quantitativo em perdas de potência. Então, normalmente o seu uso é combinado com medidas elétricas de campo e modelagem do desempenho. A manutenção corretiva durante a vida útil de uma planta FV é ocasionada somente no caso de ocorrência de parada no sistema, funcionamento anormal ou danos em componentes. O alarme dessas condições operacionais é acionado pelo sistema de proteção do sistema de monitoração da planta ou detectado e identificado durante as inspeções programadas pelo plano de manutenção preventiva.

## 2.2 MÉTODOS DE DETECÇÃO DE FALHAS E DIAGNÓSTICOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV)

As condições do clima — temperatura ambiente, índices pluviométricos, nebulosidade, velocidade dos ventos, latitude e características ambientais — poluição atmosférica e sujidades são fatores importantes para a escolha da instalação do sistema fotovoltaico, pois são questões que podem provocar impactos na geração de energia (HICKEL, 2017). As reduções no desempenho estão relacionadas a flutuações de condições reais de operação, do aumento da temperatura e dos mecanismos de degradação que ocorrem de forma progressiva no módulo FV (FERREIRA, 2018). Portanto, o acompanhamento e a análise de desempenho das usinas fotovoltaicas são muito importantes para se ter uma confiabilidade e excelência operacional desses sistemas.

A degradação em módulos FV pode decorrer de diferentes formas: descoloração; delaminação; bolhas; degradação do revestimento antirreflexo; corrosão; rachaduras nas células; degradação das fitas e ligações de solda; interconexão quebrada; poeira e sujeira; degradação induzida por potencial (PID); defeitos da caixa de junção e dos diodos de desvio; aquecimentos localizados/pontos quentes (hot spots); desprendimento de sua estrutura; rastros de caracóis; marcas de queimadura; diodo de desvio com defeito; quebra de vidro e problemas de isolamento (MANGANIELLO et al., 2019; MÜHLEISEN et al., 2019). Falhas à terra, linha a linha e arco são as principais causas de falhas catastróficas, pois podem passar despercebidas ou demorar a surgir e resultar em incêndios (ALAM et al., 2015).

Muitos desses problemas podem ser reduzidos através de procedimentos de Operação e Manutenção (O&M) que permitam a identificação de falhas e, conseqüentemente, ocorra aumento da vida útil da usina solar. Esses procedimentos são inspeções visuais, monitoramento dos dados, medições de curva IxV, realização de imagens de termografia, limpeza do sistema, dentre outros. O monitoramento confiável em conjunto com um bom programa de O&M das usinas FV contribui na prevenção de perdas financeiras perceptíveis (MOSCARDINI JÚNIOR et al., 2017).

Diversas técnicas para inspeção de módulos FV foram avaliadas e convertidas em métodos de verificações localizadas para o diagnóstico de falhas. Entretanto, ainda não é possível definir qual o de maior eficácia técnica e econômica (MÜHLEISEN et al., 2019). Os métodos vão desde inspeções visuais - procedimento simples - até técnicas como eletroluminescência, fotoluminescência, espectroscopia, inspeção termográfica IV, verificação da curva corrente x tensão (IxV) mais sofisticados. Por outro lado, mais

de um método pode e deve ser utilizado, permitindo que sejam escolhidos equipamentos de medição adequados para realização de diagnósticos rápidos e confiáveis (MÜHLEISEN et al., 2019).

### 2.3 INSPEÇÃO VISUAL

A inspeção visual é um método mais simples e prático utilizado para detecção de defeitos visíveis, podendo identificar falhas permanentes. São elas: delaminação, descoloração (amarelamento e escurecimento), bolhas, flexão, marcas de queima, quebra de vidro, células quebradas ou trincadas, fiação exposta, oxidação ou corrosão de interligações, trilhas de caracol, e, falhas temporárias como poeira, sujeira, folhas, excrementos de pássaros e sombra.

Normalmente essas inspeções são realizadas de forma frequente e regular para identificar problemas e, caso necessário, realizar outros testes. Porém, esse procedimento depende da habilidade do técnico, podendo ser entediante, não confiável ou requerer muito tempo (ABDULMAWJOOD et al., 2018; LIVERA et al., 2019).

### 2.4 INSPEÇÃO POR IMAGEM

Os métodos de inspeção por imagem utilizam ferramentas (equipamentos) para aquisição de imagens, indicando a localização da falha de forma precisa (LIVERA et al., 2019), sendo os principais: visual, eletroluminescência, fotoluminescência, termografia infravermelho (IV) e ultrassom. A eletroluminescência obtém uma imagem a partir de fótons emitidos pela recombinação de portadores de carga excitados na célula solar. Este método identifica a distribuição de corrente não uniforme, conexões ruins e rachaduras. A intensidade de emissão nas imagens é proporcional à densidade de corrente e ao tempo de vida útil (MADETI e SINGH, 2017). As áreas com defeito se destacam nas imagens com cores mais escuras (defeitos), já as que funcionam apresentam-se com cores claras, ou seja, as células funcionam como diodo emissor de luz. Quando a corrente elétrica é injetada, a câmera registra a imagem, onde a corrente deve estar entre 10% - para ser possível analisar as propriedades do material das células - e 100% - para analisar as propriedades dos contatos elétricos (EBNER; KUBICEK; UJVARI, 2013). A desvantagem dessa técnica é o seu custo que tende a ser alto, sendo assim, portanto, aplicada principalmente em painéis inoperantes. Já a fotoluminescência ocorre quando uma célula sofre, em função de radiação incidente (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018).

A termografia, método termográfico, ou escaneamento térmico, utiliza câmeras

sensíveis às radiações IV para observação do comportamento térmico das células, módulos ou arranjos fotovoltaicos (FV), sendo capaz de detectar diferenças de temperatura para localização do defeito através da dissipação de calor (efeito joule). Normalmente, elevações de temperatura são provocadas por maus contatos nas interconexões ou na fiação do módulo; curtos-circuitos (internos); diodos defeituosos; elevação da resistência em série da célula; incompatibilidade entre células; trilhas de caracol; rachaduras de células etc. Este método também é capaz de identificar células polarizando e dissipando calor semelhante a resistor (células em série), degradação induzida por potencial (módulos em circuito aberto) e delaminação (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018; LIVERA et al., 2019; MADETI; SINGH, 2017). A técnica pode ser realizada com o painel iluminado em circuito aberto, curto-circuito, no ponto de máxima potência, ou em condição sem iluminação, aplicando uma corrente no sentido direto ao módulo com uma fonte externa (EBNER; KUBICEK; UJVARI, 2013).

## 2.5 ANÁLISE DA CURVA CORRENTE X TENSÃO (IXV)

A análise da curva IxV engloba diversas técnicas, as quais podem detectar falhas nos sistemas fotovoltaicos (FV) comparando-se à curva característica corrente x tensão (IxV) real medida com a acreditada, ou seja, quando ocorre a falha - seja em módulo, string ou arranjo - a potência de saída é reduzida e a curva apresenta-se alterada. Um dos métodos utiliza a *clusterização* baseada em pico de densidade (LIN et al., 2017), que é um algoritmo de agrupamento de dados não supervisionados baseados em densidades de locais de cada ponto e na distância de pontos a pontos de maior densidade que os mesmos, os quais são compostos de vários pontos com coordenadas de tensão e corrente, agrupando esses em clusters. Os dados de tensão e corrente de operação medidos diariamente em um arranjo FV sob diferentes condições de irradiância e temperatura são assim analisados e clusterizados. De acordo com o vetor de distância, os clusters são identificados em várias condições ou falhas (LIN et al., 2017).

## 2.6 TERMOGRAFIA APLICADA A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV)

A termografia infravermelha (IV) tem a função de transformar uma imagem IV em uma imagem radiométrica, permitindo que valores de temperatura sejam lidos a partir dessa imagem, ou seja, cada pixel é uma medição de temperatura. Algoritmos

complexos são incorporados em uma câmera de imagem termográfica para permitir que essa leitura seja realizada. A energia IV proveniente de um objeto é captada pela lente ótica em um detector IV, o qual envia informações para os sensores eletrônicos para as imagens serem processadas, e, conseqüentemente, os circuitos eletrônicos traduzem os dados provenientes do detector em uma imagem, sendo assim, a mesma é visualizada em um visor ou em um monitor de vídeo padrão ou tela LCD (FLIR® Systems, 2018).

Esse método não utiliza contato e é eficaz na análise de sistemas fotovoltaicos (FV), pois é capaz de localizar e classificar falhas em módulos de forma rápida e precoce, antes que uma maior degradação se desenvolva (GLAVAŠ et al., 2017). Entretanto, devido à localização desses sistemas em áreas externas são exigidos alguns cuidados adicionais, como influência de reflexos - que podem ocorrer em céu claro ou na presença de nuvens ou mesmo em função da forma plana dos módulos (reflexo especular) ocasionados por materiais ou estruturas próximas ou ao redor do sistema, fenômeno este que pode afetar a leitura correta de temperatura (ÁLVAREZ-TEY et al., 2017; RUSCHEL et al., 2015). Outras recomendações são fazer a leitura quando a irradiação solar for superior a  $600 \text{ W/m}^2$ , em condição de céu claro/limpo, sob reduzida velocidade do vento, em temperatura ambiental estável, fora de sombreamento ou reflexões e sob ângulo de medição entre  $5^\circ$  e  $60^\circ$  (JAHN et al., 2018; FLIR® Systems, 2011). Essa ferramenta é utilizada principalmente para localização de defeitos. A classificação e a avaliação destes exigem uma boa compreensão da tecnologia solar FV. Em módulos do tipo multicristalino, os principais defeitos encontrados são: bolhas ou células quebradas (defeitos de fabricação); quebras ou rachaduras (danos aos módulos por transporte, manuseio etc); sujidades de poluição, de fezes de animais; umidade (sombra temporária/sombreamento); curto-circuito; e redução da proteção do circuito (diodo de bypass com defeito); módulo ou ligação em série das células com problema de conexão (conexões com defeito) (TSANAKAS et al., 2016), (KÖNTGES et al., 2014; LANZONI, 2012; BUERHOP et al., 2012; FLIR® Systems, 2011).

Além de fazer parte de um processo de verificações para o início de operação de um sistema, uma avaliação termográfica também pode ser utilizada na solução de eventuais problemas em módulos, painéis ou arranjos FV, segundo a NBR 16274 (ABNT, 2014), como, por exemplo, para avaliação do comportamento térmico nesses sistemas, para posterior determinação do desempenho de módulos, detecção de pontos quentes e investigação do efeito de sombreamento e sujidades (FERREIRA, 2018).

Inspeções por termografia IV em arranjos FV normalmente são realizadas com termovisores portáteis próximos ao solo, em plataformas elevatórias, cujo objetivo é aumentar a área a ser inspecionada, ou acopladas a veículos aéreos não tripulados (VANTs) - drones - para melhorar a relação custo-benefício e permitir inspeções em sistemas localizados em telhados, os quais possuem acesso limitado, ou em usinas de grande porte (AGHAEI *et al.*, 2018; MANOJ *et al.*, 2018; OLIVEIRA; AGHAEI; RÜTHER, 2020). Entretanto, termovisores localizados no solo ou em plataformas elevatórias são indicados somente para sistemas FV de pequeno porte, pois para sistemas maiores a demanda de tempo seria maior para deslocamento e operação de equipamentos. Jahn *et al.* (2018) exemplifica essa situação mostrando que, para uma usina FV de 4 MW, a termografia de solo levaria de 15 a 20 horas, em comparação com a termografia embarcada, que demoraria entre 5 e 10 horas.

Um outro estudo que compara a termografia embarcada com outros métodos de inspeção elétrica podem ser vistos na Tabela 02 (ENERGY CENTRAL, 2023). Cabe destacar que, essa comparação não é totalmente pertinente, pois os procedimentos termográficos e as medições elétricas não são concorrentes, mas sim complementares. Mas, o estudo desses resultados pode mostrar e quantificar uma estratégia que aponta uma inspeção inicial 100% termográfica associada a um percentual de módulos/string potencialmente problemáticos.

Tabela 02 – Comparação de inspeção manual elétrica com a utilização de drone

	SITE1	SITE2	SITE3	SITE4
SITE	74 MW	30 MW	21 MW	12,5 MW
TEMPO DE INSPEÇÃO POR DRONE	24 h	6 h	7 h	4 h
TEMPO DE INSPEÇÃO MANUAL	778 h	293 h	208 h	195h
HORAS DE TRABALHO PERIGOSAS EVITADAS	754 h	287 h	201 h	191h
EFICIÊNCIA AUMENTADA	97%	98%	97%	98%
ECONOMIA DE CUSTOS	\$ 68.399	\$ 25.485	\$ 17.063	\$ 19.552

Fonte: ENERGY CENTRAL, 2023.

No estudo citado, quatro usinas FV centralizadas com capacidades na faixa de 12,5 a 74 MW foram comparadas no que se refere ao processo de inspeção termográfica com procedimentos de medição manual elétrica. Na usina FV 1, a termografia aérea foi comparada com 20% de medições da curva; na 2 com, a medição Voc/Isc na caixa de junção, acompanhado de inspeção visual; na 3 com, 100% de termografia manual em solo e medição de 15% da curva IxV; e, finalmente, na usina FV 4, com 100% de medição da curva IxV. A conclusão foi que, a inspeção

por drone é 97% mais rápida do que a manual, e praticamente elimina o trabalho perigoso em altura e os custos evitados podem resultar em média US\$1.254/MW.

A norma brasileira que rege a Termografia é a NBR 16818, metodologia definida por Ensaio Não Destrutivo - Termografia Infravermelha - Procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha, orientações relativas aos parâmetros e precauções mínimas consideradas na inspeção termográfica (ABNT, 2020). A norma internacional que rege a termografia em sistemas FV é o IEC TS 62446, Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography," (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017).

### 3 METODOLOGIA

Os ensaios termográficos e elétricos deste trabalho foram realizados na Área de Testes do Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia (Grupo FAE) do Centro de Energias Renováveis (CER) do Departamento de Energia Nuclear (DEN) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) Campus Joaquim Amazonas, Recife-PE. Foram testados dois arranjos fotovoltaicos (FV) constituídos de duas tecnologias de módulos FV. O primeiro arranjo foi montado com módulos policristalinos PWX 500 do fabricante Photowatt® International S.A e o segundo com módulos monocristalinos IS-75 S/12 do fabricante Isofotón®. Os módulos dos dois arranjos pertenceram a antigos sistemas FV de demonstração e pesquisa (atualmente desarranjados) instalados anteriormente durante 15 anos e 10 anos, respectivamente. Essa escolha foi intencional para que os experimentos pudessem produzir dados quantitativos da degradação desses módulos.

Como citado anteriormente, os ensaios termográficos em módulos FV por si só são insuficientes, apesar de permitir e detectar com precisão o local do potencial problema, portanto, não produzem resultados quantitativos. Os resultados quantitativos foram produzidos por testes complementares elétricos realizados “quase” simultaneamente.

Inicialmente os módulos foram testados em um arranjo de forma isolada, painel a painel, onde parte dos módulos com pequenos defeitos foram consertados através da troca de cabos, conectores e/ou diodos de junção. Já os módulos que estavam inoperantes foram retirados do estudo. Cada módulo foi testado eletricamente através do uso de traçador de curvas IxVe termograficamente por câmera termográfica. Após a análise dos módulos de forma isolada, um novo arranjo foi confeccionado com todos os módulos ligados em série, onde mais uma vez foram realizadas as medições elétricas e termográficas do conjunto completo.

O período de realização das análises dos módulos foi dos meses de dezembro de 2021 a dezembro de 2022. As coordenadas de localização dos testes foram 8°03'17.6"S 34°57'19.0"W.

#### 3.1 EQUIPAMENTOS

Foram utilizados os seguintes equipamentos listados a seguir.

### 3.1.1 Módulo Photowatt® PWX500

Este módulo foi projetado com tecnologia policristalina de vidro duplo (frontal e traseiro). Suas principais especificações técnicas estão apresentadas na Tabela 03:

Tabela 03 - Especificações técnicas do módulo Photowatt® PWM500

Especificações técnicas do módulo PWM 500 em 1000 W/m <sup>2</sup> ; T <sub>mod</sub> = 25°C; AM = 1,5		
Potência típica	W	50
Potência mínima	W	45,1
Voltagem típica	V	17,2
Corrente típica	A	2,9
Corrente de curto-circuito	A	3,1
Tensão de circuito aberto	V	21,6
Tensão máxima do sistema	V	600
Peso do módulo	Kg	9,2
Dimensão do módulo	mm	1042x462x39
Coeficiente de temperatura $\alpha = +0,95 \text{ m A/}^\circ\text{C}$ ; $\beta = -79 \text{ m V/}^\circ\text{C}$ ; $\gamma \text{ P/P} = - 0,43 \text{ \% /}^\circ\text{C}$		

Fonte: Manual do fabricante Photowatt®.

O módulo Photowatt® PWM500 SN 888460 possui 36 células, como pode ser vista na Fig. 07:

Figura 07 – Módulo modelo PWM500 da marca Photowatt®



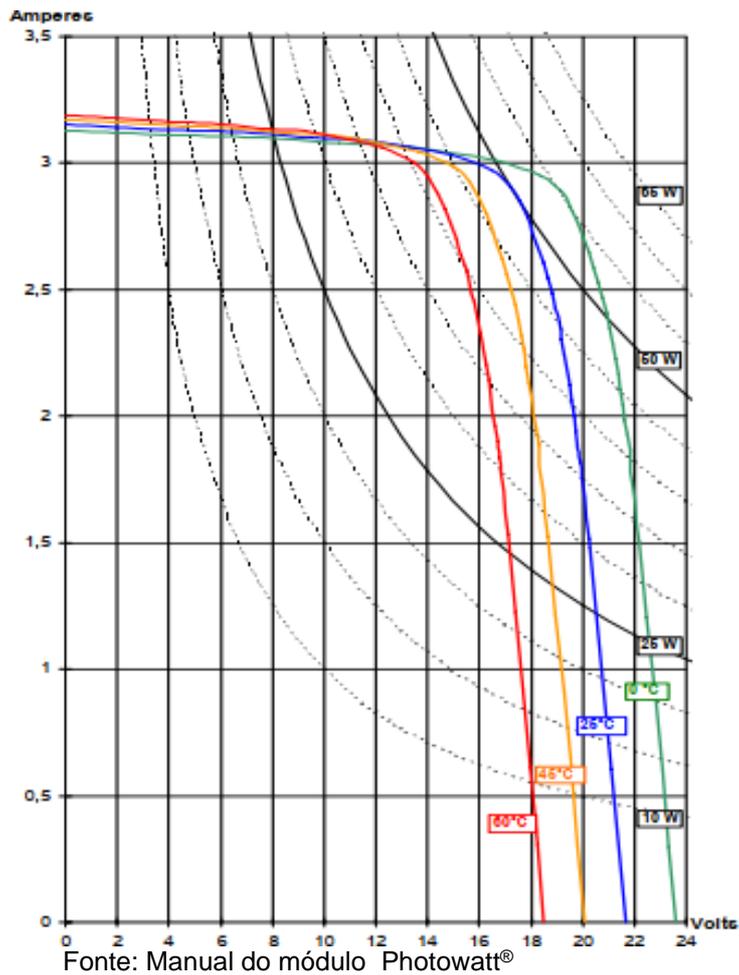
Fonte: Manual do fabricante Photowatt®.

A seguir, são apresentadas as curvas IxV características do fabricante, retiradas diretamente das especificações técnicas do módulo Photowatt®. Essas curvas,

servirão como parâmetros e serão comparadas com as curvas aferidas nos experimentos realizados neste estudo.

