

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS PATO BRANCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
PPGEE**

EDSON ANTONIO SANTOLIN

**APLICAÇÃO DE SENSORES À FIBRA ÓPTICA NO
MONITORAMENTO TÉRMICO DE PAINEL FOTOVOLTAICO**

DISSERTAÇÃO

PATO BRANCO

2016

EDSON ANTONIO SANTOLIN

**APLICAÇÃO DE SENSORES À FIBRA ÓPTICA NO
MONITORAMENTO TÉRMICO DE PAINEL FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ivo de Lourenço Junior.

PATO BRANCO

2016

S237a Santolin, Edson Antonio.
Aplicação de sensores à fibra óptica no monitoramento de painel fotovoltaico / Edson Antonio Santolin. -- 2016.
105 f. : il. ; 30 cm

Orientador: Prof. Dr. Ivo de Lourenço Junior
Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pato Branco, PR, 2016.
Bibliografia: f. 92 – 98.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Detectores ópticos. 3. Controle de temperatura. 4. Redes de Bragg. I. Lourenço Junior, Ivo, orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD 22. ed. 621.3

Ficha Catalográfica elaborada por
Suélem Belmudes Cardoso CRB9/1630
Biblioteca da UTFPR Campus Pato Branco



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Pato Branco
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica



TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação n° 049

Aplicação de Sensores à Fibra Óptica no Monitoramento Térmico de Painel Fotovoltaico

por

Edson Antonio Santolin

Dissertação apresentada às quatorze horas do dia doze de agosto de dois mil e dezesseis, como requisito parcial para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Pato Branco. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho APROVADO.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Ivo de Lourenço Junior
UTFPR/PB (Orientador)

Prof. Dr. Clóvis Caetano
UFFS/Realeza

Prof. Dr. Jean Carlos Cardozo da Silva
UTFPR/CT

Prof. Dr. Jean-Marc Stephane Lafay
UTFPR/PB

Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira
Coordenador do PPGEE

A via original, devidamente assinada, encontra-se na Biblioteca da UTFPR – Câmpus Pato Branco

*Dedico este trabalho à minha
família e minha companheira pelos
momentos de ausência.*

AGRADECIMENTOS

Certamente os agradecimentos que seguem nos parágrafos abaixo não conseguirão expressar o quão importante foi a ajuda, paciência e o incentivo de todos que contribuíram direta ou indiretamente na realização desse trabalho. Peço desculpas se esqueci de alguém, mas podem estar certos que fazem parte do meu pensamento e minha gratidão.

Primeiramente e de maneira especial presto meu agradecimento ao professor Ivo de Lourenço Junior pelo comprometimento durante a minha orientação e a grande dedicação no auxílio prestado em cada etapa desse trabalho.

Aos meus pais Laudino e Maria e minha companheira Flavia pelo amor, incentivo e apoio incondicional.

Aos professores Jean Carlos Cardozo da Silva e Jean-Marc Stephane Lafay, membros da banca avaliadora, que desde a qualificação fizeram contribuições de grande valia para o amadurecimento do trabalho.

Ao professor Clóvis Caetano da UFFS campus Realeza-PR pelas contribuições durante a elaboração do trabalho e pela disponibilidade em participar da banca de defesa.

Ao meu colega Vinicius Dalla Corte pelo grande auxílio prestado durante as realizações dos experimentos.

Aos meus colegas André Biffe Di Renzo, Flávio Grando e Mariana Machado pela ajuda no esclarecimento de dúvidas durante a realização deste trabalho

Aos docentes da UTFPR e do PPGEE que sempre demonstraram disponibilidade e interesse de alguma forma em contribuir na minha formação acadêmica e pessoal.

Às secretárias do PPGEE Silmara Camargo Wescinski e Rafaela Lampugnani pelo profissionalismo e eficiência demonstrada no atendimento às demandas por mim solicitadas ao longo dessa jornada.

Enfim, a todos que de alguma forma contribuíram para a realização desta pesquisa.

Nunca cessaremos de explorar, e
o fim de toda nossa exploração será
chegar onde começamos e conhecer o
lugar pela primeira vez. (T.S. Eliot, "*Little
Gidding*")

RESUMO

SANTOLIN, Edson Antonio. Aplicação de sensores à fibra óptica no monitoramento de painel fotovoltaico. 2016. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Pato Branco, 2016.

Neste trabalho foi estudada a aplicação das redes de Bragg em fibra óptica, como sensores no monitoramento e mapeamento térmico de um painel fotovoltaico instalado em ambiente aberto. Também foi analisada a capacidade desses sensores em detectar anomalias elétricas do painel, as quais são manifestadas pelas mudanças na temperatura. Devido ao fato de ser pioneiro no estudo da fibra óptica em painéis fotovoltaicos, o presente trabalho buscou comparar os resultados alcançados por esta tecnologia com os dados das demais técnicas de medição de temperatura, como por exemplo, o PT100 e câmera IR. Os ensaios foram realizados utilizando um painel fotovoltaico instalado em ambiente aberto, onde as suas variações de temperatura foram medidas por 27 sensores de fibra óptica instalados em sua superfície frontal. Durante todos os ensaios as condições ambientais de temperatura ambiente, nível de radiação solar e velocidade do vento foram monitorados. Os resultados demonstraram potencialidade de utilização das redes de Bragg em fibra óptica na detecção de variações térmicas ocasionadas por fatores ambientais ou aquecimento nas células.

Palavras-chave: Painel fotovoltaico. Sensores à fibra óptica. Monitoramento térmico.

ABSTRACT

SANTOLIN, Edson Antonio. Fiber optic sensor application in the monitoring of photovoltaic panel. 2016. 105 f. Dissertation (Master's Degree in Electrical Engineering – Post-Graduation Program on Electrical Engineering (PPGEE) – Federal Technological University of Paraná (UTFPR). Pato Branco, 2016.

This paper has been studying the applications of Bragg gratings in optical fibers, as sensors for thermal mapping and monitoring on photovoltaic panel surface which was installing in an open environment. We also analyzed the ability of optical fibers sensors to detect electrical anomalies in the panel, which are manifested by the changes in its temperature. Because it was pioneering in study of optical fiber application into photovoltaic panel, this paper's objective is compare the results between this technology and the other techniques for temperature measurements, for example when are used the PT100 sensors or infrared camera. Assays were performed using a photovoltaic panel that is installed in an open environment, its temperature changes were measured by a total of 27 optical fiber sensors installed on the front surface. During the tests, the environmental conditions of temperature, level of solar radiation and wind speed, were monitored. The results demonstrate the potential use of Bragg gratings in optical fiber for detecting thermal fluctuations caused by environmental factors or by heating the cells.

Keywords: Photovoltaic panel. Fiber optic sensor. Thermal monitoring.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Construção básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino	19
Figura 2 – Comportamento elétrico da curva I-V de uma célula fotovoltaica ideal ..	21
Figura 3 – Modelagem de dois diodos do circuito elétrico de um painel fotovoltaico	22
Figura 4 – Curva características da potência de uma célula fotovoltaica	22
Figura 5 – Influência da intensidade da radiação solar na geração fotovoltaica em uma célula de silício	24
Figura 6 – Influência da temperatura na geração fotovoltaica em uma célula de silício ($S = 1000 \text{ W/m}^2$)	27
Figura 7 – Partes que compõem um painel fotovoltaico	28
Figura 8 – Representação da malha de resistência térmica de um painel	30
Figura 9 – Construção básica de um cordão FBG	39
Figura 10 – Princípio de funcionamento de uma rede de Bragg em fibra óptica	40
Figura 11 – Gravação de redes de Bragg usando a técnica interferométrica por método holográfico	44
Figura 12 – Gravação de redes de Bragg usando máscara de fase	45
Figura 13 - Gravação de redes de Bragg usando a técnica ponto por ponto	46
Figura 14 – Montagem do sistema de aquisição	49
Figura 15 – Técnica de encapsulamento para os sensores de fibra óptica	52
Figura 16 – Fibra óptica encapsulada	52
Figura 17 – Sistema para caracterização de fibras ópticas com circulador térmico ..	54
Figura 18 - Fibras ópticas (a) encapsuladas e (b) sem encapsulamento fixadas no painel	56
Figura 19 - Instalação das guias para os cordões de fibra	56
Figura 20 – Sensor encapsulado (a) com contato térmico ruim e (b) com contato bom	57
Figura 21 – Imagem térmica dos sensores (a) com contato térmico ruim e (b) com contato bom	58
Figura 22 – Painel fotovoltaico instalado	59
Figura 23 - Fibras com e sem encapsulamento instaladas no painel	60