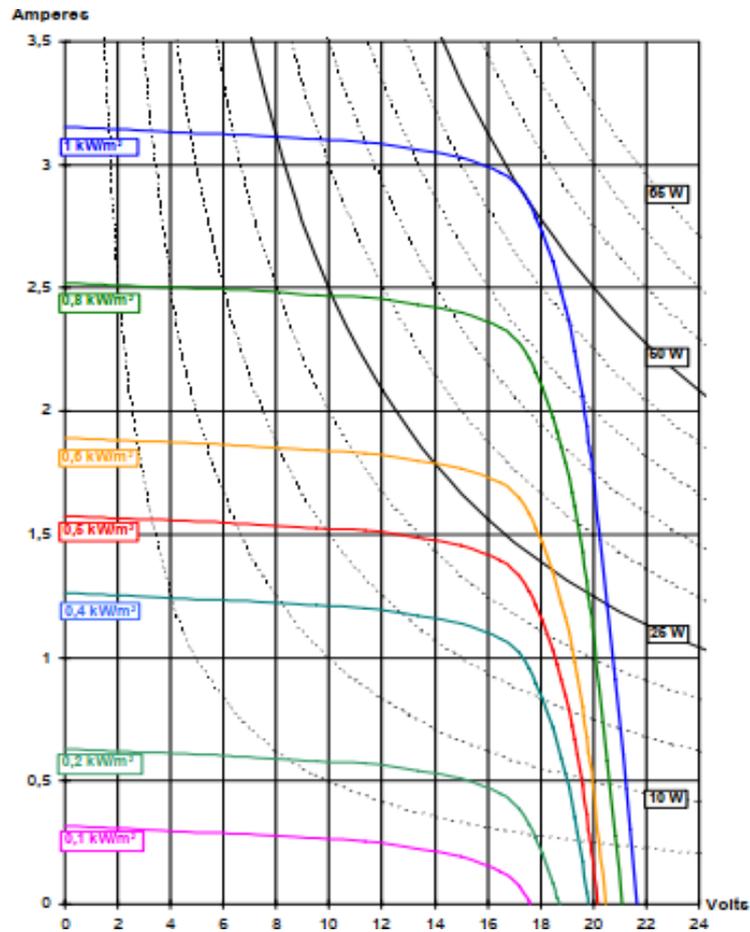
A primeira curva foi estabelecida em função da temperatura, como pode ser visto na Fig. 08:

Figura 08 - Curva IxV à  $I=1\text{kW}/\text{m}^2$  em função da temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\text{AM}=1,5$



A segunda curva apresentada é em função da irradiância, como pode ser visto na Fig. 09:

Figura 09 - Curva IxV à 25°C em função da Irradiância (kW/m<sup>2</sup>), AM = 1,5



Fonte: Manual do fabricante Photowatt®.

Para melhor compreensão e identificação da localização dos pontos quentes, durante a análise termográfica das células do módulo Photowatt® e Isofotón®, considerando-se que ambas possuíam 36 células, distribuídas em 9 linhas e 4 colunas, foi convencionada a distribuição das células com numerais, como se observa na Tabela 04:

Tabela 04 - Representação numérica das células do módulo Photowatt®

1	2	3	4
5	6	7	8
9	10	11	12
13	14	15	16
17	18	19	20
21	22	23	24
25	26	27	28
29	30	31	32
33	34	35	36

Fonte: Acervo pessoal.

### 3.1.2 Módulo Isofotón® IS-75 S/12

Este módulo foi projetado com tecnologia monocristalina e suas principais especificações técnicas foram descritas na Tabela 05:

Tabela 05 - Especificações técnicas do módulo modelo IS-75 S/12 da marca Isofotón®

Especificações técnicas do módulo IS-75 S/12 em 1000 W/m <sup>2</sup> ; T <sub>mod</sub> = 25°C; AM = 1,5		
Máxima potência	Wp	75 +/- 10%
Voltagem máxima	V	17,3
Corrente máxima	A	4,34 A
Corrente de curto-circuito – I <sub>sc</sub>	A	4,67
Tensão de circuito aberto – V <sub>oc</sub>	V	21,6
Tensão máxima do sistema – V <sub>mp</sub>	V	17,3
Peso do módulo	Kg	9,0
Dimensão do módulo	mm	1224.0 x 545.0 x 39.5mm
Coeficiente de temperatura $\alpha = 0.060 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ ; $\beta = -0.36 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$		

Fonte: Manual do fabricante Isofotón®.

Este módulo também é composto de 36 células e foi apresentado na Fig. 10 a seguir:

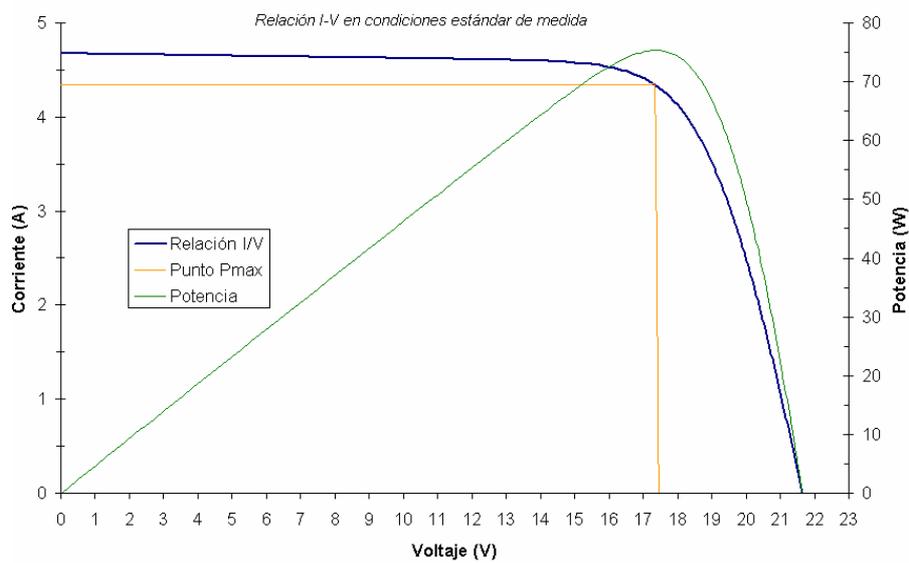
Figura 10 – Módulo modelo IS-75/12 Isofotón®



Fonte: Manual do fabricante Isofotón®.

A curva IxV nas condições padrão de medição para este módulo, onde a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a temperatura do módulo a  $25^\circ\text{C}$  e a massa de ar de 1,5 podem ser vistas na Fig. 11:

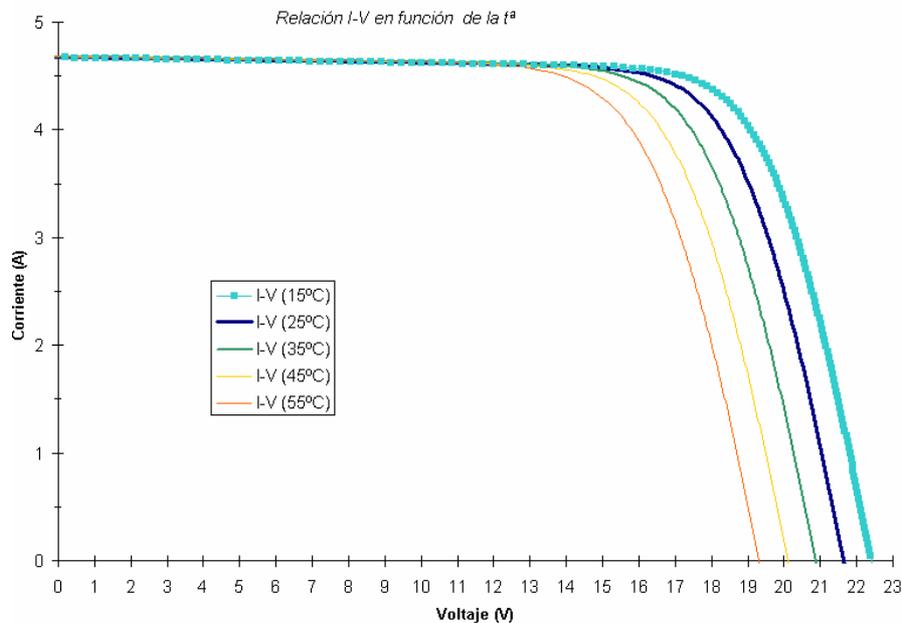
Figura 11 – Curva IxV nas condições padrão de medição ( $I=1\text{kW/m}^2$   $T_{\text{mod}} = 25^\circ\text{C}$ ),  $AM=1,5$ )



Fonte: Manual do módulo Isofotón® IS 75-12 ©.

Na Fig. 12 pode-se observar que a segunda curva IxV mostra a variação da corrente e da tensão em função da temperatura do módulo:

Figura 12 - Curva IXV à  $I=1\text{kW}/\text{m}^2$  em função da temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\text{AM}=1,5$



### 3.1.3 Câmera termográfica Flir<sup>®</sup> One Pro

As imagens termográficas foram captadas através da câmera Flir<sup>®</sup> One Pro<sup>®</sup> (Fig. 13) acoplada ao tablet Samsung<sup>®</sup> Tab A SM-T515 (Fig. 14). Essa câmera foi escolhida por dois motivos principais: baixo custo e baixo peso, portanto, embarcável (payload) no drone disponível para o experimento. Obviamente o preço dessa escolha foi a precisão limitada na leitura da temperatura e campo de visão relativamente estreito.

Figura 13 – Câmera termográfica modelo Flir<sup>®</sup> One Pro<sup>®</sup> da marca Flir<sup>®</sup>



Fonte: Manual da fabricante Flir<sup>®</sup>.

As especificações técnicas da câmera foram obtidas no manual do fabricante conforme apresentado a seguir na Tabela 06:

Tabela 06 – Especificações técnicas da câmera modelo Flir® One Pro da marca Flir®

FLIR® ONE PRO	
Dimensão do pixel térmico	12µm
Resolução térmica	19.200 pixels (160x120)
Sensibilidade térmica	70 mK
Faixas de temperatura de Objetos	-20° a 120°C; 0°C a 400°C
HFOV / VFOV	55°/43°
Precisão da medição	±3°C ou ±5%
Temperatura de operação	0 °C a 35 °C
Resolução visual	1440 x 1080

Fonte: Manual do fabricante Flir®.

Figura 14 - Tablet modelo Galaxy Tab A10 SM T515 da marca Samsung®



Fonte: Manual do fabricante Samsung®.

Já as imagens fotográficas, foram obtidas utilizando-se uma câmera do celular Iphone XR da marca Apple® (Fig. 15).

Figura 15 – Celular modelo Iphone XR da marca Apple®



Fonte: Manual do fabricante Apple®.

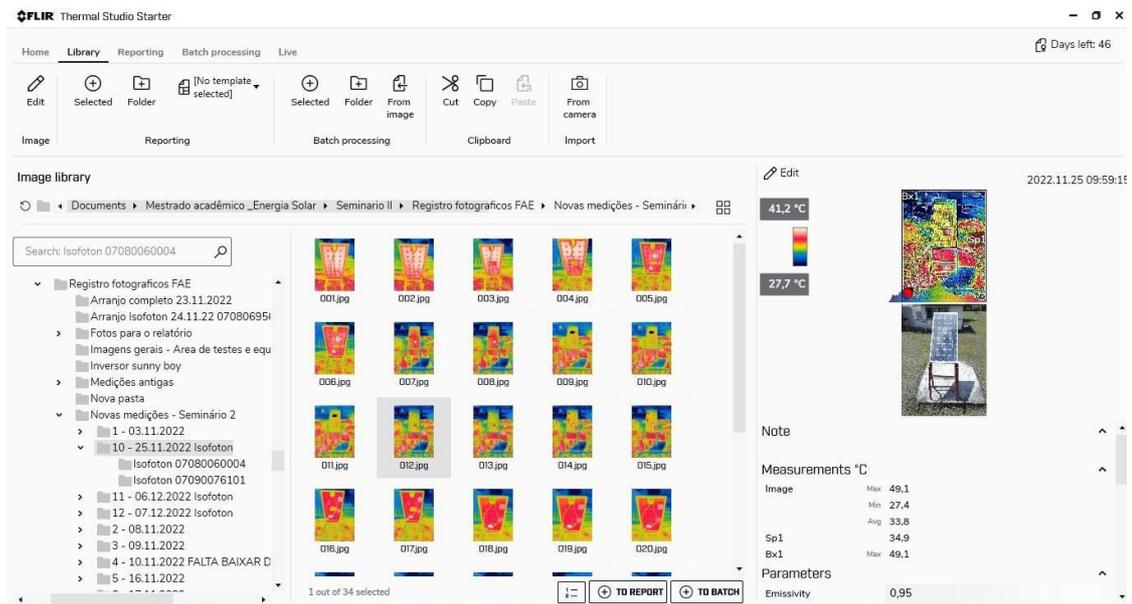
#### **3.1.4 Software de captação das imagens termográficas em solo – Flir® One**

O software utilizado para captação das imagens termográficas disponibilizado no tablet foi o Flir® One, do fabricante Flir®, onde as imagens foram obtidas em solo. Nenhuma configuração foi realizada neste software e todas as imagens obtidas por este aplicativo foram transferidas para um computador e editadas pelo software Thermal Studio Starter, também do mesmo fabricante.

#### **3.1.5 Software de tratamento das imagens – Thermal Studio Starter**

O software Thermal Studio (Fig. 16) do fabricante Flir®, foi utilizado para edição das imagens termográficas. Pode-se aferir as temperaturas em pontos escolhidos baseando-se na presença de pontos quentes, calibrar a emissividade e inserir dados climáticos pertinentes às medições como: temperatura ambiente ( $T_{am}$ ), velocidade do vento média ( $V_{VM}$ ), umidade relativa do ar ( $UR_{ar}$ ) e ainda aferir a temperatura refletida ( $T_R$ ), onde todos esses parâmetros citados foram essenciais no ensaio. Através desse software foram realizados todos os processos de tratamento das imagens termográficas dos módulos.

Figura 16 – Print screen de tela do software Thermal Studio Starter da marca Flir®



Fonte: Software do fabricante Flir®.

### 3.1.6 Drone

Para inspeções aéreas dos módulos e arranjos FV, a câmera Flir® One Pro foi acoplada a um drone modelo Bebop-Pro Thermal da marca Parrot® (Fig. 17). O drone basicamente teve a função de transportar a câmera com o objetivo de oferecer agilidade as inspeções. A câmera pode ser acoplada em ângulos distintos de 0°, 45° e 90°.

Figura 17 – Drone modelo Bebop-Pro Thermal da marca Parrot®



Drone com câmera Flir® One Pro acoplada.  
Fonte: Manual do fabricante da Parrot Drone SAS.

### 3.1.7 Software de captação de imagens termográficas por drone

Para obtenção das imagens termográficas com câmera termográfica Flir® Pro One acoplada ao drone nos sobrevoos, foi utilizado o aplicativo Freeflight Thermal da Parrot®.

### 3.1.8 Traçador de curvas IxV

Para mensurar o comportamento elétrico dos módulos e arranjos foi utilizado o traçador de curva IxV modelo PVPM 1500X da marca PVE Photovoltaik Engineering® (Fig. 18), com as seguintes especificações técnicas apresentadas na Tabela 07.

Tabela 07 - Especificações técnicas do traçador de curvas IxV modelo PVPM 1500X da marca PVE Photovoltaik Engineering

Modelo	PVPM 1500X
Designação do dispositivo	Pico de energia e medição característica
Temperatura de trabalho	0° C a +50°C em 10% a 90% Umidade relativa (sem condensação)
Faixa de operação do sensor de Irradiância	0 a 1300W/m <sup>2</sup>
Faixa de operação do sensor de temperatura	de -40°C até +120°C
Tensão máxima de entrada	1500 V
Corrente máxima de entrada	20 A
Acuracidade	≤ 1%, pico de energia ± 5%
Grau de proteção	IP40

Fonte: Manual do fabricante Flir®

Figura 18 – Traçador de curvas modelo PVPM 1500X da marca PVE Photovoltaik Engineering

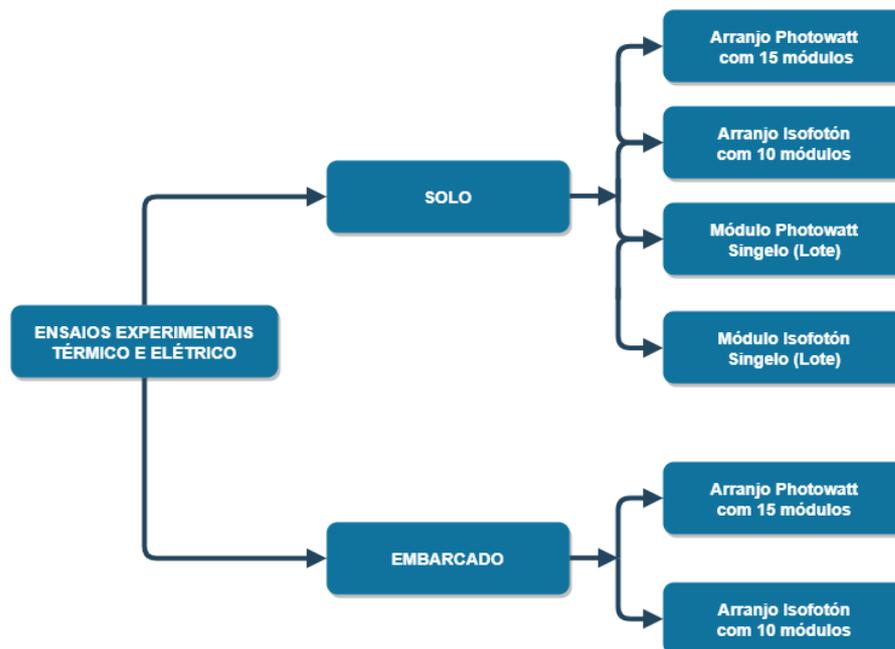


Fonte: acervo pessoal.

### 3.1.9 Ensaios experimentais térmicos e elétricos

Foram realizados ensaios experimentais em seis arranjos FV diferentes: quatro em solo e dois embarcados, conforme pode ser visto na Fig. 19. Para avaliação da degradação de módulos FV de um determinado lote, foram feitos estudos individuais módulo a módulo.

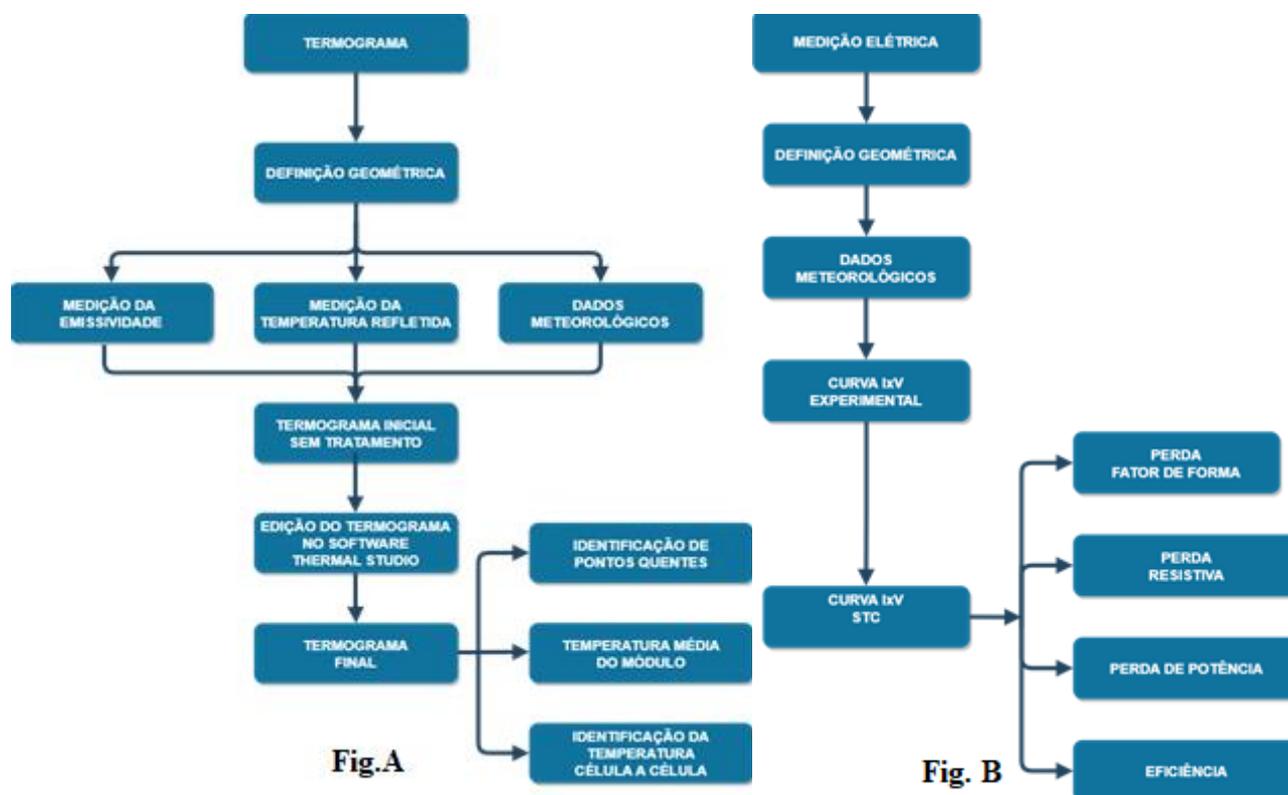
Figura 19 - Ensaios experimentais térmicos e elétricos realizados



Fonte: Acervo pessoal.