Figura 24 – Disposição da fibra com e sem encapsulamento instaladas na frente do painel.....	61
Figura 25 - Disposição dos 27 sensores FBGs na (a) face frontal e do sensor PT100 na (b) face traseira do painel.....	62
Figura 26 – Regressão linear para C ₂ _S ₁	67
Figura 27 – Curva característica do sensor PT100	69
Figura 28 – Curva característica do circuito de aquisição de tensão	70
Figura 29 – Curva característica do circuito de aquisição da corrente	71
Figura 30 - Influência da intensidade da radiação solar e da velocidade do vento nas FBGs sem corrente circulando no painel	73
Figura 31 – Temperatura medida pelo PT100 <i>versus</i> a média das temperaturas obtidas pelas fibras (sem carga)	76
Figura 32 – Comparação da temperatura média das FBGs com os seis valores de temperatura mais extremos obtidos pelos sensores	78
Figura 33 - Temperatura medida pelo PT100 <i>versus</i> a média obtida pelas fibras (R=0,47Ω).....	80
Figura 34 – Comparação da temperatura média com os três valores mais extremos obtidos pelos sensores (R=0,47Ω).....	81
Figura 35 – Temperatura do painel obtida pelos sensores (a) e potência gerada nesse período (b) (R=10 Ω).....	84
Figura 36 – Medições feitas pelas (a) FBGs e (b) câmera IR: Painel sem carga (V _{vento} < 1,75 m/s)	86
Figura 37 – Medições feitas pelas (a) FBGs e (b) câmera IR (R = 0,47Ω e V _{vento} < 1,75m/s).	87
Figura 38 – <i>Hotspots</i> detectados no painel à uma distância de 15 cm (I _{sc} =5,96 A) 88	
Figura 39 – Circuito de aquisição da corrente e filtro passa-baixa	99
Figura 40 – Circuito divisor de tensão resistivo e filtro passa baixa	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de energia de <i>gap</i> e constantes <i>a</i> e <i>b</i> para o silício e arseneto de gálio.....	25
Tabela 2 – Especificações elétricas do painel KC85TS	50
Tabela 3 – Parâmetros adotados para a caracterização dos sensores.....	53
Tabela 4 – Análise estatística do sensor PT100	70
Tabela 5 - Análise estatística do circuito de aquisição de tensão	70
Tabela 6 – Análise estatística do circuito de aquisição da corrente	71
Tabela 7 – Condições ambientais observadas durante a realização do experimento I	74
Tabela 8 - Condições ambientais durante a realização do experimento II	75
Tabela 9 – Dados usados para a análise da qualidade do contato entre os sensores e o painel.....	102
Tabela 10 - Incertezas e desvios relacionados ao sensor.....	103
Tabela 11 – Características de trabalho das FBGs.....	104
Tabela 12 – Comparação dos valores de temperatura medidos com as fibras e com o câmara IR.....	105

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia).
IR	Infravermelho.
UV	Ultravioleta.
FBGs	<i>Fibers Bragg Gratings</i> (Redes de Bragg em Fibra).
STC	Standart Test Conditions (Condições de Teste Padrão).
AM	<i>Air Mass</i> (Massa de ar).
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional).
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento de ponto de máxima potência).
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura Nominal de Operação da Célula).
RC	Resistivo-Capacitivo
EVA	Etil Vinil Acetato.
PVF	<i>Polyvinyl Fluoride Film</i> (Filme de Fluoreto de Polivinil).
UV	Ultravioleta
EMI	<i>Electromagnetic Interference</i> (Interferência Eletromagnética).
USB	Universal Serial Bus (Barramento Serial Universal).
IP	<i>Ingress Protection</i> .
C _x _S _y	Cordão de fibra (x), elemento sensor (y).

LISTA DE SIMBOLOS

I	Corrente, [A].
I_L	Corrente fotogerada, [A].
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo, [A].
Q	Carga do elétron, [$1,6 \times 10^{-19} \text{C}$].
V	Tensão, [V].
n	Fator de idealidade do diodo, [adimensional, entre 1 e 2].
k	Constante de Boltzmann, [$1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$].
T	Temperatura absoluta, [K].
I_{D1}	Corrente reversa de difusão, [A].
I_{D2}	Corrente de depleção, [A].
R_p	Resistência parasita, [Ω].
R_s	Resistência interna, [Ω].
I_{PV}	Corrente do painel fotovoltaico, [A].
η	Eficiência, [adimensional].
P_M	Potência máxima, [W].
S	Intensidade da irradiância solar, [W/m^2].
I_{sc}	Corrente de curto-circuito, [A].
V_{oc}	Tensão de circuito aberto, [V].
E_g	Energia de <i>gap</i> , [eV].
a	Constante do silício, [$7 \times 10^{-4} \text{VK}^{-1}$].
b	Constante do silício, [1100 K].
α	Coeficiente térmico para I_{sc} , [$\text{A } ^\circ\text{C}^{-1}$].
β	Coeficiente térmico para V_{oc} , [$\text{V } ^\circ\text{C}^{-1}$].
ΔT	Varição da temperatura, [$^\circ\text{C}$].
V_0	Tensão inicial, [V].
P	Potência, [W].
V_{MP}	Tensão de máxima potência, [V].
I_{MP}	Corrente de máxima potência, [A].
T_{amb}	Temperatura ambiente, [$^\circ\text{C}$].
T_{cel}	Temperatura da célula, [$^\circ\text{C}$].
R_{th}	Resistencia térmica.

t	Espessura do material, [m].
K	Condutividade do material, [W/m ^o K].
A_S	Área da superfície do painel, [m ²].
C_{th}	Capacitância térmica.
ρ	Densidade do material, [kg/m ³].
c	Calor específico do material, [J °C ⁻¹].
q_{rad}	Perdas de calor por radiação, [W].
F	Fator de vista, [adimensional].
R_{conv}	Perdas de calor por convecção.
h	Coef. de transferência de calor por convecção geral, [W/m ^o C].
T_{mod}	Temperatura do módulo, [°C].
V_{vento}	Velocidade do vento, [m/s].
η_{mod}	Eficiência de conversão do módulo, [adimensional].
λ_B	Comprimento de onda de Bragg, [nm].
l	Índice de refração efetivo do núcleo da fibra, [adimensional].
Λ	Período espacial da rede de Bragg, [nm].
$\Delta\lambda_B$	Variação do comprimento de onda de Bragg, [nm].
ΔL	Variação da deformação mecânica, [nm].
α	Coeficiente de expansão térmica da sílica, [0,55x10 ⁻⁶ °C ⁻¹].
ξ	Coeficiente termo-óptico, [8,3x10 ⁻⁶ °C ⁻¹].
R_T	Valor de resistência medida corrigida, [Ω].
R_0	Valor de resistência medida, [Ω].
V_{in}	Tensão de entrada, [V].
V_{out}	Tensão de saída, [V].
f_c	Frequência de corte, [Hz].
$\bar{T}_{(CxSx)}$	Média aritmética de temperatura do sensor, [°C].
$\bar{\lambda}_{(CxSx)}$	Média aritmética do comprimento de onda do sensor, [nm].
$\sigma(\lambda)$	Desvio padrão do comprimento de onda λ , [nm].
T_{CPV}	Temperatura estimada do centro da face frontal do painel, [°C].
N	Número de ensaios, [adimensional].
S_b	Incerteza de declive da reta.
S_x	Desvio padrão da grandeza independente.
S_a	Incerteza ordenada da reta.