Para a obtenção dos termogramas, cada arranjo mencionado acima necessitou da definição geométrica para uma resolução especificada da imagem e também para evitar possíveis sombreamentos radiativos do operador ou de parte do arranjo. Também foram necessárias as medições da emissividade, temperatura refletida, temperatura ambiente, irradiação solar, velocidade do vento e umidade. A Fig. 20 (A) mostra o fluxograma dessas atividades experimentais. A Fig. 20 (B) para o caso das medições elétricas.

Figura 20 – Atividades experimentais prévias para obtenção do termograma e curva IxV na condição STC



Fonte: Acervo pessoal.

### 3.1.10 Arranjos com um único módulo

Os arranjos com um único módulo consistiram de um tripé de alumínio, o qual foi utilizado como base para suporte de sustentação da câmera termográfica acoplada ao tablet. Para a sustentação dos módulos, foi utilizado um suporte de ferro feito sob medida. Ambos os suportes foram dispostos em um ângulo de 45° em relação ao normal e um ângulo direcional de 0° entre o sensor da câmera termográfica e os módulos, evitando-se a ocorrência de reflexo na captação das imagens infravermelhas (IV), pois este fator poderia mascarar a análise termográfica.

Esses arranjos foram montados levando em consideração as especificações técnicas do sensor da câmera termográfica a fim de se obter o máximo da resolução a determinada distância do alvo, que neste caso foram os módulos.

Inicialmente, nos arranjos com um único módulo, os módulos foram testados em um arranjo de forma isolada, painel a painel, os quais foram identificados segundo seu número de série de fábrica e tiveram suas células numeradas de 1 a 36, como citado anteriormente. Os módulos que apresentavam pequenos defeitos foram consertados através da troca de cabos, conectores e/ou diodos de junção. Já os outros módulos

que estavam inoperantes foram removidos do estudo. Cada módulo foi testado eletricamente através do traçador de curvas IxV e termograficamente pela câmera infravermelha.

O posicionamento do sensor da câmera e do módulo foram calculados com base na geometria óptica, considerando-se as dimensões do módulo como alvo desejado e as especificações técnicas do sensor, como sua largura e seu campo de visão.

Considerando-se as especificações técnicas do módulo e do sensor da câmera, onde temos a largura do módulo igual a 1042mm e a distância focal e campo de visão horizontal do sensor igual a 1,9mm e 55° (Fig. 21), respectivamente, temos:

$$\text{TAN} \frac{55}{2} = \frac{\text{LARGURA DO SENSOR}}{2} / \text{DISTÂNCIA FOCAL}$$

$$0,52056 = \frac{\text{LARGURA DO SENSOR}}{2} / 1,9\text{mm}$$

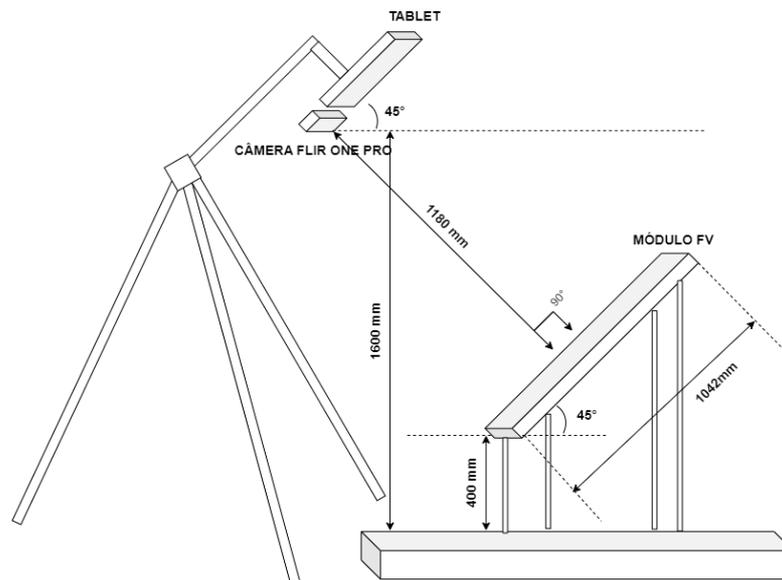
$$\text{LARGURA DO SENSOR} = 1,97815 \text{ mm}$$

$$\frac{\text{DISTÂNCIA FOCAL}}{\text{DISTÂNCIA DO OBJETO}} = \frac{\text{LARGURA DO SENSOR}}{\text{LARGURA DO MÓDULO}}$$

$$\frac{1,9 \text{ mm}}{\text{DISTÂNCIA DO OBJETO}} = \frac{1,97815 \text{ mm}}{1042 \text{ mm}}$$

$$\text{DISTÂNCIA DO OBJETO} = 1000,83411 \text{ mm}$$

Figura 21 - Setup do arranjo FV com dados geométricos



Arranjo FV para captação das imagens termográficas.  
Fonte: Acervo pessoal.

Na Fig. 22 observa-se o registro fotográfico do arranjo com um único módulo FV:

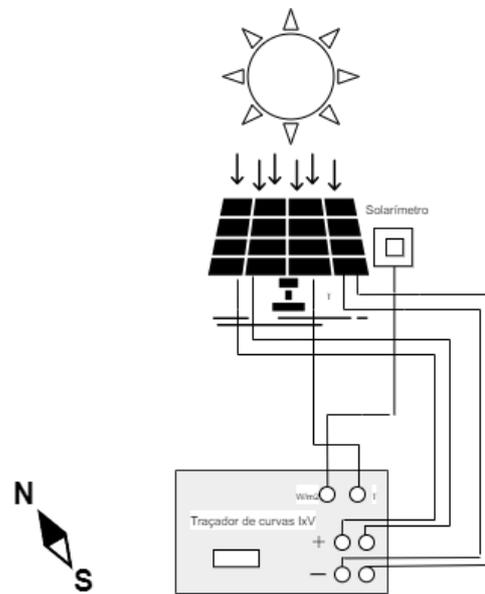
Figura 22 – Registro fotográfico do arranjo com um módulo FV montado



Imagem apresentando tripé, tablet, câmera termográfica e módulo Photowatt® em arranjo isolado.  
Fonte: Acervo pessoal.

Neste mesmo arranjo foram medidas as curvas IxV, utilizando-se o traçador de curvas, onde o mesmo era composto por um módulo principal, um solarímetro e um sensor de temperatura conectado sempre na parte traseira do módulo. Nas Figs. 23 e 24 tem-se a representação do arranjo elétrico e da imagem fotográfica:

Figura 23 - Setup da parte elétrica do arranjo FV



Arranjo apresentando módulo, solarímetro e traçador de curvas IxV.  
Fonte: Acervo pessoal.

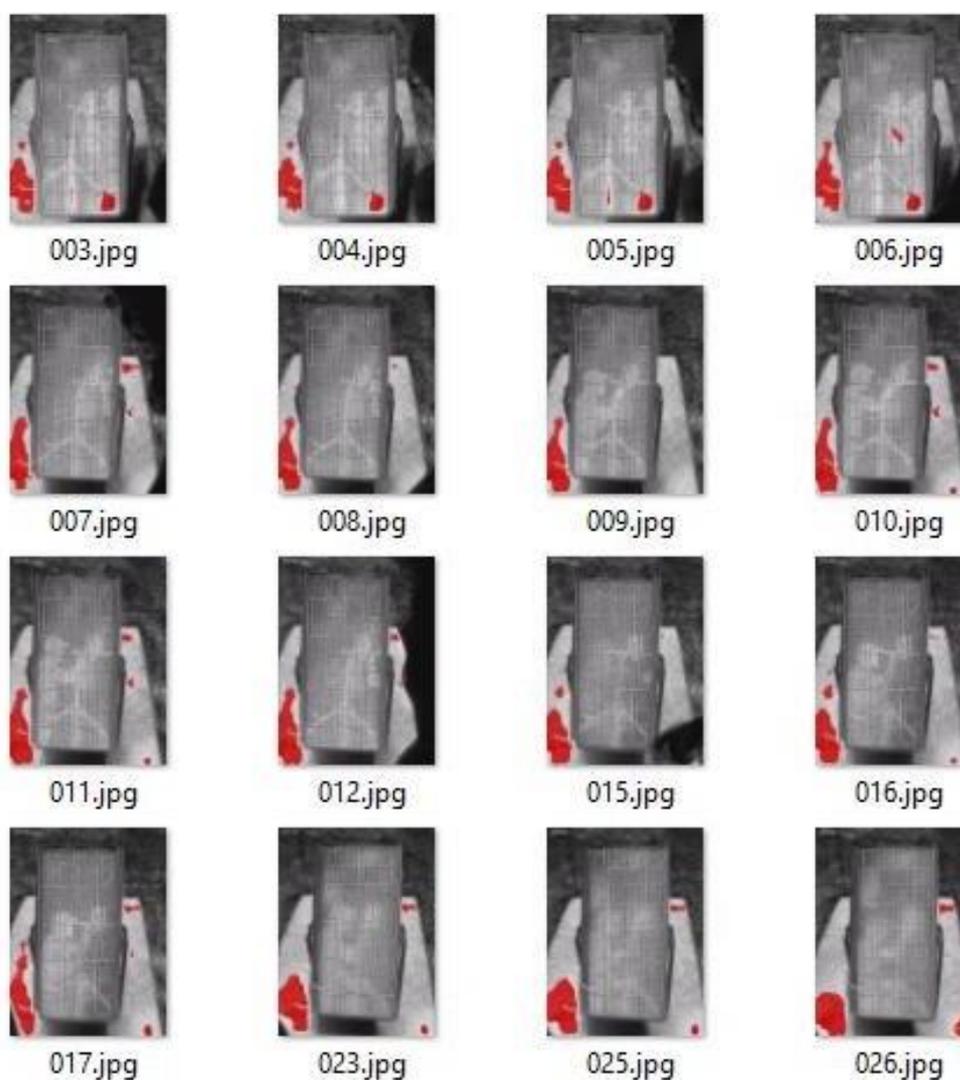
Figura 24 - Imagem fotográfica do arranjo elétrico com traçador de curvas IxV



Arranjo apresentando módulo, Solarímetro e traçador de curvas IxV em arranjo isolado.  
Fonte: Acervo pessoal.

Após montagem do arranjo, considerando-se os cálculos apresentados, e apesar do aproveitamento máximo da resolução da câmera, estando o sensor e o alvo em distâncias, até então consideradas como adequadas, foi observada a presença de um efeito que se repetia de forma padronizada nos diversos módulos em dias e horários variados, conforme a Fig. 25. Este efeito foi observado utilizando-se a paleta de cores na escala de cinza:

Figura 25 – Sequência de imagens IV de diversos módulos Photowatt®

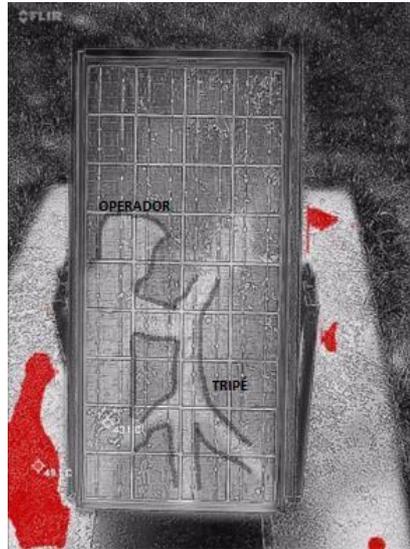


Sequência de termogramas em escala de cinza de diversos módulos Photowatt® em dias e horários diferentes apresentando radiação térmica do operador e do tripé em arranjo isolado.

Fonte: Acervo pessoal.

Observou-se que em todos os termogramas existe um padrão repetido nas imagens, ficando evidente o efeito da radiação térmica do corpo do operador e do tripé de alumínio, conforme pode ser observado na Fig. 26:

Figura 26 – Imagem IV do módulo Photowatt® em escala de cinza



Termograma em escala de cinza de módulos Photowatt® em dias e horários diferentes apresentando radiação térmica do operador e do tripé.  
Fonte: Acervo pessoal.

A seguir, na Fig.27, é mostrado a imagem do operador em situação real de uma medição onde foram captadas nos termogramas a radiação térmica do operador e do tripé:

Figura 27 – Imagem fotográfica da simulação da medição termográfica



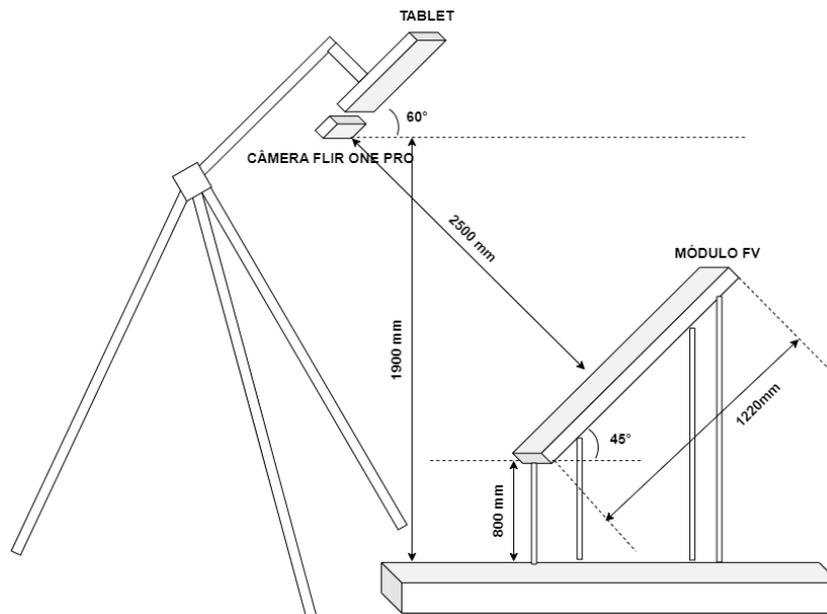
Fonte: Acervo pessoal.

Após identificação do efeito da radiação térmica nos termogramas, foi necessário um distanciamento do sensor da câmera e do módulo a fim de que este efeito fosse

eliminado.

O resultado final foi obtido distanciando o sensor da câmera do módulo, obtendo o arranjo elétrico da Fig. 28:

Figura 28 – Representação do arranjo com o módulo Photowatt® e dados geométricos



Setup apresentando o centro do módulo a 2,5 metros de distância do sensor da câmera a  $60^\circ$  da horizontal.  
Fonte: Acervo pessoal.

A seguir, na Fig. 29 é apresentado o arranjo com um módulo Photowatt®, compondo o Experimento 1:

Figura 29 – Imagem fotográfica do arranjo com um módulo Photowatt®

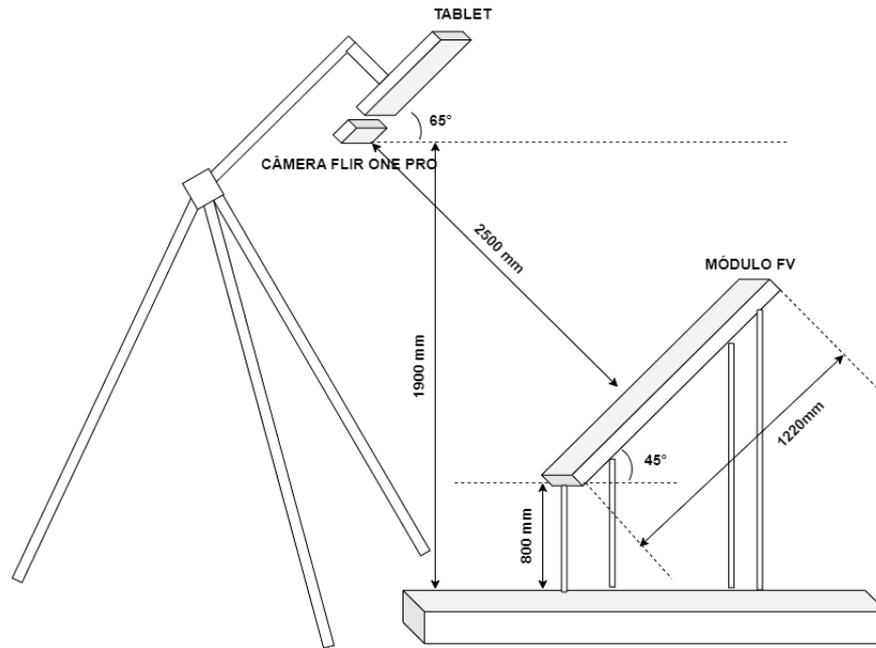


Fonte: Acervo pessoal.

Para os módulos Isofotón®, um pequeno ajuste na angulação da câmera

termográfica acoplada ao tablet também foi necessária, visto que o tamanho do módulo era maior que o arranjo composto por módulos Photowatt®. O arranjo ficou montado de acordo com a Fig.30:

Figura 30 – Representação do arranjo com o módulo Isototón® e dados geométricos



Setup apresentando o centro do módulo a 2,5 metros do módulo com o sensor da câmera à 65° do plano horizontal.

Fonte: Acervo pessoal.

A seguir, na Fig. 31, é apresentada uma imagem fotográfica do arranjo com um módulo Isototón®, compondo o Experimento 2:

Figura 31 - Imagem fotográfica do arranjo com um módulo Isototón®



Fonte: Acervo pessoal.

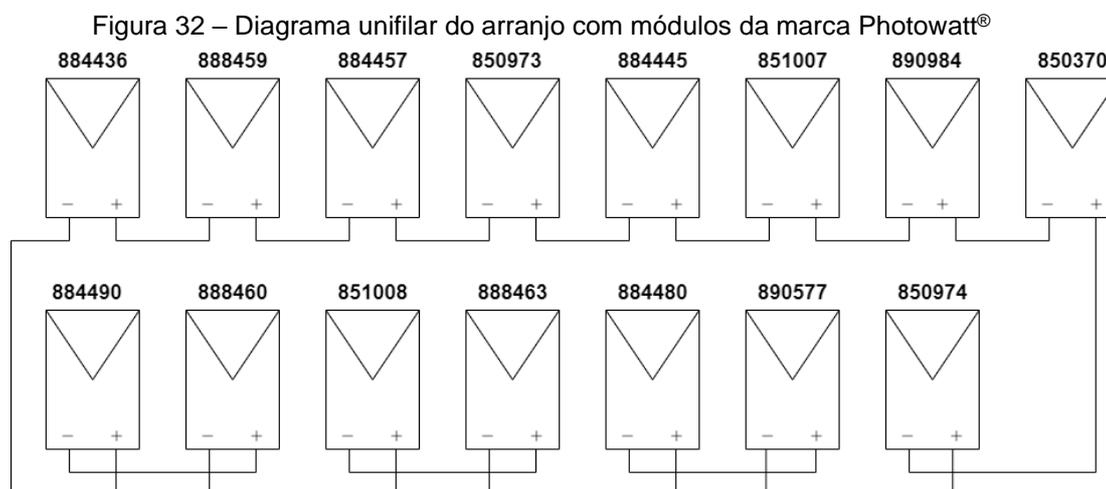
### 3.1.11 Arranjos em série

Após as medições dos módulos Photowatt® e Isofotón®, de forma isolada, foram montados dois arranjos ligados em série. No primeiro arranjo foram utilizados 15 (quinze) unidades do fabricante Photowatt® International S.A. (PWX 500), compondo assim, o Experimento 3. No segundo arranjo, foram utilizados 10 (dez) unidades do fabricante Isofotón® Photovoltaic Module IS-75 S/12, compondo assim o Experimento 4.