S_y	Desvio padrão da grandeza dependente.
$S_{pad(T)}$	Desvio padrão a temperatura T, [°C].
S_{int}	Incerteza do interrogador, [°C].
u	Precisão de leitura do interrogador, [nm].
S_{circ}	Incerteza do circulador térmico, [°C].
$S_c(T)$	Incerteza combinada, [°C].
T_{out}	Temperatura obtida pelo sensor PT100, [°C]
T_{circ}	Temperatura no circulador térmico, [°C].
T_{PT100}	Temperatura calculada usando o sensor PT100, [°C].
V_{ref}	Tensão de referência usada para calibração, [V].
V_{pv}	Tensão do painel calculada usando V_{out} , [V].
I_{out}	Corrente do painel apresentada pelo circuito de aquisição, [A].
I_{ref}	Corrente de referência usada para calibração, [A].
ε	Emissividade, [adimensional].

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO GERAL	16
1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO	16
1.3 JUSTIFICATIVA	17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	18
2.1.1 Rendimento	23
2.1.2 Influência da Radiação Solar	24
2.1.3 Influência do Vento	24
2.1.4 Influência da Temperatura	25
2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
2.2.1 Transferências de Calor	29
2.2.2 Anomalias Elétricas e Mecânicas	31
2.3 TÉCNICAS DE MONITORAMENTO TÉRMICO EM MÓDULOS	34
2.3.1 Medição Superficial Usando Sensores de Contato	35
2.3.2 Análise Térmica de Superfície com Câmeras Termográficas	35
2.3.3 Aproximação por Modelagens Matemáticas	36
2.4 REDES DE BRAGG EM FIBRA ÓPTICA	38
2.4.1 Métodos de Gravação das Redes de Bragg em Fibras Ópticas	43
3 MATERIAIS E MÉTODOS	47
3.1 SISTEMA DE AQUISIÇÃO E ARMAZENAMENTO DE DADOS	47
3.2 DESENVOLVIMENTO DA TÉCNICA PROPOSTA	50
3.2.1 Encapsulamento dos Sensores FBGs	50
3.2.2 Método de Caracterização das Fibras	53
3.2.3 Técnica de Fixação dos Sensores no Módulo	55
4 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS	59
4.1 EXPERIMENTO 1 – COMPARAÇÃO ENTRE SENSORES FBGS COM E SEM ENCAPSULAMENTO	60
4.2 EXPERIMENTO 2 – OBTENÇÃO DA TEMPERATURA MÉDIA DE TRABALHO DO PAINEL	61
4.3 EXPERIMENTO 3 – DETERMINAÇÃO DE GRADIENTES TÉRMICOS E DETECÇÃO DE ANOMALIAS NO PAINEL	63
5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	65
5.1 CARACTERIZAÇÃO E CALIBRAÇÃO	65

5.1.1	Caracterização das Fibras Ópticas	65
5.1.2	Calibração do Sensor de Temperatura PT100	69
5.1.3	Calibração do Circuito de Aquisição de Tensão.....	70
5.1.4	Calibração do Circuito de Aquisição de Corrente.....	71
5.2	EXPERIMENTO 01 - FIBRAS COM E SEM ENCAPSULAMENTO	72
5.3	EXPERIMENTO 02 - OBTENÇÃO DA TEMPERATURA MÉDIA DE TRABALHO DO PAINEL	74
5.3.1	Painel Fotovoltaico Sem Carga Conectada.....	75
5.3.2	Painel Fotovoltaico Com Carga conectada	79
5.4	EXPERIMENTO 02 – VARIAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA EM RELAÇÃO A TEMPERATURA DO PAINEL	83
5.5	EXPERIMENTO 03 - DETERMINAÇÃO DE GRADIENTES TÉRMICOS DE TRABALHO	84
5.5.1	Painel Fotovoltaico Sem Carga Conectada.....	85
5.5.2	Painel Fotovoltaico Com Carga Conectada	86
5.6	EXPERIMENTO 03 - DETECÇÃO DE ANOMALIAS ELÉTRICAS OU MECÂNICAS	87
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	89
	REFERÊNCIAS.....	92
	APÊNDICE A - CIRCUITO DE AQUISIÇÃO DA CORRENTE ELÉTRICA DO PAINEL.....	99
	APÊNDICE B - CIRCUITO DE AQUISIÇÃO DA TENSÃO ELÉTRICA DO PAINEL.....	100
	APÊNDICE C - ANÁLISE DA QUALIDADE DO CONTATO TÉRMICO ENTRE AS FIBRAS E O PAINEL.....	102
	APÊNDICE D - CARACTERIZAÇÃO DO SENSOR C2S1.....	103
	APÊNDICE E - CARACTERÍSTICAS DOS CORDÕES DE FIBRA ÓPTICA APÓS A CARACTERIZAÇÃO.....	104
	APÊNDICE F - VALORES DOS GRADIENTES TÉRMICOS OBTIDOS PELO CÂMERA IR VERSUS MEDIDOS PELAS FIBRAS	105

1 INTRODUÇÃO

Depois das crises do petróleo de 1973 a 1978 ficou evidente para o ser humano que as fontes de energias fósseis exploradas até então realmente eram finitas e que a busca por formas de geração de energia que fossem renováveis era vital para garantir o suprimento de suas necessidades, como por exemplo, as tecnologias de geração de energia de princípio solar, eólico, biomassa, geotérmica, hídrica e hidrogênio (FRAAS e PARTAIN, 2010).

Dentre essas fontes de energia renováveis, a utilização da energia solar se mostra como uma opção muito promissora, principalmente pela sua grande disponibilidade. Anualmente a quantidade de radiação solar que atinge a superfície terrestre é de aproximadamente 885×10^6 TWh, correspondendo por volta de 6200 vezes a quantidade de energia primária consumida no mundo em 2008 e 3500 vezes a energia prevista que a humanidade irá consumir até 2050 (IEA, 2010).

Atualmente, existem três tipos de tecnologias para o aproveitamento direto dessa energia: termosolar, termoelétrica e fotovoltaica. De modo geral a tecnologia de conversão termosolar consiste no uso de coletores térmicos onde a radiação solar é convertida em calor pelo processo de aquecimento da água que circula em seu interior. Essa água aquecida pode ser usada para calefação de ambientes ou como água quente em qualquer aplicação. Nesse sistema é possível conseguir uma eficiência de conversão de até 60 %, quando utilizando tubos de vácuo nos coletores. No sistema termoelétrico a energia solar também é usada para aquecer um fluido, entretanto agora com o objetivo de transformar esse calor em energia mecânica por meio de turbinas a vapor e finalmente em energia elétrica (IEA, 2010).

Já na tecnologia fotovoltaica a energia solar é convertida diretamente em energia elétrica através de painéis fotovoltaicos, podendo ser armazenada em baterias para uso posterior (sistema isolado ou *off-grid*) ou disponibilizada na rede elétrica da concessionária (sistema conectado ou *on-grid*).

A energia solar também vem sendo bastante explorada pelas tecnologias de conversão termoquímicas, seja pelo uso da energia elétrica na geração de hidrogênio (H) (por meio da quebra da molécula da água (H₂O) através de eletrólise e na decomposição do sulfeto de hidrogênio (H₂S) ou por meio de processo fotocatalítico), ou usando a energia térmica nos tubos ou reatores químicos de calor, os quais são

aquecidos por um fluido (ou concentrador solar) provocando uma reação endotérmica reversível em seu interior, através do princípio da formação ou dissociação de algum gás, como por exemplo, a formação de metano (CH_4) e a dissociação da amônia (NH_3). O conteúdo resultante pode ser armazenado ou até transportado, possibilitando o uso da energia contida em outro momento por meio de um processo exotérmico reverso, no qual essa energia é liberada em forma de calor (STEINFELD et al., 2001).

De acordo com a IEA 2010, nos últimos dez anos a utilização da energia fotovoltaica cresceu numa taxa média de 39 % ao ano. Em 2011, 11 % da energia gerada em todo mundo veio de sistemas fotovoltaicos, existindo uma projeção que até 2050 essa quantidade aumente para 16 %, onde os painéis fotovoltaicos mais utilizados são construídos com silício mono ou policristalino, detendo 90 % do mercado de painéis. Isso reflete diretamente os investimentos na área, onde 2013 foram investidos 96 bilhões de dólares na instalação, manutenção e desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos em todo o mundo, resultando em uma capacidade total instalada de 135 GW e em uma geração de 139 TW nesse ano (IEA, 2014).

Mesmo assim, perante as demais tecnologias renováveis de geração de energia, a adesão de sistemas fotovoltaicos ainda ocorre de forma lenta, refletindo dois grandes obstáculos enfrentados por essa tecnologia: o alto custo de aquisição dos painéis e a baixa eficiência energética (15 % a 21 % para painéis construídos com células de silício cristalino). Sendo que atualmente, entre as oito principais metas econômicas e tecnológicas da indústria fotovoltaica a serem atingidas até 2020, duas delas são o aumento da eficiência de conversão das células comerciais de silício monocristalino para 24 % e policristalino para 19 %, e a diminuição da taxa de degradação dos módulos (IEA, 2014), (DARGHOUTH et al., 2013).

Se tratando de eficiência ainda existe um agravante, que corresponde a diminuição da potência fornecida pela célula quando a mesma sofre um aumento de temperatura, isso decorre principalmente pela passagem da corrente elétrica em seu interior, ocasionando a diminuição do *gap* das células e conseqüentemente a queda da potência de saída do módulo. Em Luque e Hegedus (2003) é feita a estimativa que em um painel novo, cada grau Celsius de aumento da temperatura interna equivale a uma queda de aproximadamente 0,5 % na potência de saída.

Entretanto, é importante salientar que essa estimativa é aplicada somente em painéis novos, sendo obtidas teoricamente pelas características termoelétricas da célula de silício nova, não considerando as particularidades na qualidade de

fabricação do painel, degradação elétrica e mecânica em decorrência do tempo de uso e os efeitos climáticos do ambiente onde o módulo está instalado. Todos esses fatores podem contribuir para uma diminuição ainda maior no rendimento de conversão.

Atualmente são observados dois métodos bastante usados na medição da temperatura superficial em painéis fotovoltaicos. O primeiro método consiste na instalação de um sensor termoresistivo atrás do painel como, por exemplo, um PT100 (BOHÓRQUEZ et al., 2009) e (FUENTES et al., 2007), ou termopar (FANNEY e DOUGHERTY, 2001) e (REIS et al., 2002), com o objetivo de monitorar a temperatura de trabalho do módulo ao longo de um período de tempo. Esse método é utilizado normalmente como opção em ensaios de normas técnicas, análise da variação de rendimento em painéis instalados e validação de estudos teóricos na determinação da temperatura das células.

Embora essa prática tenha uma implementação consideravelmente barata no monitoramento de painéis em ambiente aberto, as variações de velocidade e direção de ventos, sombreamentos parciais e problemas em decorrência da deterioração pelo tempo de uso, provocam gradientes térmicos que mudam constantemente a temperatura ao longo da superfície do módulo, podendo a medição da temperatura em apenas um ponto apresentar erros consideráveis na determinação da temperatura real do painel.

Outro método de medição utiliza câmera infravermelho (IR) para obter uma imagem termográfica da superfície frontal do painel, com alto nível de resolução. Esse método é normalmente usado para observar os gradientes térmicos e detectar pontos de aquecimento resultante de anomalias elétricas (WOHLGEMUTH e HERRMANN, 2005) e (MOLENBROEK et al., 1991).

Nesse cenário, o presente trabalho realiza um estudo da aplicação das Redes de Bragg em Fibras Ópticas (FBGs) como elementos sensores no monitoramento e mapeamento térmico de painéis fotovoltaicos em ambiente aberto, em comparação aos métodos de monitoramento térmico usando sensor termoresistivo e câmera IR.

A alta sensibilidade, exatidão e linearidade de resposta, somado as pequenas dimensões e à possibilidade de multiplexação em comprimento de onda apresentadas pelos sensores FBGs, são de grande valia nesse tipo de aplicação. Outra motivação desse estudo se dá pelas incertezas existentes nas medições monoponto em

ambiente aberto usando sensores termo resistivos e por haver poucos estudos na aplicação de sensores FBGs em painéis fotovoltaicos.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo principal do presente trabalho é utilizar os sensores à fibra óptica em redes de Bragg no mapeamento térmico superficial em painéis fotovoltaicos em ambiente aberto. Pretende-se analisar a capacidade desses sensores na determinação da temperatura, gradientes térmicos em decorrência do aquecimento não uniforme do painel e na detecção de problemas elétricos que se manifestam através de variações térmicas como, por exemplo, *hotspots*, microfissuras, trincas, associação em série de células não idênticas entre outras.

1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO

- Analisar o comportamento dos sensores FBGs com e sem encapsulamento no monitoramento térmico em painéis em ambiente aberto, assim como determinar qual é a melhor opção para essa aplicação;
- Elaborar uma técnica de encapsulamento e fixação dos sensores FBGs na superfície frontal do painel;
- Aplicar os sensores FBGs na determinação da temperatura média de trabalho do painel e comparar com o método de medição monoponto usado atualmente, o qual utiliza sensores termo resistivos;
- Verificar o desempenho desses sensores na observação dos gradientes térmicos de trabalho do painel e que são ocasionados por fatores climáticos ou pelo fluxo de corrente elétrica no interior das células;
- Determinar quais tipos de anomalias elétricas e mecânicas do painel fotovoltaicos os sensores FBGs conseguem detectar.

1.3 JUSTIFICATIVA

No estudo da eficiência e degradação de painéis fotovoltaicos, uma das maiores dificuldades encontradas é a medição da temperatura de uma ou mais células, por estarem no interior do módulo encapsulado. Isso se torna mais complexo em casos em que o painel estudado está em ambiente aberto, pois as variações na intensidade da irradiância solar, velocidade e a direção do vento agravam ainda mais a correta medição da temperatura, sendo normalmente assumida uma incerteza de ± 2 °C para esses casos, além das incertezas relacionadas com os equipamentos usados nas medições (JAKHRANI et al., 2011), (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Outro método para estimar a temperatura interna da célula em ambiente aberto é a utilização de modelagens matemáticas, que com apenas alguns parâmetros térmicos do painel e do ambiente é possível estimar a temperatura de trabalho das células. Embora prático, esse método dispõe de diversos tipos de modelagens e geralmente não leva em consideração as particularidades construtivas do painel (tipos de células, propriedades de absorção e dissipação térmica dos materiais) e da localização geográfica da região onde o painel está instalado. Logo, determinar a abordagem ideal para cada tipo de aplicação e local se torna muito complexo, resultando na maioria das vezes em valores estimados de temperatura com precisão questionável (FUENTES et al., 2007).

Devido a essa dificuldade de medição e considerando as diversas formas que a temperatura do painel é determinada, se pretende estudar quais são as contribuições que os sensores à fibra óptica, oferecem na melhoria da determinação da temperatura de trabalho, na compreensão da influência que os fenômenos naturais tem sobre as variações térmicas dos módulos fotovoltaicos e nos estudos dos efeitos que a degradação elétrica e mecânica tem sobre a geração de energia.

Por se tratar de uma tecnologia ainda pouco estudada para esse tipo de aplicação, é considerado de grande valia descobrir onde e como os sensores FBGs se colocam dentre as técnicas de monitoramento térmico em painéis fotovoltaicos existentes.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo está dividido em quatro seções. Na primeira é feito um resgate histórico do surgimento das células fotovoltaicas e das suas características elétricas de geração de energia, com foco no impacto das variações térmicas em seu funcionamento. Na segunda seção a construção e características dos painéis fotovoltaicos são abordadas. Na terceira é realizado um comparativo das técnicas mais utilizadas na determinação da temperatura de trabalho em painéis e na quarta seção é feita uma introdução do princípio de funcionamento das redes de Bragg em fibra óptica, dos métodos de gravação das redes e seu estado da arte na aplicação em medição de temperatura.

2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas são construídas basicamente por materiais semicondutores como o silício cristalino (c-Si) ou amorfo (a-Si), arseneto de gálio (GaAs), telureto de cádmio (CdTe) e até uma liga de cobre-índio-gálio-selênio (CIGS). Independente do material usado, o princípio de conversão de energia é baseado no efeito fotovoltaico, o qual permite gerar uma Corrente Contínua (CC) quando iluminadas por fótons de determinada energia. As células são fabricadas pela sobreposição de uma camada de silício tipo p em uma camada de silício tipo n , onde entre elas se forma a banda de valência, com mais elétrons, banda de condução, com menos elétrons e a banda de *gap*, com a energia que deve ser excedida para que a célula comece a gerar energia ou que os elétrons comecem a circular nela (LUQUE e HEGEDUS, 2003). A construção básica de uma célula fotovoltaica pode ser vista na Figura 1.