As medições do arranjo ligado em série seguiram as mesmas premissas do arranjo com módulos isolados, onde os dados da estação solarimétrica foram anotados e os termogramas tratados no software Flir® Thermal Studio.

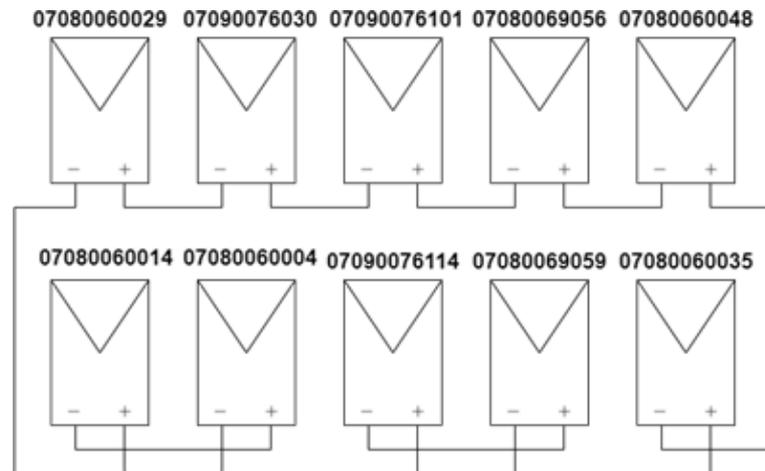
Por fim, as imagens destes arranjos foram captadas por drone em uma inspeção aérea para análise dos resultados, compondo assim o Experimento 5.

As Figuras 32 e 33 representam os diagramas unifilares do arranjo Photowatt® com 15 módulos e do arranjo Isofotón® com dez módulos ligados em série, respectivamente.



Arranjo de módulos Photowatt® ligados em série com seus respectivos números de série.  
Fonte: Acervo pessoal.

Figura 33 - Diagrama unifilar do arranjo com módulos da marca Isofotón®



Arranjo com módulo Isofotón® ligados em série com seus respectivos números de série.  
Fonte: Acervo pessoal.

A seguir, a Fig.34 representa os arranjos com os módulos ligados em série com dados geométricos:

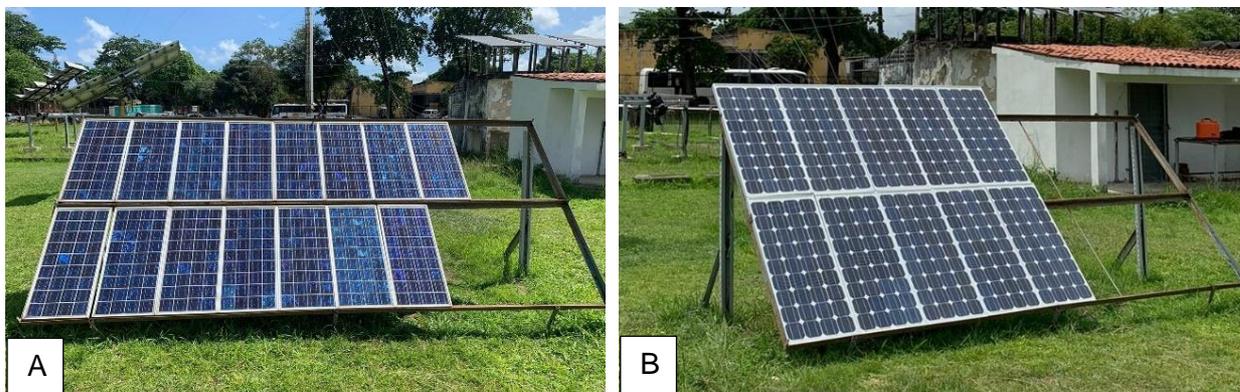
Figura 34 - Representação dos arranjos elétricos ligados em série com dados geométricos



Fonte: Acervo pessoal.

A Fig.35 mostra as imagens fotográficas dos arranjos FV Photwatt® (esquerda) e Isofotón® (direita) ligados em série. A Fig. 36 mostra a posição do tripé com a câmera em relação aos sistemas FV.

Figura 35 – A) Imagem fotográfica do arranjo elétrico Photowatt® ligado em série; B) Imagem fotográfica do arranjo elétricos Isofotón® ligado em série



Arranjos em série com 15 (quinze) módulos Photowatt® (à esquerda) – Experimento 3; e com 10 (dez) módulos Isofotón® (à direita) – Experimento 4.  
Fonte: Acervo pessoal.

Figura 36 - Imagem fotográfica do arranjo elétrico Photowatt®



Arranjo em série com módulos Photowatt® com tripé de sustentação (Experimento 3).  
Fonte: Acervo pessoal.

O último arranjo (Experimento 5) foi montado com o drone posicionado a uma altura aproximada de 6 (seis) metros. A câmera foi acoplada a um ângulo de 45° em relação à normal, da mesma forma que os módulos, para evitar reflexos. As Fig. 37 e 38 mostram a representação e a imagem fotográfica, respectivamente:

Figura 37 – Representação do arranjo em série com módulos e o drone

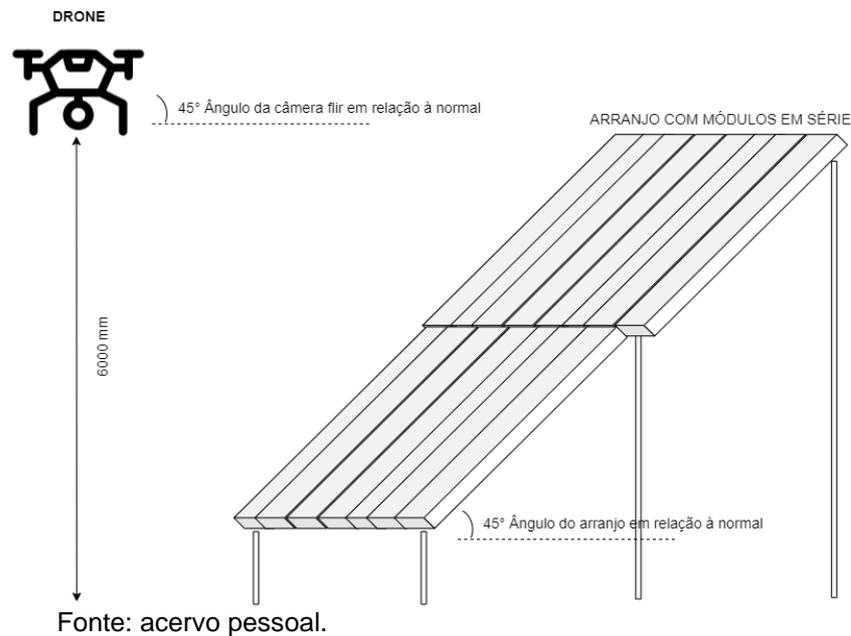


Figura 38 – Imagem fotográfica do arranjo Isofotón® e drone em operação



Termografia utilizando-se drone realizada no arranjo com módulos em série.  
Fonte: Acervo pessoal.

### 3.2 PROCEDIMENTOS

Todos os experimentos sempre foram iniciados com a limpeza dos módulos FV com pano úmido. Esses módulos sempre estiveram posicionados no mesmo local à 30° NE e com o mesmo cenário ao redor para manter constante a possível interferência da vizinhança sobre o experimento.

Os dados da estação solarimétrica da área de testes do Grupo de Pesquisa em

Fontes Alternativas de Energia da UFPE (Grupo FAE/UFPE) foram coletados para verificação dos parâmetros de temperatura do ar ( $T_{ar}$ ), umidade relativa do ar ( $U_{ar}$ ) e velocidade do vento média ( $V_{vm}$ ), individualmente, para cada intervalo de medição dos módulos. Esses três parâmetros foram aferidos, em média, de acordo com o período da medição. Os horários e dias das coletas também foram registrados para este teste.

Todas as medições foram realizadas sob condições de céu claro, com irradiância maior ou igual a  $600\text{W/m}^2$  e velocidade do vento amena — menor que  $2\text{m/s}$  — para obtenção de maior assertividade nas medições.

### 3.2.1 Calibração da temperatura média refletida do módulo FV

Considerando que a radiação que parte de uma superfície é o resultado da junção da radiação emitida por ele mesmo, e depende de sua temperatura, com a radiação refletida - que depende da temperatura da vizinhança e ainda que o elemento sensor do termovisor não é capaz distinguí-las - foi aplicado um procedimento simples. Neste procedimento utilizou-se uma folha de alumínio no seu lado mais espelhado (teste do papel alumínio), no mesmo ângulo de visão da captação normal do termovisor, para determinar a temperatura refletida, sendo então tal parâmetro passível de ser ajustado, possibilitando compensar a radiação advinda dos arredores.

Para a calibração, deve-se ajustar seus parâmetros de aquisição para emissividade unitária (igual a um) e distância nula, para registro apenas da temperatura aparente. Finalmente, deve-se focar no papel alumínio - que tem a função de anteparo - para registro da temperatura média nesta região, a qual corresponde à temperatura média refletida (CEMIG, 2010).

Neste estudo, chamaremos de temperatura média refletida frontal ( $T_{MRF}$ ) e temperatura média refletida traseira ( $T_{MRT}$ ) para as medições realizadas com a folha de papel alumínio nas partes frontal e traseira do módulo FV, respectivamente.

### 3.2.2 Calibração da emissividade (e) do módulo FV

Com relação à emissividade, parâmetro de grande importância na acuracidade dos valores de temperatura medidos neste estudo, para estimá-la, foi utilizado um método comparativo, onde utilizou-se uma fita de alta emissividade ( $e_{fita} = 0,95$ ) sobre a superfície do módulo FV. Após atingir o equilíbrio térmico entre a fita e este módulo, foi realizado o registro termográfico sobre a superfície padrão e ajustado o termovisor para o valor de emissividade da fita para obtenção da temperatura real do módulo, a

qual foi utilizada como referência. Finalmente, verificou-se a superfície do módulo e ajustou-se a emissividade no termovisor até que a temperatura registrada fosse igualada à temperatura de referência obtida previamente.

### 3.2.3 Captação e processamento das imagens

Imagens infravermelhas (IV) da frente e de trás dos módulos foram captadas para que, além da análise das células, também fosse possível verificar as condições da caixa de junção, das conexões e das estruturas traseiras dos mesmos.

Essas imagens foram submetidas a edições no software FLIR® Thermal Studio, onde foi utilizada a paleta de cores Rainbow HC (“arco-íris”). Já para a identificação da temperatura foi seguido um padrão determinado de cores e inseridos pontos de temperatura em locais definidos nos módulos, ou seja, nos pontos onde a fita isolante foram afixadas. Todos os parâmetros obtidos na estação solar, como temperatura média do ar ( $T_{ARM}$ ), umidade relativa ( $UR_{ar}$ ), além dos aferidos como emissividade ( $\epsilon$ ) e temperatura média refletida frontal ( $T_{MRF}$ ) e traseira ( $T_{MRT}$ ), foram inseridos neste software para aferição da temperatura nos pontos de interesse.

## 3.3 AVALIAÇÃO DO TERMOGRAMA E AÇÕES RECOMENDÁVEIS

A inspeção termográfica do módulo/arranjo FV é um procedimento do plano de manutenção preventiva, e, portanto, sua análise e conclusões necessariamente vão resultar na recomendação de alguma ação preventiva ou mesmo corretiva. Após a constatação da ocorrência de anomalias na temperatura do módulo, com base em Jahn et al. (2018), categorizam-se 3 situações com as respectivas recomendações de ações:

#### a) Célula Normal

Se o gradiente de temperatura entre uma célula FV e a temperatura de uma célula saudável no módulo FV for menor que  $10^{\circ}\text{C}$ , a situação será considerada um caso normal, não problemático, e, portanto, sem nenhuma recomendação;

#### b) Célula aquecida

Se o gradiente de temperatura entre uma célula FV e a temperatura de uma célula saudável no módulo FV, for entre  $10^{\circ}\text{C}$  a  $20^{\circ}\text{C}$ , a situação será considerada um caso

que requer atenção e rastreamento nas próximas inspeções termográficas; e,

c) Ponto quente

Se o gradiente de temperatura entre uma célula FV e a temperatura de uma célula saudável no módulo FV for maior que 20°C, a situação irá provocar uma degradação importante na potência, além de potencialmente colocar em risco a integridade do módulo, e, conseqüentemente, podendo provocar incêndio e resultando em problemas de segurança. A recomendação neste caso é a troca do módulo.

## 4. RESULTADOS

Os resultados serão apresentados e discutidos considerando as medições realizadas nos módulos Photowatt® e Isofotón®, de forma isolada, depois nos arranjos com os respectivos módulos ligados em série e com aquisição de termograma no solo, e, depois embarcado no drone conforme mostrado anteriormente.

### 4.1 EXPERIMENTO 1: MÓDULO PHOTOWATT® SÉRIE 884436

O experimento no módulo Photowatt®, série 884463, foi realizado no dia 18.11.2022, no período entre 10:59h e 11:15h. Neste intervalo, foram coletados os seguintes dados meteorológicos da estação solarimétrica:

- a) Velocidade do vento média ( $V_{VM}$ ): 1,46 m/s;
- b) Temperatura do ar média ( $T_{ARM}$ ): 30,60°C; e,
- c) Umidade relativa do ar média ( $UR_{ar}$ ): 61,64.

#### 4.1.1 Medição da temperatura refletida frontal – TMRF

Após a coleta dos dados meteorológicos da estação solarimétrica, foi realizada a calibração da temperatura refletida ( $T_r$ ), utilizando-se uma folha de papel alumínio.

No editor de imagens Flir® Thermal Studio foram inseridos os dados meteorológicos e configuradas a emissividade unitária e a distância nula.

O termograma obtido resultou uma temperatura média refletida aparente ( $T_{MRA}$ ) da parte frontal do módulo de 35,4°C.

As Figs. 39 e 40 a seguir exibem o experimento e o termograma, respectivamente:

Figura 39 – Imagem fotográfica da folha de papel alumínio afixado ao módulo Photowatt®



Papel alumínio afixado na parte frontal do módulo.  
Fonte: Acervo pessoal.

Figura 40 – Imagem IV de folha de papel alumínio afixado ao módulo Photowatt®



Termograma do módulo retirada em solo com papel alumínio afixado na parte frontal do módulo, para aferição da temperatura média frontal ( $T_{MRF}$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

#### 4.1.2 Calibração da emissividade (e) para a parte frontal do módulo

A calibração da emissividade ( $e$ ) da parte frontal do módulo foi feita mediante um procedimento conhecido como teste da fita.

A fita, de emissividade conhecida, foi colocada na superfície do módulo conforme podemos observar na Fig. 41 e após alguns minutos, quando a fita e o módulo atingiram o equilíbrio térmico, foi aferida a temperatura sobre a fita e sobre a célula onde ela estava afixada.

A comparação da temperatura da fita apenas com a temperatura da célula onde ela está afixada é fundamental, pois haverá um aquecimento sobre esta célula devido ao sombreamento causado pela fita nesta célula.

Figura 41 – Imagem fotográfica da parte frontal do módulo Photowatt® com fita isolante afixada

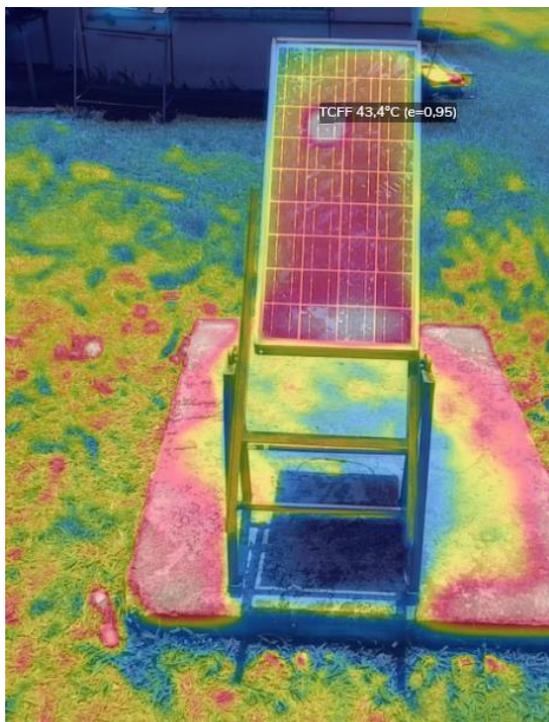


Fita para calibração da emissividade (seta preta vazada) afixada na célula 10 do módulo.  
Fonte: Acervo pessoal.

A temperatura da fita na parte frontal do módulo ( $T_{CF}$ ) com a emissividade conhecida, ( $e = 0,95$ ) foi comparada com a temperatura aferida na mesma célula próximo à fita ( $T_{SF}$ ). Após aferição desta última, foi ajustada sua emissividade até obtenção da mesma temperatura da fita.

A seguir, na Fig. 42, podemos observar o termograma do módulo 884436 com a fita afixada:

Figura 42 – Imagem IV frontal do módulo Photowatt® com fita isolante afixada



Termograma do módulo retirado em solo com fita afixada na parte frontal.  
Fonte: Acervo pessoal.

Foi observado conforme Fig. 43 que a temperatura na fita, que tinha a emissividade conhecida ( $e=0,95$ ), igualava-se à da célula apenas quando era ajustada a emissividade para 0,93.

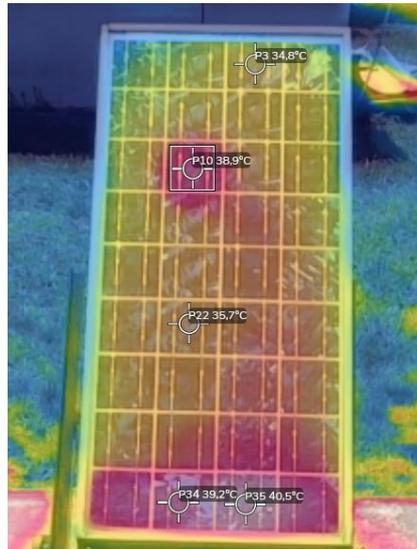
Figura 43 – Imagem IV aproximada da célula com fita isolante afixada na parte frontal do módulo Photowatt®



Fonte: Acervo pessoal.

A seguir, a Fig. 44 mostra a parte frontal do módulo com emissividade calibrada e temperaturas em diversos pontos:

Figura 44 – Imagem IV frontal do módulo Photowatt® com emissividade calibrada



Termograma do módulo retirada em solo e calibrada no software Thermal Flir® Studio.  
Fonte: Acervo pessoal.

Neste termograma, foi observado que o hotspot na célula 10 — P10 — permaneceu mesmo com a retirada da fita desta célula. Este ponto quente foi eliminado somente após cerca de 10 minutos, o que também foi observado em imagens traseiras e invertidas deste mesmo módulo.

Observando este primeiro experimento, pode-se ver como em Moreton (2015), que não necessariamente qualquer variação de temperatura entre as células deve ser caracterizada como uma célula defeituosa e que é necessário saber interpretar esses termogramas a partir de uma análise mais profunda sobre as diferenças de temperaturas apresentadas entre as células.