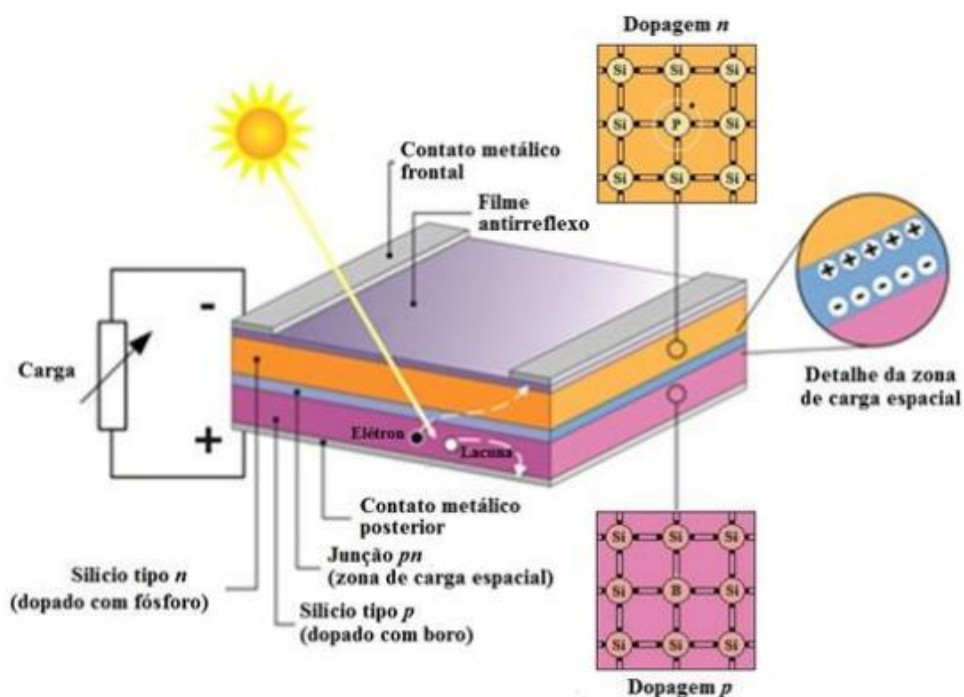


Figura 1 – Construção básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A dopagem do silício cristalino funciona da seguinte maneira: O átomo de silício tem por característica possuir quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Se for adicionado um átomo com cinco elétrons de ligação como, por exemplo, o fósforo, haverá um elétron fracamente ligado a seu átomo de origem que ficará sobrando na rede. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, movendo-se da banda de valência para a banda de condução. Nessa dopagem, é dito que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante *n*. Todavia, se for adicionado à rede de silício um átomo de três elétrons, como por exemplo o boro, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações nessa rede, ou seja, haverá um buraco ou uma lacuna. Com pouca energia um elétron vizinho pode se deslocar e preencher esse espaço, fazendo com que o buraco se desloque para outro átomo. Logo, esse tipo de dopagem é chamado de aceitadora de elétrons ou dopagem *p* (PINHO e GALDINO, 2014).

Entre as camadas de silício *p* e *n* surge a chamada junção *pn*, ou região de depleção, onde os elétrons livres do lado *n* passam para o lado *p*, encontrando as lacunas que os capturam. Isso faz surgir um acúmulo de elétrons no lado *p*, tornando-o carregado negativamente. Com a diminuição de elétrons do lado *n* o mesmo se torna carregado positivamente, dando origem a um campo elétrico entre as camadas.

O efeito fotovoltaico ocorre quando a junção *pn* é exposta à luz visível, onde estão presentes fótons com energia maior que a banda de *gap*, nesse momento ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna, que existindo um campo elétrico diferente de zero provoca a aceleração das cargas, surgindo assim uma corrente através da junção (corrente fotogerada). No caso de incidência de fótons com energia inferior à banda de *gap*, nenhum elétron consegue ser libertado, sendo absorvida pela superfície da célula e gerando calor (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Devido a essa característica de geração, é possível perceber que existe uma limitação na eficiência que se pode alcançar com a célula fotovoltaica, a qual é determinada pelas características de cada semicondutor usado na fabricação. No caso do silício cristalino, com energia de banda de *gap* de aproximadamente 1,1 eV, é estimado que o máximo de eficiência na conversão do espectro solar incidente na superfície da Terra chegaria até aproximadamente 30 % (LASNIER e HANG, 1990).

Outra característica importante quando se trata de células fotovoltaicas é a curva corrente-tensão (I-V), que representa o comportamento da corrente em relação à tensão gerada pelo painel. De acordo com o apresentado na Figura 2, quando a célula está no escuro a curva característica é idêntica à de um diodo (quadrante 1). Quando iluminada por alguns (quadrante 2) ou muitos fótons (quadrante 3), a corrente fotogerada aumenta, deslocando a curva I-V. Nesse ponto a célula já está produzindo energia. Por convenção, a curva I-V pode ser invertida conforme visto no quadrante 4. O comportamento da curva I-V também pode ser descrita pela Equação (1), derivada da Equação de Shockley, do diodo ideal:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (1)$$

onde I_L é a corrente fotogerada pela célula, I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, q é o valor da carga do elétron [$1,6 \times 10^{-19}$ C], n é o fator de idealidade do diodo, k é a Constante de Boltzmann [$1,38 \times 10^{-23}$ J/K] e T é a temperatura absoluta.

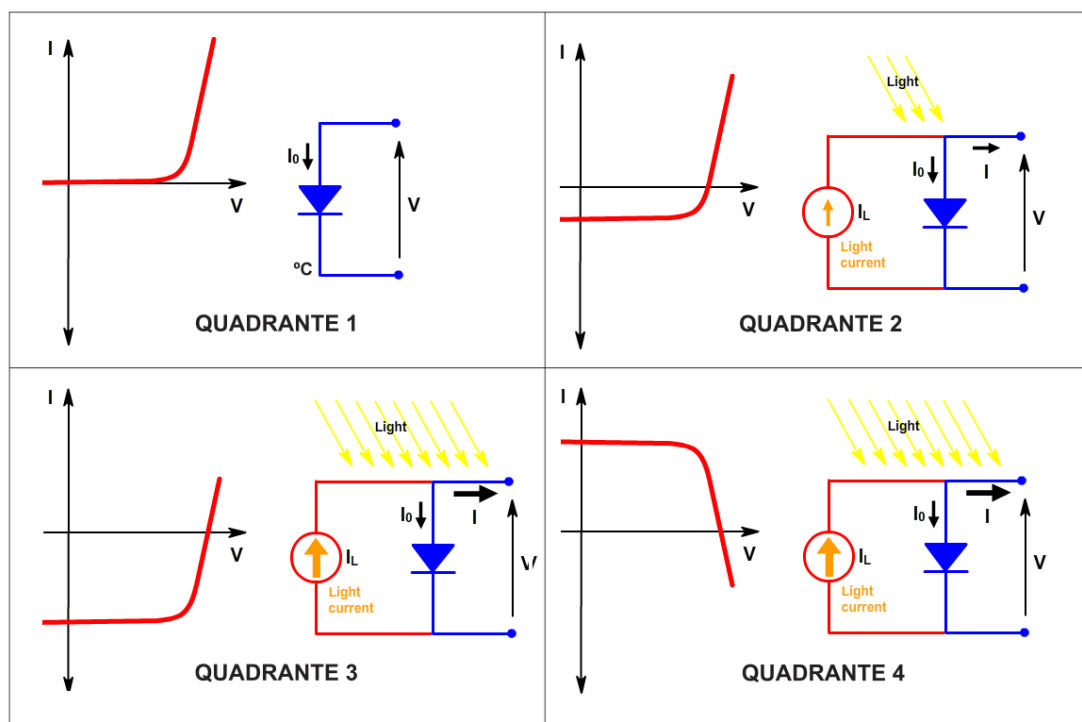


Figura 2 – Comportamento elétrico da curva I-V de uma célula fotovoltaica ideal
 Fonte: Adaptado de <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>

É importante ter clareza que na prática a célula fotovoltaica, assim como o diodo, não são componentes ideais, logo é necessário levar em consideração não idealidades típicas da célula, como a corrente reversa de difusão (ID_1), perdas de corrente pela recombinação na região de depleção (ID_2), resistências parasitas (R_p) e a sua resistência interna (R_s). Na literatura os dois modelos mais utilizados são os circuitos de um e dois diodos, onde a única diferença entre eles é que no modelo de um diodo a corrente ID_2 é negligenciada (OLUKAN e EMZIANE, 2015).