#### 4.1.3 Medição da temperatura média refletida traseira - $T_{MRT}$

Os módulos também foram analisados na parte traseira, onde observaram-se os pontos quentes nos mesmos locais da parte frontal. Para isto, foi realizada a mesma sequência de medição, porém, considerou-se que as condições geométricas e climáticas foram diferentes da parte frontal. A seguir, na Fig.45, apresenta-se a fotografia da parte traseira do módulo com o papel alumínio para medição da temperatura refletida.

Figura 45 – Imagem fotográfica do módulo Photowatt® com folha de papel alumínio afixada na parte traseira



Imagem da parte traseira retirada a punho da parte traseira do módulo com papel alumínio afixado para aferição da temperatura refletida média traseira ( $T_{MRT}$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

A Fig. 46 mostra o termograma da parte traseira do módulo e temperatura refletida na folha de papel alumínio.

Figura 46 – Imagem IV do módulo Photowatt® com folha de papel alumínio afixada



Termograma obtido a punho da parte traseira do módulo com papel alumínio afixado para aferição da temperatura refletida média traseira ( $T_{MRT}$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

#### 4.1.4 Calibração da emissividade (e) para a parte traseira do módulo

De acordo com a mesma sequência realizada na parte frontal, também foi realizado o teste da fita na parte traseira para medição da emissividade, conforme Fig. 47.

Figura 47 – Imagem fotográfica da traseira do módulo Photowatt® com fita isolante afixada



Imagem retirada a punho da traseira do módulo com fita afixada.

Fonte: Acervo pessoal.

O resultado obtido referente à emissividade pode ser observado na Fig. 48:

Figura 48 – Imagem IV aproximada da célula do módulo Photowatt® com fita isolante afixada

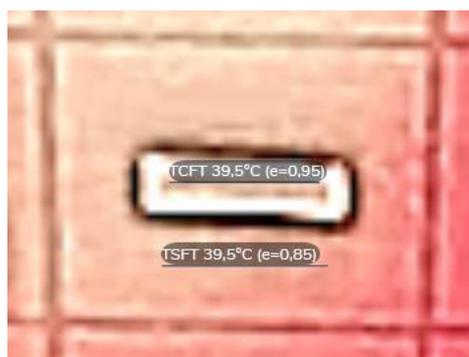


Imagem aproximada da célula com fita isolante retirada a punho para aferição da temperatura na fita isolante sobre o módulo e emissividade 0,95 – Parte traseira.

Fonte: Acervo pessoal.

Após calibração da temperatura refletida e emissividade, o termograma foi realizado com a identificação dos pontos quentes conforme Fig. 49.

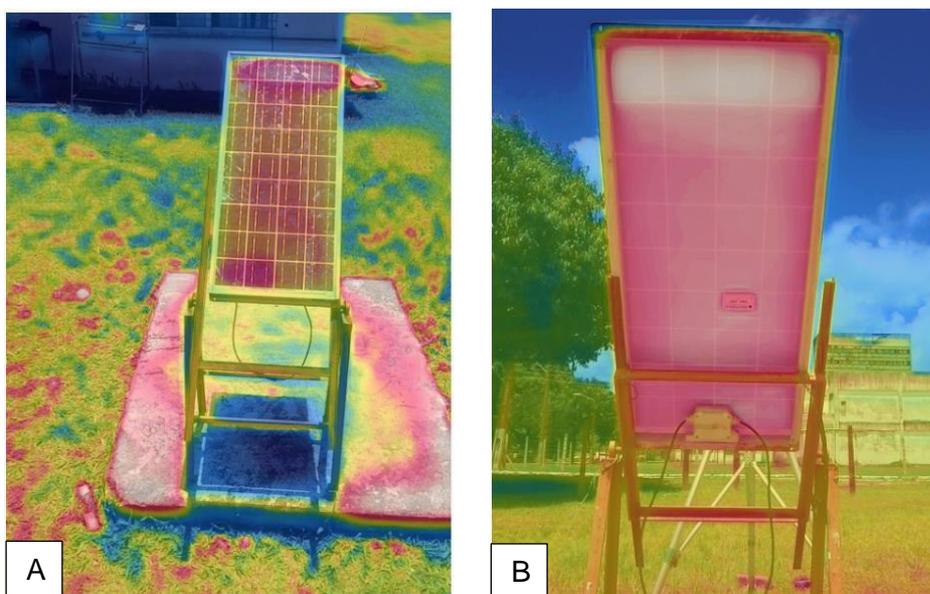
Figura 49 – Imagem IV da traseira do módulo Photowatt® com emissividade calibrada



Imagem retirada a punho da traseira do módulo com emissividade calibrada.  
Fonte: Acervo pessoal.

Neste módulo, à título de confirmação da localização dos pontos quentes, foi realizada termografia com o módulo invertido em 180° na parte frontal e traseira, onde foram confirmados os pontos quentes nos mesmos locais, conforme pode-se observar na Fig. 50.

Figura 50 – A) Imagem IV frontal do módulo Photowatt® invertido a 180°; B) Imagem IV traseira do módulo Photowatt® invertido a 180°



Na figura à esquerda, observa-se termograma da parte frontal do módulo, realizado às 11:16; Na figura à direita, observa-se termograma realizado às 11:14h da parte traseira  
Fonte: Acervo pessoal.

Nestes últimos termogramas, observou-se que já não havia mais ponto quente na célula 10 — P10 — após cerca de pouco mais de 10 minutos passados entre um termograma e outro.

Após análise dos termogramas da parte frontal e traseira, inclusive invertendo-se o módulo, com as respectivas temperaturas refletidas e emissividade calibradas, foi observado pontos quentes nas células 34 e 35 conforme a representação da Tab. 08:

Tabela 08 - Representação numérica das células com hotspot no módulo Photowatt®

1	2	3	4
5	6	7	8
9	10	11	12
13	14	15	16
17	18	19	20
21	22	23	24
25	26	27	28
29	30	31	32
33	34	35	36

Fonte:Acervo pessoal.

A seguir, na Tab. 09, foi comparada a diferença de temperatura da parte frontal e traseira do módulo.

Tabela 09 - Temperaturas na parte frontal e traseira em diferentes células do módulo Photowatt®

Ponto medido	Temperatura(°C) parte frontal	Temperatura(°C) parte traseira
P3	34,8	42,4
P10	38,9	44,4
P22	35,7	43
P34	39,2	47,3
P35	40,5	47,8

Fonte: Acervo pessoal.

Para complementar essa análise, foram medidas as características elétricas do módulo Photowatt®, que podem ser vistas na Fig. 51. A curva vermelha consiste na curva IxV experimental, a azul na curva PxV experimental e a curva lilás na curva IxV corrigida para a condição STC. A Tab. 10 mostra em detalhe as propriedades elétricas do módulo, na condição corrigida para a condição STC e na última coluna na condição

do catálogo.

Figura 51 – Curva IxV e PxV do módulo Photowatt®

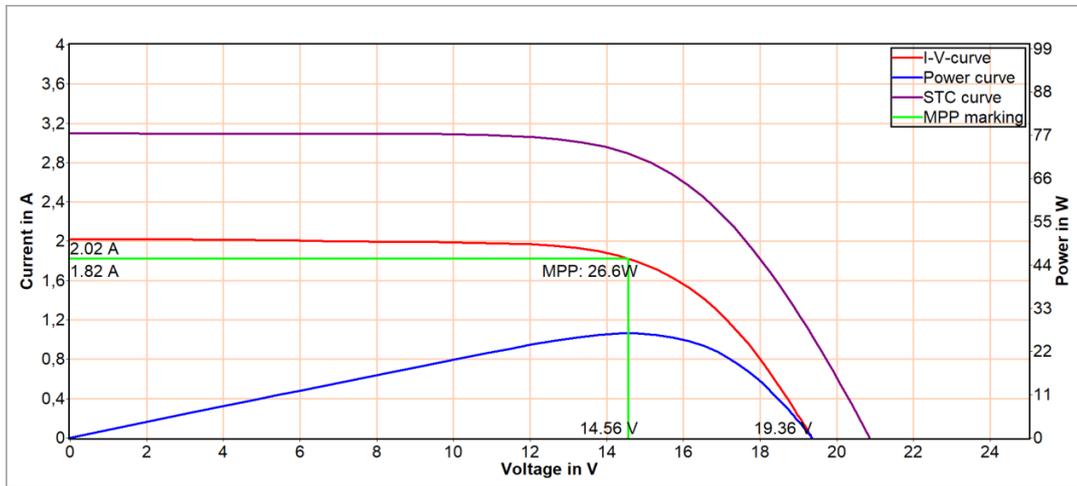


Imagem das curvas IxV e PxV para a medição real e STC.

Fonte: Acervo pessoal.

Tabela 10 – Dados da curva IxV do módulo Photowatt®

Parâmetro	Medido	STC	Referência
Pmax (W,Wp)	26,6	42,4	50
I <sub>p</sub> max(a)	1,82	2,8	2,9
U <sub>P</sub> max (V)	14,6	15,2	17,2
I <sub>sc</sub> (a)	2,02	3,1	3,1
U <sub>oc</sub> (V)	19,4	20,86	21,6
R <sub>s</sub> (Ohm)	1,5	1,3	0,6
R <sub>p</sub> (Ohm)	>0,6	>0,4	>0,4
FF (%)	68,1	65,7	74,5
E <sub>eff</sub> (W/m <sup>2</sup> )	652	1000	1000
T <sub>mod</sub> (°C)	38	25	25

Pmax: potência máxima; I<sub>p</sub> máx: corrente máxima ; U<sub>P</sub> máx: tensão máxima ; I<sub>sc</sub>(a): corrente de curto-circuito; U<sub>oc</sub>(V): tensão de circuito aberto; R<sub>s</sub> (Ohm): resistência em série; R<sub>p</sub> (Ohm): resistência em paralelo; FF (%): fator de forma; E<sub>eff</sub> (W/m<sup>2</sup>): irradiância; T<sub>mod</sub> (°C): temperatura do módulo

Fonte: Acervo pessoal.

Para este módulo a perda da potência foi de 15,20% com relação à sua potência nominal. Também é bastante significativo o aumento da resistência série (+116,7%) e a redução no FF (-11,8%).

#### 4.1.5 Resumo dos resultados do conjunto dos módulos Photowatt®

Na Tab. 11 são mostrados os resultados principais de todas as termografias efetuadas nos módulos Photowatt®. Os módulos Photowatt® apresentaram temperaturas máximas na parte frontal e traseira respectivamente de 47,60°C e 52,50°C para a seguinte condição meteorológica: irradiação solar de 750 W/m<sup>2</sup>, velocidade do vento de 1,75 m/s, temperatura média do ar de 30,9°C e umidade relativa do ar de 59%.

Outro detalhe importante observado, e que era previsível, foram as temperaturas mais altas na parte traseira do módulo.

A emissividade dos módulos policristalinos variou de 0,82 a 0,96 com um valor médio de 0,92.

A penúltima coluna expressa a diferença de temperatura máxima e mínima da parte traseira em um dado módulo FV e serve para fazer recomendações específicas deste módulo em análise. O lote de módulos Photowatt® analisado mostrou que cerca de 40% têm esse gradiente entre 10-20°C e que precisam ser registrados e acompanhados nas próximas inspeções termográficas. O restante dos módulos apresenta ou diferenças abaixo de 10°C e foram considerados normais. Já a última coluna -  $\Delta T$  - representa a diferença entre a temperatura média traseira do módulo (antipenúltima coluna) menos 25°C que é a temperatura nas condições padrão de teste – STC.

Na Tab. 12 estão mostrados e resumidos os principais resultados das medições elétricas para os módulos Photowatt®. Cabe ressaltar:

A taxa mínima de degradação foi de 0,60%/ano no módulo de série 851008 e a máxima de 1,31%/ano no módulo 888463. Um estudo experimental com duas tecnologias FV, fabricados antes de 2012 (ou seja, com uma relativa contemporaneidade com os tratados aqui), mostrou que a taxa de degradação média resultante foi de 0,5%/ano (SMITH *et al.*, 2012);

A resistência série (STC) sofreu uma notável elevação em todos os módulos, no mínimo para 1,20 Ohms (+100%) e um máximo para 2,90 Ohms (+ 383,33%);

O fator de forma (STC) sofreu uma pequena variação de cerca de 10%.

Tabela 11 - Dados da termografia dos módulos Photowatt®

		Meteorologia					Temp. módulo frontal (°C)			Temp. módulo traseira (°C)				▲T (°C)	
Módulo	N° de Série	Irradiação (W/m²)	Vel. vento (m/s)	Temp amb (°C)	Umidade (%)	Temp. Refletida Frontal(°C)	Emissividade Frontal	Max	Min	Média	Max	Min	Média		Max-Min
851008															
888460		681	1,20	30,72	54,18	20,50	0,93	43,60	34,70	39,40	44,70	32,40	40,80	12,30	15,80
888480		702	1,57	30,35	63,19	19,90	0,94	41,50	34,10	37,80	46,90	32,80	43,20	14,10	18,20
850370		706	1,33	30,71	60,28	20,40	0,91	38,40	34,30	36,00	42,70	33,20	39,30	9,50	14,30
888463		792	1,37	30,73	60,75	20,00	0,92	38,70	32,50	35,90	36,80	33,10	34,30	3,70	9,30
890964		817	1,40	31,37	58,55	19,80	0,94	43,50	36,70	42,40	42,90	31,90	40,30	11,00	15,30
890527		664	1,69	30,12	62,11	21,10	0,94	39,40	33,00	36,10	41,50	34,50	38,50	7,00	13,50
850974		750	1,75	30,91	59,03	18,05	0,82	47,60	36,20	40,70	52,50	35,50	42,90	17,00	17,90
884490		630	1,60	31,01	59,34	20,70	0,92	45,50	35,80	40,30	44,80	36,40	39,60	8,40	14,60
851007		854	1,74	29,60	66,39	19,30	0,95	39,80	32,30	35,70	41,30	33,40	36,70	7,90	11,70
884445		623	1,54	29,90	58,23	17,80	0,93	41,90	34,80	38,60	42,20	35,60	38,90	6,60	13,90
850973		641	1,67	30,22	58,61	18,40	0,94	43,30	31,30	37,20	49,40	37,50	40,40	11,90	15,40
884457		707	1,80	30,33	61,08	16,10	0,96	42,00	33,50	37,70	45,00	36,90	41,40	8,10	16,40
888459		681	1,88	30,19	61,01	18,05	0,91	39,00	33,40	37,70	42,80	35,20	39,10	7,60	14,10
884436		652	1,46	30,60	61,64	35,40	0,93	40,50	32,10	36,00	47,80	38,10	41,80	9,70	16,80
Valor médio		701,40	1,57	30,53	59,98	20,50	0,92	41,76	33,78	37,99	44,51	34,50	39,88	10,01	14,88

Tabela 12 - Dados da curva IxV dos módulos Photowatt®

Módulo	N° de Série	*▲T (°C)	Pmax (W,Wp)	Ip max (A)	UP max (V)	Isc (A)	Uoc (V)	Rs (Ohm)	Rp (Ohm)	FF (%)	Perda de Eficiência (%)	Eeff (W/ m²)	Tmod (°C)	Degradação média anual (15 anos)
851008	Medido	16,00	25,10	1,72	14,60	1,98	19,10	2,00	>0,5	66,60	9,00%	621	41	0,60%
	STC		45,50	2,77	16,40	3,18	21,47	1,40	>0,3	66,50		100 0	25	
888460	Medido	15,80	25,60	1,82	14,00	2,08	19,00	2,20	>0,5	64,60	19,60%	631	40,8	1,31%
	STC		40,20	2,68	15,00	3,06	20,70	1,80	>0,4	63,30		100 0	25	
888480	Medido	18,20	28,60	1,96	14,60	2,19	19,30	1,40	>0,6	67,90	13,60%	702	43,2	0,91%
	STC		43,20	2,80	15,50	3,11	20,77	1,20	>0,4	66,80		100 0	25	
850370	Medido	14,30	28,70	1,94	14,80	2,20	19,50	1,70	>0,5	66,90	11,80%	706	39,3	0,79%
	STC		44,10	2,75	16,00	3,12	21,26	1,30	>0,4	66,50		100 0	25	
888463	Medido	9,30	29,90	2,12	14,10	2,45	19,30	2,40	>0,4	62,90	19,60%	792	34,3	1,31%
	STC		40,20	2,68	15,00	3,10	20,68	2,10	>0,4	62,70		100 0	25	
890964	Medido	15,30	31,80	2,24	14,20	2,52	19,20	1,60	>0,5	65,70	16,60%	817	40,3	1,11%
	STC		41,70	2,74	15,20	3,08	20,57	1,40	>0,4	65,80		100 0	25	
890527	Medido	13,50	25,20	1,73	14,50	1,94	19,10	1,60	>0,6	67,70	18,40%	664	38,5	1,23%
	STC		40,80	2,61	15,60	2,93	20,91	1,30	>0,4	66,60		100 0	25	
850974	Medido	17,90	30,70	2,08	14,70	2,34	19,50	1,50	>0,5	67,10	11,60%	750	42,9	0,77%

884490	STC	14,60	44,20	2,77	15,90	3,12	21,10	1,20	>0,4	67,00	10,60%	1000	25	0,71%
	Medido		25,70	1,75	14,70	1,98	19,40	1,80	>0,6	67,10		630	39,6	
	STC		44,70	2,78	16,10	3,14	21,57	1,40	>0,4	66,10		1000	25	
851007	Medido	11,70	33,80	2,24	15,10	2,63	20,10	2,30	>0,3	64,00	13,80%	854	36,7	0,92%
	STC		43,10	2,62	16,50	3,08	21,59	1,90	>0,3	64,90		1000	25	
884445	Medido	13,90	25,40	1,74	14,60	1,93	19,30	1,50	>0,7	67,90	14,00%	623	38,9	0,93%
	STC		43,00	2,79	15,40	3,10	21,16	1,30	>0,5	65,70		1000	25	
850973	Medido	15,40	24,30	1,65	14,70	1,94	19,20	2,60	>0,4	65,10	11,40%	641	40,4	0,76%
	STC		44,30	2,58	17,20	3,02	22,13	1,70	>0,3	66,20		1000	25	
884457	Medido	16,40	27,80	1,94	14,30	2,19	19,40	1,90	>0,6	65,50	15,60%	707	41,4	1,04%
	STC		42,20	2,75	15,30	3,09	21,15	1,60	>0,4	64,50		1000	25	
888459	Medido	14,10	24,70	1,79	13,80	2,11	19,30	3,70	>0,4	60,40	21,40%	681	39,1	1,43%
	STC		39,30	2,63	14,90	3,10	21,32	2,90	>0,3	59,40		1000	25	
884436	Medido	16,80	26,60	1,82	14,60	2,02	19,40	1,50	>0,6	68,10	15,20%	652	41,8	1,01%
	STC		42,40	2,80	15,20	3,10	20,86	1,30	>0,4	65,70		1000	25	

## 4.2 EXPERIMENTO 2: MÓDULO ISOFOTÓN<sup>®</sup> SÉRIE 07080069056

Neste novo experimento, utilizamos um módulo FV do fabricante Isofotón<sup>®</sup>, série 07080069056. Este ensaio foi realizado no dia 24.11.2022 no período entre 11:22h e 11:57h.

Neste intervalo de tempo foram coletados os seguintes dados meteorológicos da estação solarimétrica:

- a) Velocidade do vento média ( $V_{VM}$ ): 1,29 m/s;
- b) Temperatura do ar média ( $T_{ARM}$ ): 31,25°C; e,
- c) Umidade relativa do ar média ( $UR_{ar}$ ) = 58,62.

### 4.2.1 Medição da temperatura refletida frontal – $T_{MRF}$

A mesma metodologia utilizada no experimento anterior, no item 4.1, foi aplicada aqui. O primeiro procedimento em campo foi a medição da temperatura média refletida aparente da parte frontal do módulo ( $T_{MRF}$ ). O registro fotográfico do arranjo com a folha de papel alumínio e o termograma com a  $T_{MRF}$  de 14,5°C podem ser observados nas Figs. 52 e 53, respectivamente.