No presente trabalho optou-se em demonstrar o modelo de dois diodos conforme representado pela modelagem matemática vista na Equação (2), onde I_{PV} é a corrente do painel fotovoltaico.

$$I = I_{PV} - ID_1 - ID_2 - \frac{(V + R_S * I)}{R_p} \quad (2)$$

O circuito elétrico representativo dessa modelagem é apresentado na Figura 3, sendo este considerado o melhor modelo devido à maior aproximação do funcionamento real de uma célula.

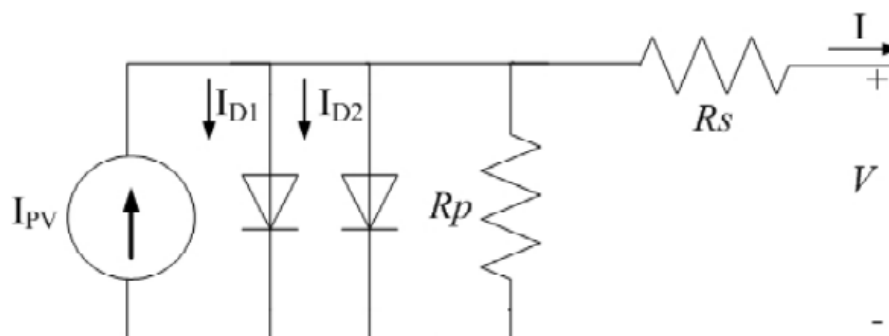


Figura 3 – Modelagem de dois diodos do circuito elétrico de um painel fotovoltaico
Fonte: Olukan e Emziane (2014)

A tensão de circuito aberto V_{oc} e a corrente de curto-circuito I_{sc} são os maiores valores de tensão e corrente obtidos em uma célula fotovoltaica, entretanto quando se atinge esses valores a potência resultante na saída dessa célula é zero. Para conseguir um valor máximo de V_{oc} nenhuma corrente pode circular no painel, logo não pode existir carga conectada em sua saída. Já para conseguir uma corrente máxima de I_{sc} , a saída do módulo deve ser curto-circuitada o que provoca uma tensão de circuito aberto nula (LASNIER e HANG, 1990).

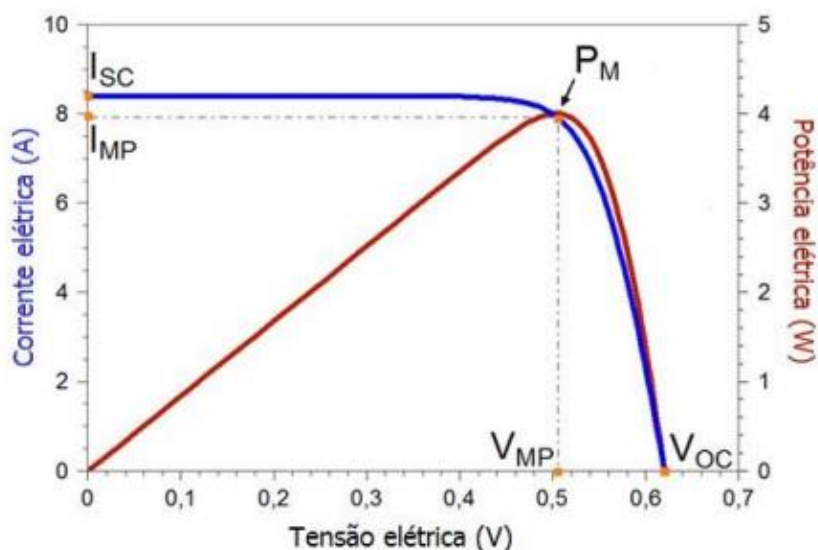


Figura 4 – Curva características da potência de uma célula fotovoltaica
Fonte: Pinho (2014)

É possível perceber que existe um ponto ótimo onde os valores de tensão e corrente possibilitam extrair uma máxima potência do módulo (P_M), conforme ilustrado na Figura 4. Os valores de tensão e corrente que permitem a obtenção de P_M são representados respectivamente por V_{MP} e I_{MP} .

A potência fornecida pelo painel pode ser controlada variando o valor da carga conectada em sua saída. Em sistemas de geração fotovoltaica são utilizados equipamentos chamados de rastreadores de ponto de máxima potência ou *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), que monitoram constantemente os valores de tensão e corrente do painel e variam uma carga de modo a seguir sempre o ponto de máxima potência do módulo.

2.1.1 Rendimento

O rendimento ou eficiência de conversão (η) de um painel fotovoltaico é um dos fatores mais importantes a ser levado em consideração durante a aquisição de um módulo, sendo utilizado como parâmetro de comparação entre tecnologias e técnicas de fabricação. De modo genérico, o rendimento é definido como a relação entre a quantidade máxima de energia produzida pelo painel (P_M) e a energia solar (S) incidente em sua superfície, definida pela Equação (3). Para fins comerciais, o fator de rendimento é costumeiramente multiplicado por 100, permitindo ser expresso em uma escala percentual.

$$\eta = \frac{P_M}{S} \quad (3)$$

Em um painel fotovoltaico o fator de rendimento é diretamente influenciado pela temperatura do módulo e a intensidade da radiação solar, logo para possibilitar a comparação entre os diversos tipos de módulos, o rendimento é obtido em Condições de Teste Padrão (STC), como Massa de Ar (AM) de 1.5, temperatura do módulo de 25 °C e radiação de 1000 W/m² de acordo com a IEC 60904-3 (IEC, 1998).

Conforme visto anteriormente, as células fotovoltaicas podem ser construídas com diversos tipos de materiais, cada qual apresenta um rendimento diferente, como as de silício monocristalino (15 a 21 %), policristalino (13 a 15 %), amorfo (aproximadamente 7 %), CIGS (10 a 14 %) e Telureto de cádmio (9 a 10 %) (FRAAS e PARTAIN, 2010).

2.1.2 Influência da Radiação Solar

A intensidade da radiação solar que incide sobre um célula ou painel fotovoltaico (medida em W/m^2) é diretamente responsável pela quantidade de energia fotogerada. De acordo com a literatura, a energia produzida é linear e proporcional à intensidade da radiação solar. Na Figura 5 é apresentado um exemplo dessa influência na curva I-V de uma célula fotovoltaica a uma temperatura constante de 25 °C e massa de ar de 1.5 (PINHO, 2014).

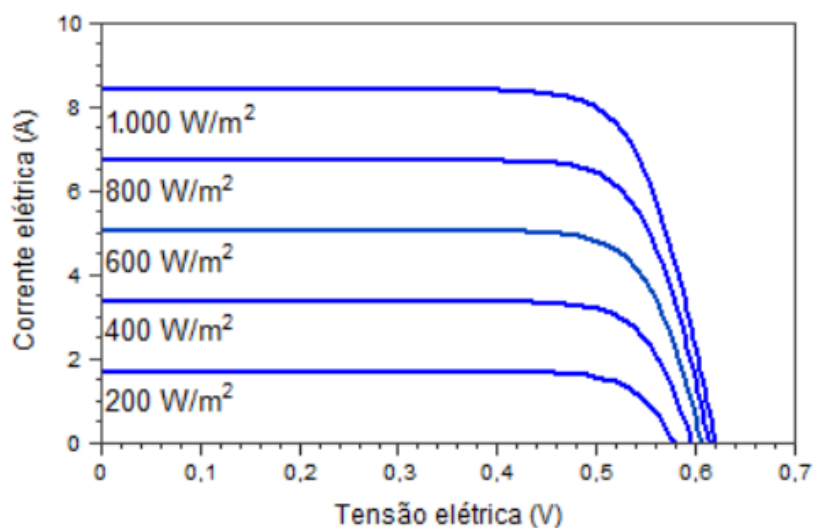


Figura 5 – Influência da intensidade da radiação solar na geração fotovoltaica em uma célula de silício
Fonte: Pinho (2014)

2.1.3 Influência do Vento

Em um painel fotovoltaico a incidência do vento em sua superfície é considerada benéfica desde que a temperatura ambiente seja inferior à do painel. Essa afirmação considera que a incidência de ventos em sua superfície acelera o resfriamento do painel, contribuindo para a diminuição da temperatura das células e, conseqüentemente, melhorando seu rendimento.

Entretanto, quantificar a intensidade do vento que incide no painel com o seu rendimento, visto que em ambiente aberto a duração, velocidade e direção dos ventos são variáveis e praticamente imprevisíveis, estando diretamente dependente do local e do relevo onde o painel está instalado.

De acordo com Trinuruk et al. (2009), quando a célula ou painel está sujeito a ventos de até 1,75 m/s, as perdas de calor por convecção e condução são consideradas constantes e é assumido que a temperatura da célula e a temperatura ambiente são linearmente proporcionais a intensidade da radiação solar. Acima dessa velocidade, determinar a temperatura do painel como um todo com certa precisão se torna difícil sem a medição em múltiplos pontos. As variações térmicas ao longo de sua superfície já não podem ser facilmente previstas e gradientes térmicos expressivos com variações de até 10 °C em pontos distintos do módulo são observados (SANTOLIN et al., 2014).

2.1.4 Influência da Temperatura

Um dos principais fatores que afeta o rendimento de conversão de uma célula ou módulo de silício cristalino é a temperatura. Quando uma célula ou um painel é submetido à incidência solar, o mesmo é aquecido fazendo que seus átomos vibrem mais rápido, gerando um aquecimento e provocando a diminuição da tensão necessária para separar os elétrons dos buracos, logo a energia de *gap* também diminui. Como consequência, ocorre uma elevação na corrente de curto-circuito (I_{sc}) e uma diminuição na tensão de circuito aberto (V_{oc}).

O comportamento da energia de *gap* com relação à variação da temperatura pode ser expresso pela Equação (4) onde $E_g(0)$ é a energia de *gap* a uma dada temperatura e a e b são constantes típicas do silício. Os valores destes são apresentados na Tabela 1.

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{aT^2}{T+b} \quad (4)$$

Tabela 1 – Valores de energia de *gap* e constantes a e b para o silício e arseneto de gálio

Material	$E_g(0)$ (eV)	a (10^{-4} eV K $^{-1}$)	b (K)
Silício (SI)	1,16	7	1100
Arseneto de gálio (GaAs)	1,52	5,8	300

Fonte: Lasnier e Hang (1990)

Já as taxas de variação de I_{sc} e V_{oc} podem ser determinadas teoricamente pelos coeficientes térmicos α e β , que no caso da célula de silício já tem valores

conhecidos de $0,1 \% \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ou $0,03 \text{ mA } ^\circ\text{C}^{-1}\text{cm}^{-2}$ para a corrente e $-2,3 \text{ mV } ^\circ\text{C}^{-1}$ para a tensão. Esses valores podem ser calculados pelas Equações (5) e (6) respectivamente (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (5)$$

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (6)$$

É possível fazer a correção dos valores de I_{sc} e V_{oc} e conseqüentemente obter o novo valor de potência por meio das Equações (7), (8) e (9) respectivamente (PATEL, 2006):

$$I_{sc} = I_0(1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (7)$$

$$V_{oc} = V_0(1 - \beta \cdot \Delta T) \quad (8)$$

$$P = V \cdot I = V_0(1 - \beta \cdot \Delta T) \cdot I_0(1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (9)$$

onde I_0 é o valor de corrente, V_0 é o valor de tensão, ΔT é a variação de temperatura e P é a potência resultante.

É possível perceber que, para o aumento de cada grau Celsius da temperatura, o acréscimo da corrente I_{sc} não compensa totalmente a queda da tensão V_{oc} , ocasionando assim uma diminuição de aproximadamente 0,5 % da potência entregue pelo módulo. Por exemplo, considerando que um painel fotovoltaico policristalino (com área de $0,5 \text{ m}^2$), sem anomalias elétricas ou sinais de degradação, a uma temperatura de $25,5 \text{ } ^\circ\text{C}$, consiga gerar $71,0 \text{ W}$ de potência ao ser exposto a uma incidência solar de 850 W/m^2 (rendimento de 16,7 %). Após um período de tempo, se a temperatura do módulo aumentar $1,0 \text{ } ^\circ\text{C}$, indo para $26,5 \text{ } ^\circ\text{C}$, sua potência de saída irá diminuir para $70,6 \text{ W}$ ($71,0 \text{ W} - 0,5\%$). O rendimento de trabalho do painel agora será de 16,6 %.

Na Figura 6 é apresentado o efeito do aumento da temperatura na curva I - V de uma célula fotovoltaica exposta a uma intensidade de radiação de 1000 W/m^2 e uma massa de ar 1.5 (PINHO, 2014).

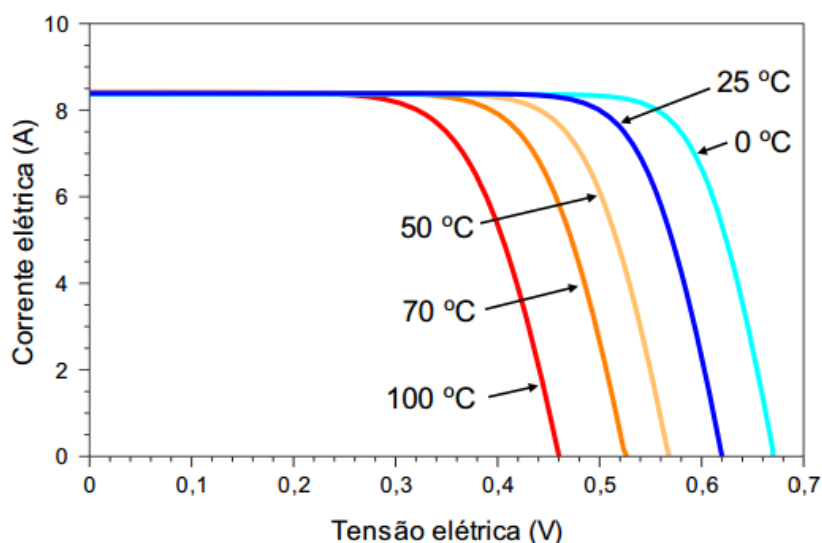


Figura 6 – Influência da temperatura na geração fotovoltaica em uma célula de silício ($S = 1000 \text{ W/m}^2$)
Fonte: Pinho (2014)

2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Atualmente a grande maioria dos painéis fotovoltaicos comercializados são montados usando células de silício monocristalino ou policristalino. Conforme abordado anteriormente às células policristalinos apresentam custo inferior ao monocristalino, todavia apresentam menor eficiência de conversão energética.

Na construção de um módulo essas células podem ser ligadas em série e/ou paralelo, dependendo dos níveis de tensão e corrente de saída pretendidos pelo fabricante. Células ligadas em série permitem elevar a tensão de saída e em paralelo aumentar a de corrente. As ligações entre células são feitas usando condutores metálicos chatos chamados de *tab wires*, já a conexão entre grupos de células é realizada por condutores mais grossos chamados de *bus wires*.

As células de silício são extremamente susceptíveis a quebra e em contato com a umidade podem facilmente oxidar seus contatos. Isso fez necessário que os fabricantes desenvolvessem uma tecnologia de construção de painel que diminua esses problemas e leve em consideração as possíveis agressões que o painel pode sofrer em ambiente aberto. Logo, a estrutura mecânica de um painel tem como principal objetivo prover ao circuito elétrico (células e condutores) resistência mecânica contra as intempéries ambientais, total vedação contra umidade e partículas

de poeira, alta robustez estrutural garantindo que as dilatações e contrações térmicas das partes que compõem o módulo não danifiquem o circuito.