Figura 52 – Imagem fotográfica do módulo Isofotón<sup>®</sup> com folha de papel afixada



Imagem fotográfica retirada a punho da frente do módulo para aferição da temperatura refletida média frontal ( $T_{MRF}$ ).

Fonte: Acervo pessoal.

Figura 53 – Imagem IV do módulo Isototón® com folha de papel alumínio afixada



Imagem IV retirada a punho da frente do módulo para aferição da temperatura refletida média frontal ( $T_{MRF}$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

#### 4.2.2 Calibração da emissividade ( $\epsilon$ ) para a parte frontal do módulo

Após calibração da temperatura refletida da parte frontal do módulo, foi realizado o teste da fita para calibração da emissividade, seguindo os mesmos moldes da metodologia do experimento anterior.

As Figs. 54 e 55 mostram o arranjo em registro fotográfico com a fita isolante afixada no módulo e o termograma, respectivamente.

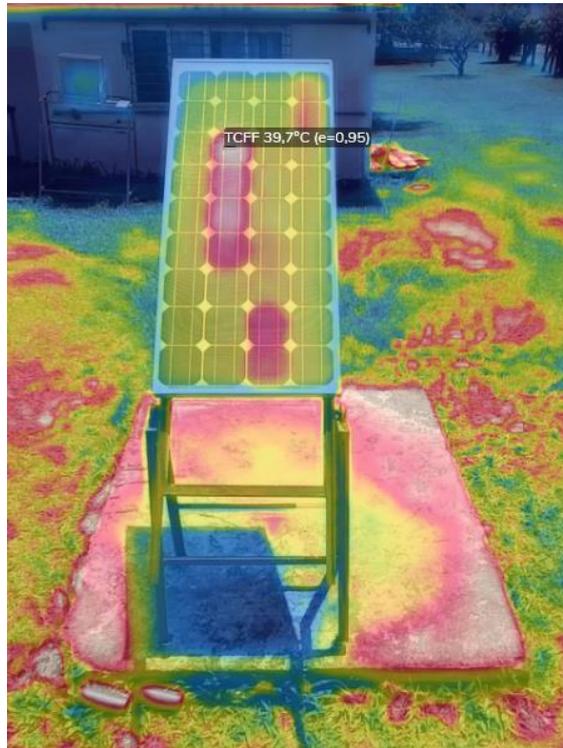
Figura 54 – Imagem fotográfica da fita isolante afixada no módulo Isofotón®



Fita para calibração da emissividade (seta preta vazada) afixada na célula 10 do módulo.  
Fonte: Acervo pessoal.

A temperatura da fita na parte frontal do módulo —  $T_{\text{CFF}}$  — que tem a emissividade conhecida ( $e = 0,95$ ) é comparada com a temperatura aferida na mesma célula próximo à fita —  $T_{\text{SFF}}$ . Após aferir esta última, foi ajustada sua emissividade até obter a mesma temperatura da fita.

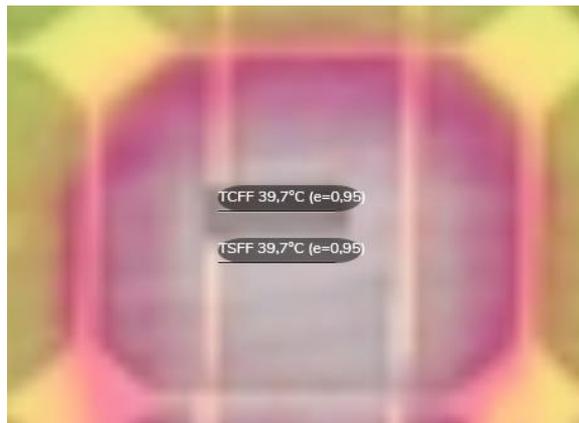
Figura 55 – Imagem IV frontal da fita isolante afixada no módulo Isofotón®



Termograma retirada a punho da parte frontal do módulo às 11:45h para aferição da temperaturaafixada.  
Fonte: Acervo pessoal.

Neste experimento, pode ser observado na Fig. 56 que a temperatura na fita, que tem a emissividade conhecida ( $e=0,95$ ), ficou igual à da célula, sem necessidade de ajustes, pois a emissividade continuou igual a 0,95.

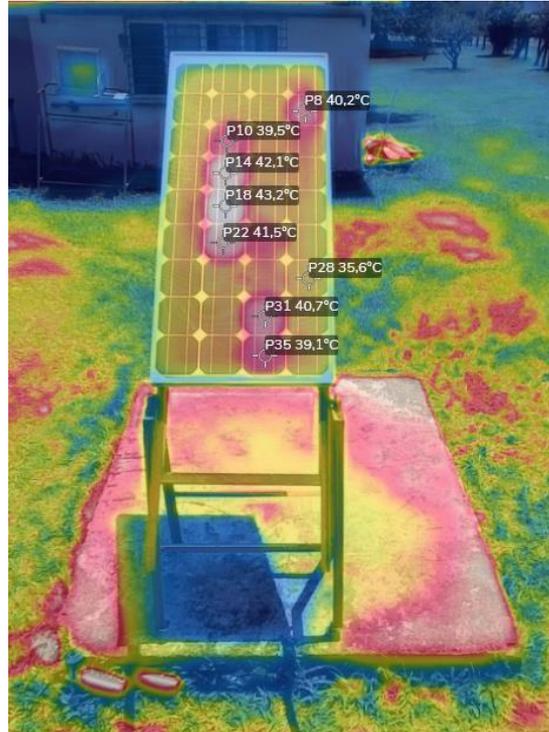
Figura 56 – Imagem IV aproximada da célula com fita isolante afixada do módulo Isofotón®



Termograma da parte frontal do módulo apresentando aproximação de célula com fita removida paraaferição da temperatura na fita isolante ( $e= 0,95$ ) e da temperatura logo abaixo desta para calibração da emissividade.  
Fonte: Acervo pessoal.

A seguir, a Fig. 57 mostra a parte frontal do módulo com emissividade calibrada e temperaturas em diversos pontos:

Figura 57 – Imagem IV frontal do módulo Isofotón® com emissividade calibrada



Termograma frontal do módulo retirada em solo às 11:48h apresentando emissividade calibrada.  
Fonte: Acervo pessoal.

Assim como no Experimento 1, utilizando-se o módulo Photowatt®, também foi observado no termograma que o hotspot na célula 10 — P10 — permaneceu mesmo com a retirada da fita desta célula. Este ponto quente também desapareceu após cerca de 10 minutos, o que foi observado nas próximas figuras com das partes traseiras e invertidas deste módulo.

#### 4.2.3 Medição da temperatura refletida traseira - $T_{MRT}$

Os módulos também foram analisados na parte traseira, podendo ser observados os pontos quentes nos mesmos locais da parte frontal. Para isto, foi realizada a mesma sequência de medição, porém, considerando-se que as condições geométricas e climáticas foram diferentes da parte frontal.

O registro fotográfico do arranjo com a folha de papel alumínio na parte traseira e o termograma com a  $T_{MRT}$  de 34,6°C podem ser observados nas Figs. 58 e 59, respectivamente.

Figura 58 – Imagem fotográfica do módulo Isofotón® com folha de papel alumínio afixada na parte traseira do módulo



Imagem retirada a punho da traseira do módulo para medição da temperatura refletida ( $T_r$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

Figura 59 – Imagem IV do módulo Isofotón® com folha de papel alumínio afixada



Termograma retirado a punho às 11:40h da traseira do módulo para aferição da temperatura média refletida traseira (TMRT).  
Fonte: Acervo pessoal.

#### 4.2.4 Calibração da emissividade (e) para a parte traseira do módulo Isofotón®

Continuando a sequência do ensaio, para calibração da emissividade, foi afixada a fita isolante na parte traseira do módulo FV conforme Fig. 60.

Figura 60 – Imagem fotográfica do módulo Isofotón® com fita isolante afixada na parte traseira do módulo



Imagem retirada a punho às 11:42h da traseira do módulo para aferição da temperatura na fita isolante afixada.  
Fonte: Acervo pessoal.

Na Fig. 61, o termograma com as medições da temperatura na fita isolante e logo abaixo da fita:

Figura 61 – Imagem IV aproximada de módulo Isofotón® com fita isolante afixada



Termograma retirado a punho aproximado da célula da parte traseira do módulo para aferição da temperatura na fita ( $e = 0,95$ ).

Fonte: Acervo pessoal.

O termograma da Fig. 62 mostra diversos pontos quentes após calibração da emissividade e temperatura refletida na parte traseira do módulo:

Figura 62 – Imagem IV traseira do módulo Isofotón® com emissividade calibrada

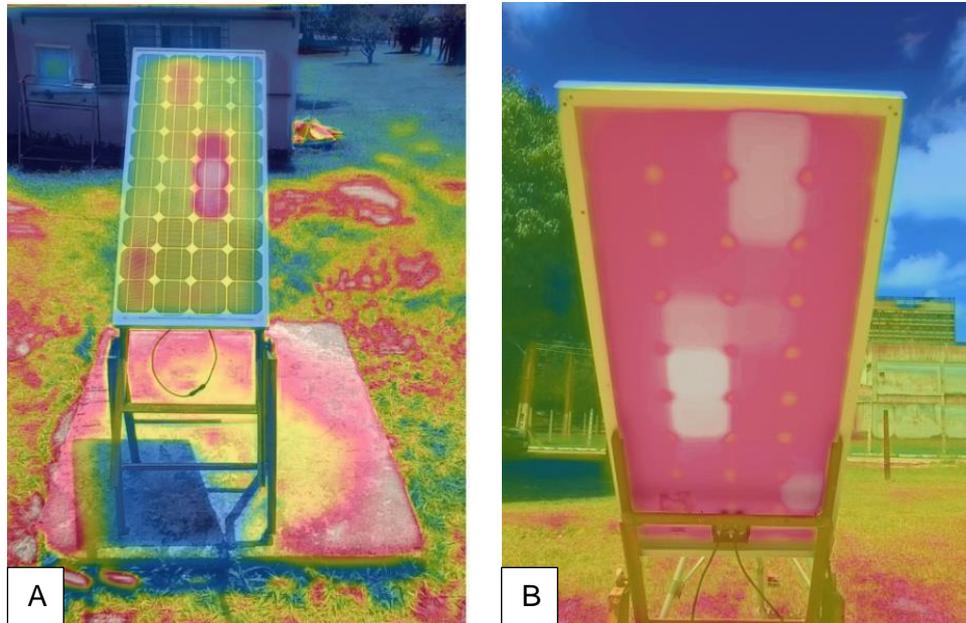


Termograma retirada a punho às 11:42h da traseira do módulo com emissividade calibrada.

Fonte: Acervo pessoal.

Na Fig. 63 temos os termogramas do módulo FV em 180° da parte frontal e traseira:

Figura 63 – A) Imagem IV frontal do módulo Isofotón® invertido em 180°; Imagem IV traseira do módulo Isofotón® invertido em 180°



Termograma realizado às 11:58 da parte frontal do módulo (à esquerda) e termograma realizado às 11:58h da parte traseira do módulo (à direita).  
Fonte: Acervo pessoal.

Após análise dos termogramas da parte frontal e traseira, com as respectivas temperaturas refletidas e emissividade calibradas, foram observados pontos quentes nas células 14, 18 e 22 conforme a representação da Tab. 3.

Tabela 13 - Representação numérica da célula do módulo Isofotón®

1	2	3	4
5	6	7	8
9	10	11	12
13	14	15	16
17	18	19	20
21	22	23	24
25	26	27	28
29	30	31	32
33	34	35	36

Fonte: Acervo pessoal.

Na Tab. 14, foi comparada a diferença de temperatura da parte frontal e traseira do módulo:

Tabela 14 - Temperaturas do módulo na parte frontal e traseira do módulo Isofotón®

Ponto medido	Temperatura (°C) parte frontal	Temperatura (°C) parte traseira
P8	40,2	42,4
P10	39,5	40,6
P14	42,1	46,5
P18	43,2	47,1
P22	41,5	45
P28	35,6	38,9
P31	40,7	41,7
P35	39,1	39,8

Fonte: Acervo pessoal.

A Fig. 64 mostra a curva IxV medida em vermelho, a STC em lilás e a curva PxV em azul do módulo Isofotón®:

Figura 64 – Curva IxV e PxV do módulo Isofotón®

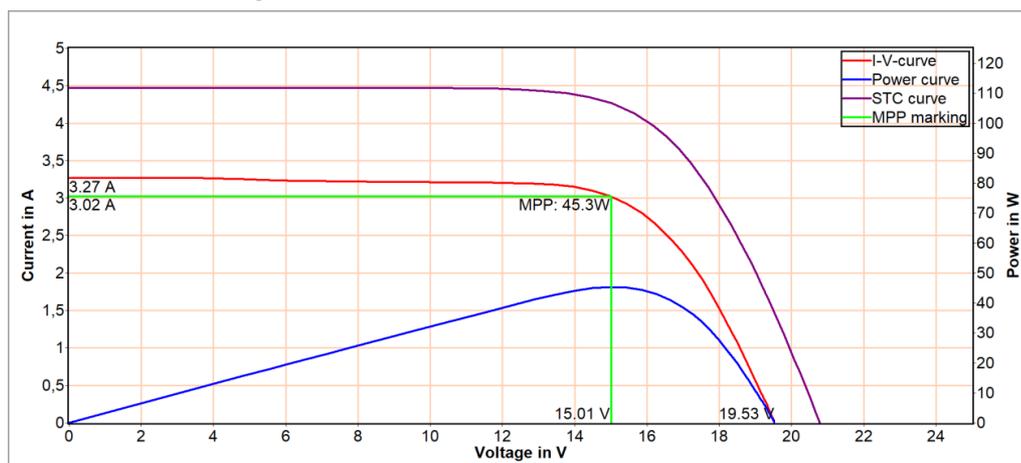


Imagem das curvas IxV e PxV para a medição real e STC.

Fonte: Acervo pessoal.

Na Tab. 15, são exibidos os valores da curva IxV medida, da curva em STC e dos valores de referência do catálogo com os respectivos parâmetros:

Tabela 15 – Dados da curva IxV do módulo Isofotón®

Parâmetro	Medido	STC	Referencia
Pmax (W,Wp)	45,3	64,6	75
Ip max(a)	3,02	4,13	4,05
UP max (V)	15	15,6	17,3
Isc (a)	3,27	4,47	4,45
Uoc (V)	19,5	20,78	21,6
Rs (Ohm)	0,7	0,6	0,5
Rp (Ohm)	>0,3	>0,3	>0,3
FF (%)	71	69,6	72,9
Eeff(W/m2)	731	100	1000
Tmod (°C)	37	25	25

Pmax: potência máxima ; Ip máx: corrente máxima ; UP máx: tensão máxima ; Isc(a): corrente de curto-circuito; Uoc (V): tensão de circuito aberto; Rs (Ohm): resistência em série; Rp (Ohm): resistência em paralelo; FF (%): fator de forma; Eeff (W/m2): irradiância; Tmod (°C): temperatura do módulo.

Fonte: Acervo pessoal.

Para este módulo a perda de eficiência foi de 13,87% com relação à sua potência.

#### 4.2.5 Resumo dos resultados do conjunto dos módulos Isofotón®

Na Tab. 16 são mostrados os resultados principais de todas as termografias efetuadas nos módulos Isofotón®.

Os módulos Isofotón® apresentaram temperaturas máximas na parte frontal e traseira, respectivamente, de 45,0°C e 50,90°C em módulos diferentes.

Neste experimento, também foram observadas temperaturas mais altas na parte traseira do módulo.

A emissividade dos módulos monocristalinos variou de 0,88 a 0,98, com um valor médio de 0,95.

A penúltima coluna expressa a diferença de temperatura máxima e mínima da parte traseira em um dado módulo FV e serve para fazer recomendações específicas deste módulo em análise. O lote de módulos Isofotón® analisado mostrou que cerca de 80% têm esse gradiente entre 10-20°C e que precisam ser registrados e acompanhados nas próximas inspeções termográficas. O módulo 07090076101 apresentou diferença de 8,7°C o que pode ser considerado normal, porém, o módulo

07080060048 apresentou uma diferença de 20,7°C o que significa um módulo com anomalia.

Na Tab. 17 estão mostrados e resumidos os principais resultados das medições elétricas para os módulos Isofotón<sup>®</sup>. Cabe ressaltar:

- a) A taxa mínima de degradação foi de 0,97%/ano no módulo de série 07080060035 e a máxima de 1,48%/ano no módulo 07090076030;
- b) A resistência série sofreu uma notável elevação em todos os módulos, no mínimo para 0,50 Ohm (nível padrão) e um máximo para 0,80 Ohm (+ 60%); e,
- c) O fator de forma sofreu uma pequena variação de cerca de 4,11%.

Podemos observar que a emissividade média dos módulos Isofotón<sup>®</sup>, de tecnologia monocristalina ( $e=0,95$ ) foi maior que a dos módulos Photowatt<sup>®</sup>, de tecnologia policristalina ( $e=0,92$ ).

Outro detalhe sob este aspecto, é que a diferença de temperatura entre a parte frontal e a traseira é bem menor nos módulos Isofotón<sup>®</sup>. As explicações prováveis são:

- a) Embora ambas tenham a mesma espessura de 39 mm (distância entre parte frontal e traseira), os módulos possuem a relação área/espessura diferentes, o que privilegia a perda de mais calor no Isofotón<sup>®</sup>;
- b) Maior eficiência de conversão FV no Isofotón<sup>®</sup>; e,
- c) Materiais constitutivos diferentes.

Tabela 16 – Dados termografia dos módulos Isofotón®

Módulo	Meteorologia						Temp. módulo frontal (°C)			Temp. módulo traseiro (°C)				ΔT (°C)
	Irradiação	Vel.vento	Temp amb (°C)	Umidade	Temp Refletida	Emissividade	Máx	Min	Média	Máx	Min	Média	Máx-Min	
N° de Série	(W/m <sup>2</sup> )	(m/s)		(%)	Frontal(°C)	Frontal								
07090076114	683	1,29	30,62	61,77	21,00	0,88	45,00	30,10	39,40	47,20	31,80	40,10	15,40	15,10
07080069056	731	1,27	31,24	58,48	14,50	0,95	43,20	29,00	33,50	47,10	36,50	39,40	10,60	14,40
07080060004	610	1,36	30,53	61,02	17,30	0,92	44,80	33,80	37,50	49,50	31,60	35,70	17,90	10,70
07090076101	700	1,40	30,99	58,94	21,70	0,95	41,10	32,00	36,10	48,90	40,20	42,30	8,70	17,30
07080069059	747	1,15	30,02	61,38	17,20	0,96	41,80	29,70	34,50	45,00	30,70	34,20	14,30	9,20
07080060014	752	1,20	30,29	60,68	18,80	0,97	40,50	30,70	35,30	45,40	32,50	35,60	12,90	10,60
07080060029	722	1,43	30,73	59,78	18,10	0,96	42,10	31,50	37,20	50,90	38,10	40,90	12,80	15,90
07080060035	686	1,24	30,34	60,59	22,60	0,98	44,50	29,70	35,50	48,30	34,30	38,30	14,00	13,30
07080060048	671	1,07	30,67	63,31	21,50	0,95	38,20	29,60	31,90	58,10	37,40	40,80	20,70	15,80
07090076030	748	1,49	30,71	63,10	22,50	0,95	38,20	31,60	34,30	49,20	37,30	40,60	11,90	15,60
Valor médio	705,00	1,29	30,61	60,91	19,52	0,95	41,94	30,77	35,52	48,96	35,04	38,79	13,92	13,79

Tabela 17 – Dados da curva IxV dos módulos Isofotón®

Módulo		* Δ T (°C)	Pmax (W,Wp)	Ip max	UP max (V)	Isc	Uoc	Rs	Rp	FF	Perda de Eficiência (%)	Eeff	Tmod	Degradação média anual (10 anos)
Nº de Série				(A)		(A)	(V)	(Ohm)	(Ohm)	(%)		(W/m2)	(°C)	
Referencia				75,00		4,05	17,30	4,45	21,60	0,50		>0,3	72,90	
07090076114	Medido	15,10	39,60	2,75	14,40	3,16	18,80	1,20	>0,3	66,80	12,67%	683	40,1	1,27%
	STC		65,50	4,03	16,20	4,63	21,03	0,80	>0,2	67,30		1000	25	
0708006956	Medido	14,40	45,30	3,02	15,00	3,27	19,50	0,70	>0,3	71,00	13,87%	731	39,4	1,39%
	STC		64,60	4,13	15,60	4,47	20,78	0,60	>0,3	69,60		1000	25	
07080060004	Medido	10,70	35,30	2,39	14,80	2,69	18,80	0,80	>0,4	69,80	11,73%		35,7	1,17%
	STC		66,20	3,92	16,90	4,41	21,40	0,60	>0,3	70,10		1000	25	
07090076101	Medido	17,30	40,80	2,83	14,40	3,21	18,80	1,00	>0,3	67,70	12,00%	700	42,3	1,20%
	STC		66,00	4,05	16,30	4,59	21,07	0,70	>0,2	68,20		1000	25	
07080069059	Medido	9,20	45,50	3,06	14,80	3,26	19,10	0,60	>0,3	72,90	14,13%	747	34,2	1,41%
	STC		64,40	4,10	15,70	4,37	20,50	0,50	>0,2	71,80		1000	25	
07080060014	Medido	10,60	44,50	3,05	14,60	3,27	18,80	0,60	>0,3	72,50	14,13%	752	35,6	1,41%
	STC		64,40	4,06	15,90	4,35	20,49	0,50	>0,2	72,20		1000	25	
07080060029	Medido	15,90	44,70	3,07	14,60	3,30	18,90	0,60	>0,3	71,80	12,00%	722	40,9	1,20%
	STC		66,00	4,25	15,50	4,57	20,45	0,50	>0,2	70,70		1000	25	
07080060035	Medido	13,30	45,40	2,96	15,30	3,16	19,50	0,60	>0,3	73,50	9,73%	686	38,3	0,97%
	STC		67,70	4,31	15,70	4,60	20,67	0,50	>0,2	71,10		1000	25	
07080060048	Medido	15,80	40,80	2,72	15,00	2,95	19,40	0,70	>0,4	71,10	14,40%	671	40,8	1,44%
	STC		64,20	4,06	15,80	4,40	21,03	0,60	>0,3	69,40		1000	25	
07090076030	Medido	15,60	44,90	3,02	14,90	3,29	19,40	0,70	>0,4	70,30	14,80%	748	40,6	1,48%
	STC		63,90	4,03	15,80	4,40	20,88	0,60	>0,3	69,50		1000	25	

### 4.3 EXPERIMENTO 3: ARRANJO EM SÉRIE COM MÓDULOS PHOTOWATT®

O experimento com os módulos Photowatt®s ligados em série foi realizado no dia 14.12.2022 no período entre 10:32h e 10:40h.

Neste intervalo de tempo coletamos os seguintes dados da estação solar:

- a) Velocidade do vento média ( $V_{VM}$ ): 1,39 m/s
- b) Temperatura do ar média ( $T_{ARM}$ ): 31,44°C
- c) Umidade relativa do ar média ( $UR_{ar}$ ): 58,10

#### 4.3.1 Medição da Temperatura Refletida Frontal – $T_{MRF}$

Seguindo a mesma metodologia dos arranjos com módulos isolados (Experimentos 1 e 2) foram coletados os dados da estação solar e realizada a calibração da temperatura refletida, utilizando-se a folha de papel alumínio.

No editor de imagens — Flir® thermal Studio — foram inseridos os dados meteorológicos da estação solarimétrica e configurada a emissividade unitária e distância nula para aferição da temperatura refletida aparente.

Após configuração do termograma com esses dados, foi obtida a temperatura média refletida aparente da parte frontal deste arranjo ( $T_{MRF}$ ) de 29,9°C.

Nas Figs. 65 e 66, observa-se a imagem fotográfica dos módulos Photowatt® ligados em série com a folha de papel alumínio para medição da temperatura média refletida frontal e do termograma com  $T_{MRF}$  em 29,9°C, respectivamente.

Figura 65 – Imagem fotográfica dos módulos Photowatt® ligados em série com folha de papel alumínio afixada



Imagem frontal retirada em solo dos módulos Photowatt® para aferição da temperatura média refletida frontal (T<sub>MRF</sub>).  
Fonte: Acervo pessoal.

Figura 66 – Imagem IV de módulos Photowatt® em série com folha de papel alumínio afixada



Termograma retirada em solo frontal de módulo Photowatt® para aferição da temperatura média refletida frontal (T<sub>MRF</sub>).  
Fonte: Acervo pessoal.

### 4.3.2 Termografia do arranjo Photowatt® ligado em série

Considerando os experimentos anteriores, para os ensaios com os módulos em série, configuramos o aplicativo Flir® Thermal Studio com a emissividade em 0,95, visto que, com esse valor, a variação na parte frontal do módulo é pequena para aferição das temperaturas.

Portanto, foi dada sequência às medições inserindo-se todos os parâmetros climáticos e geométricos obtidos através da estação solar e do arranjo montado, conforme pode ser observado nas Figs. 67 e 68:

Figura 67 – Imagem IV frontal de módulos Photowatt® em série



Fonte: Acervo pessoal.

Figura 68 – Imagem IV traseira de módulos Photowatt® em série



Fonte: Acervo pessoal

A Fig. 69 representa a curva IxV dos módulos Photowatt® ligados em série:

Figura 69 – Curva IxV e PxV do arranjo Photowatt® em série

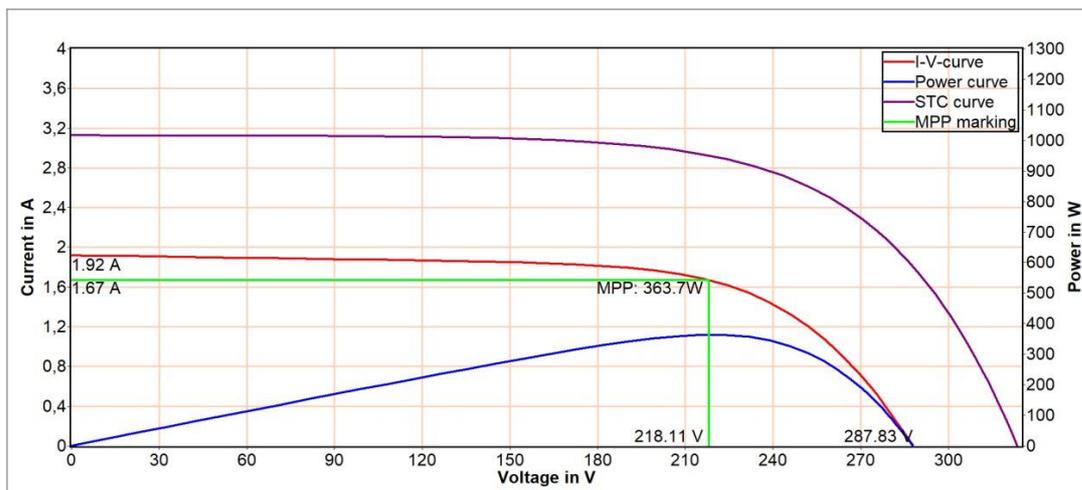


Imagem das curvas IxV e PxV para a medição real e STC.

Fonte: Acervo pessoal.

Na Tab. 18, são exibidos os valores da curva IxV medida, da curva em STC e dos valores de referência do catálogo com os respectivos parâmetros.

Tabela 18 – Dados da curva IxV do arranjo Photowatt® em série

Parâmetro	Medido	STC	Referência
Pmax (W,Wp)	363,7	662	750
Ip max(a)	1,67	2,72	2,9
UP max (V)	218,1	243,6	258
Isc (a)	1,92	3,13	3,10
Uoc (V)	287,8	323,62	324
Rs (Ohm)	33,6	24,3	9,7
Rp (Ohm)	>7,3	>5,1	>5,5
FF (%)	65,9	65,4	74,5
Eeff(W/m2)	613	100	1000
Tmod (°C)	38	25	25

Pmax: potência máxima ; Ip máx: corrente máxima ; UP máx: tensão máxima ; Isc(a): corrente de curto-circuito; Uoc (V): tensão de circuito aberto; Rs (Ohm): resistência em série; Rp (Ohm): resistência em paralelo; FF (%): fator de forma ; Eeff (W/m2): irradiância; Tmod (°C): temperatura do módulo.

Fonte: Acervo pessoal.

Para o arranjo Photowatt® ligado em série, a perda na potência foi de 11,73%, a resistência em série sofreu uma elevação de 150,51%, e o FF diminuiu 12,21%.

#### 4.4 EXPERIMENTO 4: ARRANJO DE MÓDULOS ISOFOTÓN® LIGADOS EM SÉRIE

O experimento com arranjo com módulos Isofotón® ligados em série foi realizado no dia 15.12.2022 no período entre 11:02h e 11:18h.

Neste intervalo de tempo coletamos os seguintes dados da estação solar:

- Velocidade do vento média ( $V_{VM}$ ): 1,37 m/s
- Temperatura do ar média ( $T_{ARM}$ ): 31,75°C
- Umidade relativa do ar média ( $UR_{ar}$ ): 57,44

##### 4.4.1 Medição da temperatura média refletida frontal – $T_{MRF}$

Seguindo-se a mesma metodologia dos arranjos isolados, neste ensaio também foram coletados os dados da estação solar e realizada a calibração da temperatura média refletida frontal ( $T_{MRF}$ ), utilizando a folha de papel alumínio.

No editor de imagens — Flir® Thermal Studio — foram inseridos os dados da

estação solar e configuradas a emissividade ( $e$ ) unitária e a distância nula para obtenção desta temperatura.

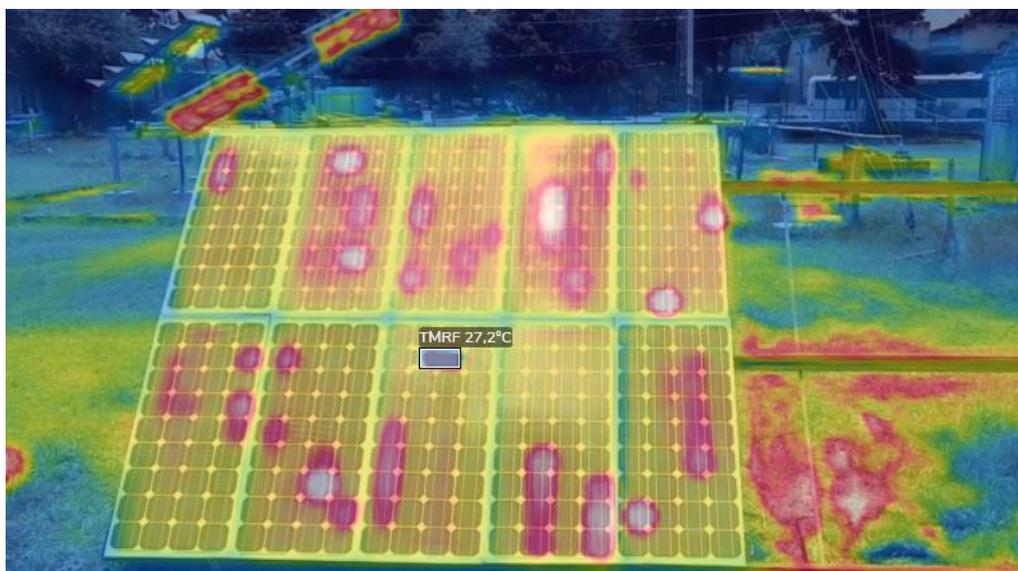
Nas Figs. 70 e 71, observam-se imagens fotográficas dos módulos Isofotón<sup>®</sup> ligados em série com a folha de papel alumínio para medição da temperatura média refletida frontal e do termograma com  $T_{MRF}$  em 27,2°C, respectivamente:

Figura 70 – Imagem fotográfica frontal dos módulos Isofotón<sup>®</sup> em série



Imagem retirada em solo frontal dos módulos Isofotón<sup>®</sup> para aferição da temperatura refletida ( $T_r$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

Figura 71 – Imagem IV do arranjo com módulos Isofotón<sup>®</sup> em série



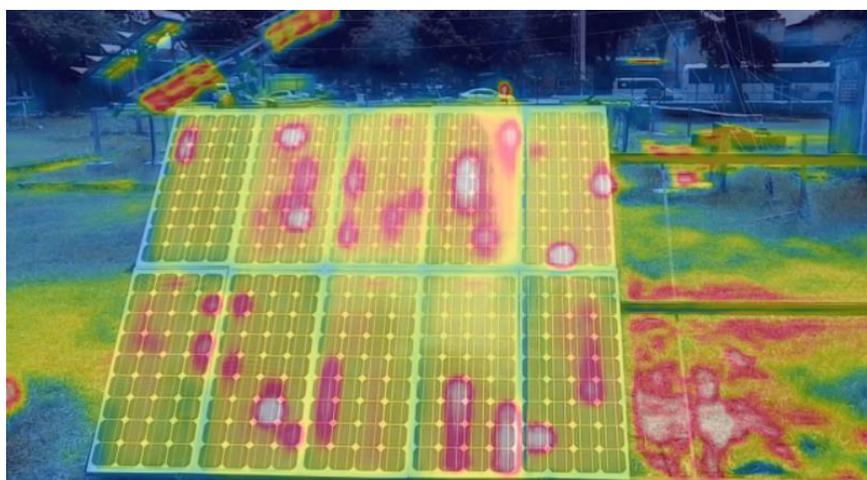
Termograma retirada em solo frontal dos módulos Isofotón<sup>®</sup> com câmera para aferição da temperatura média refletida frontal ( $T_{MRF}$ ).  
Fonte: Acervo pessoal.

#### 4.4.2 Termografia do arranjo Isofotón® em série

A termografia deste arranjo foi realizada da mesma forma que o arranjo Photowatt®, configurando-se a emissividade em 0,95 e inserindo-se os parâmetros climáticos e geométricos como temperatura média do ar ( $T_{ARM}$ ), umidade relativa ( $UR_{ar}$ ) e distância do alvo no Software Flir® Thermal Studio.

Os termogramas frontal e traseiro podem ser observados nas Figs. 72 e 73, respectivamente:

Figura 72 – Imagem IV frontal do arranjo com módulos Isofotón® em série



Fonte: Acervo pessoal.

Neste arranjo, considerando-se que os módulos Isofotón® são maiores que os Photowatt® e devido à limitação de altura do tripé que sustenta a câmera IV, a imagem termográfica foi captada com reflexo no quarto módulo situado da esquerda para direita na parte superior do arranjo. Este módulo foi o de série 07080069056, que foi testado de forma isolada.

Figura 73 – Imagem IV traseira do arranjo com módulos Isofotón® em série



Fonte: Acervo pessoal.

A Fig. 74 representa a curva IxV dos módulos Isofotón<sup>®</sup> ligados em série.

Figura 74 – Curva IxV e PxV do arranjo Isofotón<sup>®</sup> em série

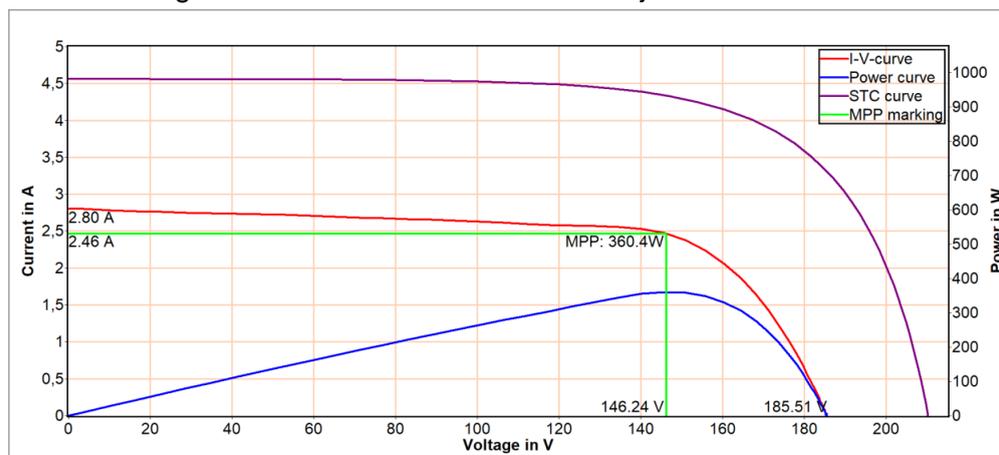


Imagem das curvas IxV e PxV para a medição real e STC.

Fonte: Acervo pessoal.

Na Tab. 19, são exibidos os valores da curva IxV medida, da curva em STC e dos valores de referência do catálogo com os respectivos parâmetros.

Tabela 19 – Dados da curva IxV do arranjo Isofotón<sup>®</sup> em série

Parâmetro	Medição	STC	Referência
Pmax (W, Wp)	360,40	669,70	750,00
I <sub>p</sub> max (A)	2,46	4,01	4,05
U <sub>p</sub> max (V)	146,20	167,00	173,00
I <sub>sc</sub> (A)	2,80	4,56	4,45
U <sub>oc</sub> (V)	185,50	210,22	216,00
R <sub>s</sub> (ohm)	8,60	5,40	4,70
R <sub>p</sub> (Kohm)	>3,2	>2,2	>3,1
FF (%)	69,30	69,90	72,90
E <sub>eff</sub> (W/m <sup>2</sup> )	615,00	1000,00	1000,00
T <sub>mod</sub> (°C)	35,90	25,00	25,00

P<sub>max</sub>: potência máxima ; I<sub>p</sub> máx: corrente máxima ; U<sub>p</sub> máx: tensão máxima ; I<sub>sc</sub>(a): corrente de curto-circuito; U<sub>oc</sub>(V): tensão de circuito aberto; R<sub>s</sub> (Ohm): resistência em série; R<sub>p</sub> (Ohm): resistência em paralelo; FF (%): fator de forma ; E<sub>eff</sub> (W/m<sup>2</sup>): irradiância; T<sub>mod</sub> (°C): temperatura do módulo.

Fonte: Acervo pessoal.

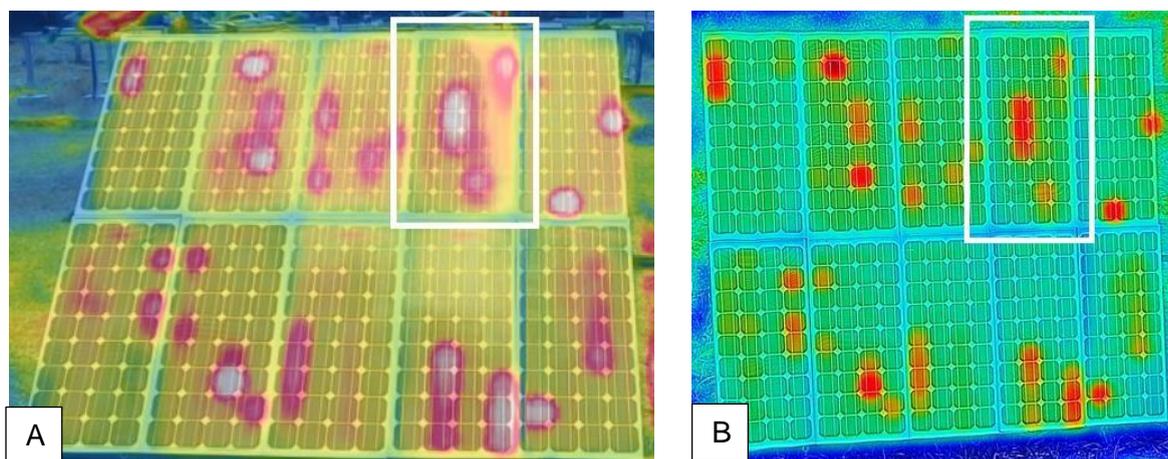
Para o arranjo Isofotón<sup>®</sup> ligado em série, a perda na potência foi de 10,70%, a resistência série sofreu uma elevação de 14,89%, e o FF diminuiu 4,11%.

#### 4.5 EXPERIMENTO 5: TERMOGRAFIA COM DRONE DOS ARRANJOS COM MÓDULOS PHOTOWATT® E ISOFOTÓN® LIGADOS EM SÉRIE

As imagens aéreas foram obtidas por drone com a câmara à 45° em relação a normal, a uma altura de aproximadamente 6 metros.

A comparação entre os termogramas dos arranjos ligados em série, obtidos com a câmara em solo (no tripé) e com a câmara acoplada ao drone, permitiu observar que nas duas imagens (Fig. 75) os pontos quentes se repetiram de forma consistente nas mesmas células. Com isso o procedimento de inspeção aérea fica viabilizado tendo como requisitos prévios as diversas calibrações no solo em uma pequena parte do campo solar.

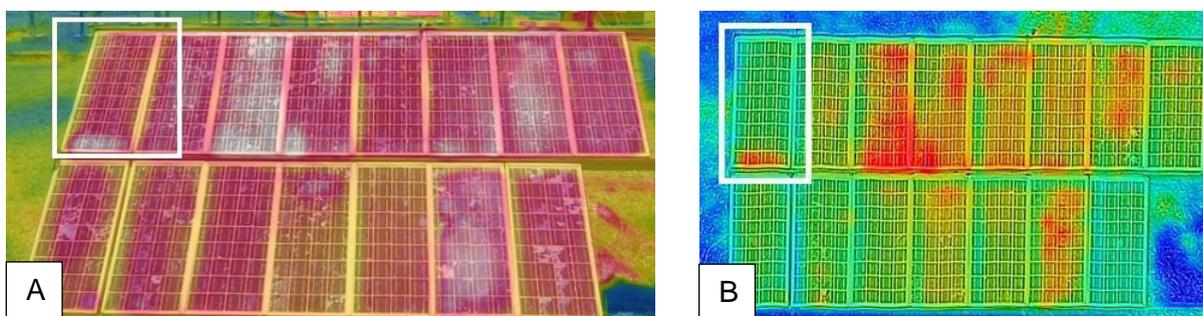
Figura 75 – A) Imagem IV obtida em solo do arranjo Isofotón® em série; B) Imagem IV obtida aéreo do arranjo Isofotón® em série



Na foto à esquerda, observa-se o termograma captado em solo da frontal do arranjo Isofotón® ligado em série; Na foto à direita, com o drone (destaque de módulo com quadrado na cor branca).

Fonte: Acervo pessoal.

Figura 76 – A) Imagem IV obtida em solo do arranjo Photowatt® em série; B) Imagem IV obtida em aéreo do arranjo Photowatt® em série



Na foto à esquerda, observa-se o termograma captado em solo da frontal do arranjo Photowatt® ligado em série; Na foto à direita, com o drone (destaque de módulo com quadrado na cor branca).

Fonte: Acervo pessoal.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho estabeleceu os fundamentos de uma metodologia para uma inspeção potencialmente rápida de arranjos fotovoltaicos (FV), utilizando-se uma câmera termográfica acoplada a um drone. Também foram feitas as medições elétricas, com o objetivo de determinar a taxa de degradação dos módulos testados.

A técnica termográfica foi aplicada em dois lotes distintos de módulos FV, com duas tecnologias distintas, sendo uma policristalina (Photowatt®) e outra monocristalina (Isofotón®). Esses módulos foram anteriormente utilizados em dois arranjos experimentais que operaram durante 15 e 10 anos, respectivamente. As seguintes conclusões resultaram do estudo de lotes de módulos FV:

- A emissividade da parte frontal dos módulos Photowatt® e Isofotón® foram, em média, 0,93 e 0,95, respectivamente, e foram levemente diferentes devido às composições distintas das superfícies de silício policristalino com vidro e de silício monocristalino com vidro;

- As diferenças médias de temperaturas entre a parte frontal e traseira dos módulos Photowatt® (1,89°C,) foram menores que as do Isofotón® (3,27°C). Como as medições foram realizadas em condições meteorológicas muito similares e os módulos possuíam a mesma espessura (39 mm), algumas explicações plausíveis foram:

- a) Diferença da capacidade térmica dos módulos;
- b) Fator geométrico afetando as perdas térmicas, por exemplo, a clara diferença na relação área/espessura entre os módulos; e,
- c) Diferenças na eficiência de conversão dos módulos.

Conforme a categorização da International Energy Agency - IEA (JAHN, 2018) dos quinze módulos Photowatt® testados, nenhum apresentou gradiente de temperatura maior que 20°C (ponto quente), seis apresentaram um gradiente de temperatura entre 10-20°C (célula aquecida) e nove menores que 10°C (célula normal). Cabe ressaltar que, esse lote de módulos foi filtrado anteriormente de um lote inicial total de trinta, dos quais quinze foram eliminados porque estavam inoperantes. No caso de módulos com pontos quentes, a recomendação da IEA é sua substituição, e, no caso de módulos com células aquecidas, manter um registro para acompanhamento nas próximas inspeções termográficas. Quanto aos módulos Isofotón®, apenas uma unidade apresentou gradiente acima de 20°C e outro abaixo 10°C. As outras oito

unidades apresentaram gradiente entre 10-20°C. Este lote também tinha cerca de trinta unidades, porém, somente dez unidades foram testadas nos experimentos.

Em relação às medições elétricas do lote de módulos FV da Photowatt® e Isofotón® as seguintes conclusões foram obtidas:

- A resistência série sofreu uma notável elevação em todos os módulos policristalinos (Photowatt®) e monocristalinos (Isofotón®), respectivamente, com, no mínimo, para 1,20 Ohms (+100%), um máximo para 2,90 Ohms (+ 383,33%), um mínimo 0,5 Ohms (nível padrão) e um máximo 0,8 Ohms (+60%);
- O fator de forma sofreu uma pequena variação de cerca de 10% em ambos tipos de tecnologias;
- As perdas de potência nos arranjos em série apresentaram taxas de 11,73% em módulos Photowatt® e 13,87% em módulos Isofotón®.

A análise dos termogramas dos arranjos com quinze módulos Photowatt® ligados em série e no arranjo FV com dez módulos Isofotón® em série mostraram que os termogramas realizados no solo e com drone foram totalmente consistentes e identificaram as mesmas células aquecidas nos diversos módulos dos arranjos. Em síntese, permitiu identificar um subconjunto de módulos mais gravemente afetados, que, no caso de uma inspeção preventiva, seriam prioritariamente testados do ponto de vista elétrico.

Na medida que as pesquisas no tema foram aprofundadas emergiram outras questões e aspectos técnicos muito interessantes, mas que não puderam ser desenvolvidos devido à limitação de tempo de execução do projeto de pesquisa. Os seguintes aspectos foram identificados como temas de estudos futuros:

- Planejar e realizar o procedimento de inspeção termográfica em um sistema FV maior e comercial, como o sistema CTG-UFPE (273,24kWp), para ajustar, refazer procedimentos e criar um protocolo mínimo para esse tipo de inspeção;
- Calibrar o procedimento para verificação pelo menos qualitativa do efeito soiling (sujidade) em um sistema FV real (sistema CTG-UFPE) e correlacioná-lo com dados de produção ou de modelagem. O resultado de um estudo desse tipo produziria no mínimo um protocolo da periodicidade de limpeza nos meses secos;
- Calibrar o procedimento para verificação pelo menos qualitativa do efeito soiling (sujidade) em um sistema FV real (sistema CTG-UFPE) e correlacioná-lo com dados de produção ou de modelagem. O resultado de um estudo desse tipo

produziria no mínimo um protocolo da periodicidade para efeito de sombreamento;

- Finalmente, fazer um estudo econômico mais detalhado da inspeção termográfica para usinas FV. Comenta-se muito sobre o assunto, mas existem pouquíssimas informações na literatura a respeito dos custos envolvidos e da viabilidade do procedimento quanto ao tamanho do sistema FV.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL - ANAC. **Requisitos gerais para aeronaves não tripuladas de uso civil** - RBAC-E nº 94. Resolução n. 419. Brasília, 2017.

AGENCY,I.R.E.**Global energy transformation:A road map to 2050 (2019 edition)**. [S.l.], 2019. Disponível em:<<https://www.irena.org/DigitalArticles/2019/Apr/-/media/652AE07BBAAC407ABD1D45F6BBA8494B.ashx>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)**. 2022.

AGHAEI, M. et al. Fault inspection by aerial infrared thermography in a PV plant after a meteorological tsunami. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 7, Anais ENT#091;...ENT#093; Gramado, 2018.

AGHAEI, M., RÜTHER, R., 2019. Aerial Infrared Thermography of a CdTe Utility-Scale PV Power Plant, in: 46th IEEE PVSC. Chicago, pp. 1–6.assessment of PV generation based on a combination of smart metering and thermographic measurement. **Solar Energy**, p.16-24, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 15424: **Ensaio não destrutivo** – Termografia – Terminologia. Rio de Janeiro, 2016a.

BARBOSA, P. G. Avaliação da Difusividade Térmica de Blocos Cerâmicos e de BRABEC, C.J., Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 107, p. 154-164, 2012.

BLISS, R. **Drones reduce solar O&M costs by \$1,254 per MW**. Disponível em: <<https://energycentral.com/c/cp/drones-reduce-solar-om-costs-1254-mw>>. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRESSAN, M.; EL-BASRI, Y.; ALONSO, C. A new method for fault detection and identification of shadows based on electrical signature of defects. **17th European Conference on Power Electronics and Applications**, EPE-ECCE Europe 2015, n. September, 2015.

BUERHOP, C., SCHLEGEL, D., NIESS, M., VODERMAYER, C., WEIßMANN, R., BRABEC, C. J. Reliability of IR-Imaging of PV-Plants under Operating Conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 107, p. 154–64, 2012.

CALLEJO, L. H.; SAAVEDRA, S. G.; GÓMEZ, V. A. A review of photovoltaic systems:design, operation and maintenance. **Solar Energy**, v. 188, p. 426-440, 2019.

CARLSON, J.; MENICUCCI, D.; VOROBIEFF, P.; MAMMOLI, A.; HE, H. Infrared imaging method for flyby assessment of solar thermal panel operation in field settings. **Applied Thermal Engineering**, v. 70, n. 1, p. 163-170, 2014.

CHAIBI, Y.; MALVONI, M.; CHOUDER, A.; BOUSSETTA, M.; SALHI, M. Simple and efficient approach to detect and diagnose electrical faults and partial shading in photovoltaic systems **Energy Conversion and Management**, v. 196, p. 330-343, 2019.

COSTA, A.L.C.; HIRASHIMA, S.Q.S.; FERREIRA, R.V. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos FV. **Ambiente Construído**, v. 21, n. 4, 2021.

DA VINCI, Leonardo. (Atribuído). "Pouco conhecimento faz com que as pessoas se sintam orgulhosas. Muito conhecimento, que se sintam humildes. É assim que as espigas sem grãos erguem desdenhosamente a cabeça para o céu, enquanto que as cheias baixam para a terra, sua mãe." Disponível em: <https://citacoes.in/citacoes/581954-leonardo-da-vinci-pouco-conhecimento-faz-com-que-as-pessoas-se-sinta/>. Acesso em: 13 dez. 2021.

DENG, M., LEIPPOLD, M., WAGNER, A.F., WANG, Q. Stock Prices and the Russia- Ukraine War: Sanctions, Energy and ESG. **Swiss Finance Institute Research Paper 22–29**, 2022.

DE OLIVEIRA, Aline Kirsten Vidal et al. Aerial infrared thermography of a CdTe utility-scale PV power plant. In: **2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. IEEE, p. 1335-1340, 2019.

DHERE, N. G.; SHIRADKAR, N. S. Fire hazard and other safety concerns of photovoltaic systems. **Journal of Photonics for Energy**, v. 2, n. 1, p. 022006, 14 dez. 2012.

DIRNBERGER, D., BLACKBURN, G., MÜLLER, B., REISE, C. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 132, p. 431-442, 2015.

DUBEY, S., SARVAIYA, J. N., SESHADRI, B. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. **Energy Procedia**, vol. 33, p. 311-321, 2013.

EMAP SOLAR. **Energia Solar - Áreas de Negócio - O&M**. Disponível em: <<https://emapsolar.com.br/area-de-negocio/om/>>. Acesso em: 19 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Anuário Estatístico De Energia Elétrica**. Ministério de Minas e Energia, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**. Ministério de Minas e Energia, 2020.

ENTROP, A. G.; VASENEV, A. Infrared drones in the construction industry: designing a protocol for building thermography procedures. **Energy Procedia**, v. 132, p. 63–68, out. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012.

FERREIRA, R.A.M. **Metodologia para avaliação do desempenho de painéis fotovoltaicos utilizando um modelo elétrico-térmico e termografia quantitativa**. Tese em Engenharia Mecânica. Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.

FREIMUTH, H., KÖNIG, M. Planning and executing construction inspections with unmanned aerial vehicles. **Automation in Construction**. v. 96, p. 540-553, 2018.

GREEN, Martin A. et al. Solar cell efficiency tables (version 50). **Progress in photovoltaics**, v. 25, n. 7, p. 668-676, 2017.

HARROU, F.; SUN, Y.; TAGHEZOUIT, B.; SAIDI, A.; HAMLATI, M. E. Reliable fault detection and diagnosis of photovoltaic systems based pn statistical monitoring approaches. **Renewable Energy**, v. 116, p. 22-37, 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TS 62446-3:2017 Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance** - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography. IEC Webstore, Geneva, Switzerland, p. 30, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2022). **Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates**, Report IEA-PVPS T13-25:2022, p. 24, 152 p., 2022.

JAHN, U.; HERZ, M.; KÖNTGES, M.; PARLEVLIT, D.; PAGGI, M. **Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications**, Report IEA-PVPS T13-10:2018, p. 29, 99 p., 2022.

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1092–1105, set. 2016.

KRUCZKIEWICZ, A., KLOPP, J., FISHER, J., MASON, S., BRANEON, C. Compound risks and complex emergencies require new approaches to preparedness. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v 118, n.19, 2021.

KUMAR, M., KUMAR, A., 2017. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 78, p. 554-587, 2017.

LERMA, C.; BARREIRA, E.; ALMEIDA, R.M.S.F. A discussion concerning active infraredthermography in the evaluation of buildings air infiltration. **Energy & Buildings**, v.168, p.56-66, 2018.

MADETI, S. R.; SINGH, S. N. A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system. **Solar Energy**, Elsevier, v. 158, n. June, p. 161–185, 2017.

MANGANIELLO, P.; BALATO, M.; VITELLI, M. A survey on mismatching and aging of PV modules: the closed loop. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, p. 7276- 7284, 2015.

MARQUEZ, O.M.; PRIETO, J.J.F. Overall heat loss from both sides of a tilted unglazed solarcollector under indoor conditions using flow calorimetry and thermography. **Journal of Enhanced Heat Transfer**, v.22, p.527-539, 2015.

MASTNY, P., RADIL, L., MASTNA, Z. Possibilities of PV Panels Defects Identification andDetermination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation. **Proceeding MMES'11/DEEE'11/COMATIA'11**. p. 233-238. 2011.

MBAH, R.E., WASUM, D.F. Russian-Ukraine 2022 War: A review of the economic impact of Russian-Ukraine crisis on the USA, UK, Canada, and Europe. **Adv. Soc.**

**Sci. Res. J** 9, p. 144-153, 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Plano Nacional de Energia - 2050**. [S.I.], 2020.

MÜHLEISEN, W. et al Scientific and economic comparison of outdoor characterisation methods for photovoltaic power plants. **Renewable Energy**, v. 134, p. 321-329, 2019.

NASCIMENTO, M. L. M. **Utilização de drone e termografia na detecção de manifestações patológicas em edificações**. Monografia de Graduação, Universidade Católica de Brasília, p. 21, 2014.

OLIVEIRA, A. K. V.; AGHAEI, M.; RÜTHER, R. Aerial infrared thermography for low-cost and fast fault detection in utility-scale PV power plants. **Solar Energy**, v. 211, p. 712-724, 2020.

OLIVEIRA-NETO, J.J.; SILVA, T.S.; SILVA, W.F.; RIFFEL, D.B. Técnica de detecção de falhas em células fotovoltaicas por termografia ativa. **VIII Congresso Brasileiro De Energia Solar – Cbens**. Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020.

PILLAI, D. S.; NATARAJAN, R. A Compatibility Analysis on NEC, IEC, and UL Standards for Protection Against Line – Line and Line – Ground Faults in PV Arrays. **IEEE Journal of Photovoltaics**, IEEE, PP, p. 1–8, 2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

PIRES, P. V. L.; LIMA, T. C.; OLIVEIRA, G. V. Estudo da conexão de módulos solares fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição. **Analecta: Centro de Ensino Superior de Juiz de Fora**, v.5, n.5, p.1-18, 2019.

QUATER, P.B., GRIMACCIA, F., LEVA, S., MUSSETTA, M., AGHAEI, M. Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants. **IEEE J. Photovoltaics** 4, 1107–1113, 2014.

SANTOS, H.F.L.; COSTA, P.V.M.; MOTTA, A.C.S.G.; PIMENTEL, M.B. **Problemas em instalações fotovoltaicas de micro e minigeração: por que ocorrem e como provem** IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis, 23 a 27 de maio de 2022.

SANTOS, L. **Classificação e Modelagem de Fatores de Influência sobre inspeções Termográficas em Ambientes Desabrigados**. 161 f. Dissertação (Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica). 2012.

SHERRY D. **Thermoscopes, thermometers, and the foundations of measurement**. *Stud Hist Philos Sci* 2011; 42: 509–24.

SILVA, W. F. D. 2019. **Desenvolvimento de um algoritmo de processamento de dados radiométricos obtidos por termografia ativa pulsada**. Dissertação de Mestrado, UFS, São Cristóvão.

SMITH, R. M.; JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **Outdoor PV module degradation of current-voltage parameters**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2012.

STEGNER, C.; DALSSASS, M.; LUCHSCHEIDER, P.; BRABEC, C.J. Monitoring and assessment of PV generation based on a combination of smart metering and thermographic measurement. **Solar Energy**, v. 163 p. 16-24, 2018.

TAVARES, S.G. **Desenvolvimento de uma Metodologia para Aplicação de Ensaio Térmico Não Destrutivo na Avaliação da Integridade de Obras de Arte**. Tese (doutorado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2006.

TOLLEFSON, J. What the war in Ukraine means for energy, climate and food. **Nature**. v. 604, p. 232-233, 2022.

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

TSANAKAS, J.A.; BOTSARIS, P.N. An infrared thermographic approach as a hot-spot detection tool for photovoltaic modules using image histogram and line profile analysis. **Int. J. Cond. Monit.** 2, p. 22-30, 2012.

UMAR, M.; RIAZ, Y.; YOUSAF, I. Impacto of Russian-Ukraine on clean energy, conventional energy, and metal markets: evidence from event study approach. **Resources Policy**. V. 79, n. 102966, 2022.

URBANETZ JUNIOR, J. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbana: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. **Revista SODEBRAS**, v. 8, 2013.

VETTER, Andreas et al. Lock-in thermography as a tool for quality control of photovoltaic modules. **Energy Science & Engineering**, v. 1, n. 1, p. 12-17, 2013.

VIGNESH, Ramasamy et al. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021. **Tech. Rep.**, 2021.

WOODHOUSE, Michael A. et al. **Crystalline silicon photovoltaic module manufacturing costs and sustainable pricing: 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Road Map**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2019.

ŽIVČÁK J, HUDÁK R, MADARÁSZ L, RUDAS IJ. **Methodology, models and algorithms in thermographic diagnostics**. Berlin: Springer; 2013.