Atualmente, o método mais adotado pelos fabricantes na construção de um painel pode ser visto na Figura 7, consistindo em um vidro temperado com um revestimento anti-reflexo na parte frontal, que permita a passagem da luz e apresente alta resistência a impactos de corpos sólidos, como granizo, pedras e pequenos materiais.



Figura 7 – Partes que compõem um painel fotovoltaico
Fonte: Autoria própria

Na parte frontal e traseira do circuito elétrico do painel é aplicada uma camada de filme de Etil Vinil Acetato (EVA), que permite a passagem da luz até as células e evita que as dilatações térmicas da estrutura as danifiquem. Outra função importante do EVA é capacidade em selar as células contra a umidade externa. Durante a fabricação do painel o EVA é fundido, permitindo que o mesmo fique colado homogeneamente em toda superfície das células.

Na parte traseira do painel é aplicada por último uma camada de Filme de Fluoreto de Polivinil (PVF) de alta resistência, o qual tem por objetivo proteger o EVA e selar essa face do módulo. Por último é colocado uma estrutura em alumínio para proteção de toda a estrutura contra choques laterais.

De modo a garantir aos painéis padrão de qualidade, os fabricantes devem seguir normas específicas como a IEC 60068, 60410, 60721 e 61215, que padronizam as condições mínimas de vedação, resistência mecânicas, eficiência de conversão, taxa de degradação máxima ao logo do tempo e potência real fornecida pelo painel.

Comercialmente para determinar a potência nominal que um módulo pode fornecer e possibilitar a comparação entre diferentes painéis se faz necessário realizar ensaios nos quais as variáveis que afetam a geração de energia sejam conhecidas e/ou controladas, ou seja, são necessárias condições de teste padrão (STC). A condição de teste padrão utilizada para painéis cristalinos terrestres são determinadas pela IEC 60904 e estabelece que a intensidade da radiação solar deve ser de 1000 W/m², massa de ar 1.5 e o módulo deve estar a uma temperatura de 25 °C. A potência máxima alcançada nessas condições é considerada o valor de potência nominal do painel.

Entretanto, na prática, essas condições são dificilmente obtidas, visto que a intensidade da radiação solar e a massa de ar estão diretamente relacionadas com a localização geográfica onde o módulo será testado e a sua temperatura de trabalho quase sempre é superior aos 25 °C. Visando aproximar a determinação dessa temperatura um segundo padrão de ensaio o qual utiliza a Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT).

O NOCT é usado para determinar a temperatura da célula ou painel em campo aberto, sendo padronizado pela IEC 61215. As condições padrões para esse ensaio são irradiância (S) de 800 W/m² (80 mW/cm²), Massa de Ar (AM) 1.5, temperatura ambiente (T_{amb}) de 20 °C, velocidade do vento (V_{vento}) de até 1 m/s e sem carga de consumo conectado aos terminais de saída do módulo. Atualmente a determinação do NOCT adota uma incerteza de ± 2 °C devido à dificuldade de medir a temperatura da célula em um módulo encapsulado (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

2.2.1 Transferências de Calor

A temperatura de trabalho de um painel fotovoltaico é resultado do equilíbrio entre fatores que geram aquecimento (radiação solar, anomalias no circuito elétrico do painel) e as perdas de calor para o meio ambiente (condução, radiação e convecção) que podem ser aceleradas pela incidência de vento.

A transferência de calor por condução ocorre entre os materiais que compõem o painel e o meio ambiente (ar). A capacidade do módulo em transferir o calor entre seus materiais e para seus arredores pode ser caracterizada pela condutividade térmica, ou pela sua resistência ao fluxo de calor. Como o módulo é construído por

diferentes tipos de materiais, uma forma de representar a interação térmica entre elas pode ser usando uma modelagem Resistiva-Capacitiva (RC), análoga a um circuito elétrico. Nessa analogia a resistência térmica do material ao fluxo de calor (R_{th}), é calculada pela Equação (10) e a capacitância térmica (C_{th}) calculada pela Equação (11), onde a capacitância térmica é considerada a capacidade do material absorver ou armazenar calor (ARMSTRONG et al., 2010).

$$R_{TH} = \frac{t}{KA_S} \quad (10)$$

$$C_{TH} = \rho c A_S t \quad (11)$$

Nas equações acima, as características físicas dos materiais em cada camada do módulo são representadas por t sendo a espessura, K a condutividade, A_S a área da superfície, ρ a densidade e c o calor específico do respectivo material.

O conjunto de todos os materiais que compõem o painel pode ser representado por uma malha, conforme apresentada na Figura 8.

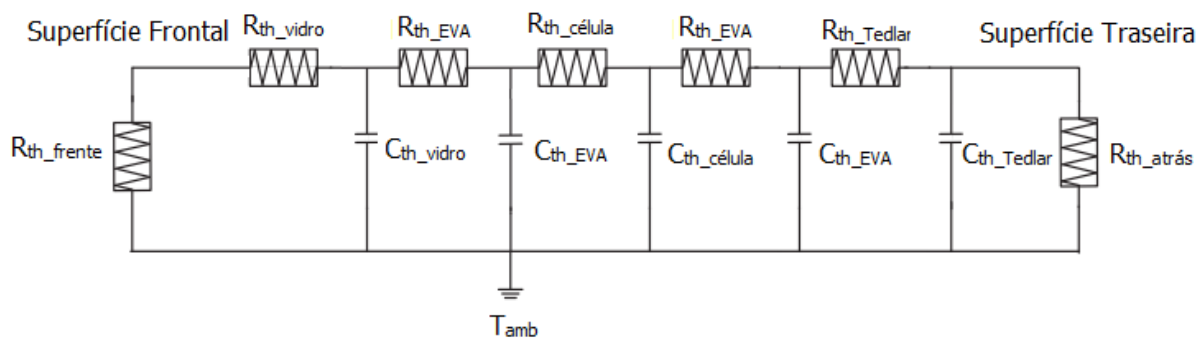


Figura 8 – Representação da malha de resistência térmica de um painel
Fonte: Adaptado de Armstrong et al. (2010)

Além das características de condutividade térmica de cada material, a capacidade de condução do calor oriundo do aquecimento das células por estes são altamente dependentes do tipo de fabricação e da qualidade do painel (ARMSTRONG et al., 2010).

Nas perdas por radiação térmica ocorre a emissão de parte da energia para o ambiente, por meio de propagação de onda eletromagnética (na faixa entre 0,1 e 100 μm), envolvendo o espectro de luz visível e infravermelho. No painel esse efeito ocorre

através da face frontal pelo vidro, das laterais pela estrutura de alumínio e face traseira por meio do Tedlar®. As perdas por radiação (q_{rad}) podem ser estimadas pela Equação (12):

$$q_{rad} = \varepsilon F k A_S (T_{PV} - T_{amb}) \quad (12)$$

onde ε é a emissividade do material e F é o fator de vista.

Já as perdas por convecção ocorrem quando o ar em contato com a superfície do painel aquece e devido a sua inclinação (35° no caso do presente trabalho) se desloca para cima rente à superfície do painel, movimentando-se por convecção natural, de baixo para cima (quando existir a incidência de ventos a movimentação do ar dependerá da direção e intensidade do vento). Esse efeito provoca um resfriamento não homogêneo da superfície do painel, onde as áreas inferiores tendem a transferirem mais rapidamente o calor do que as áreas superiores. Todavia, esse padrão de transferência térmica não é absoluto em ambientes onde existem a ação de ventos. Nesses casos, considerando que a temperatura ambiente seja inferior à temperatura do módulo, a incidência do vento potencializa o resfriamento do painel e, dependendo da direção, pode resfriar diferentes áreas do módulo. As perdas por convecção (R_{conv}) podem ser calculadas usando a Equação (13), onde h é o coeficiente de transferência de calor por convecção geral.

$$R_{conv} = \frac{1}{hA_S} \quad (13)$$

2.2.2 Anomalias Elétricas e Mecânicas

Em um painel fotovoltaico novo, todas as células que o constituem apresentam características de conversão energética, aquecimento e resfriamento semelhantes, sendo possível estimar sua temperatura de trabalho através de equações ou na medição da temperatura de apenas um ponto do painel (TRINURUK et al., 2009) e (FUENTES et al., 2007). Ao longo do tempo de uso, a dilatação térmica ocasionada pelos ciclos de aquecimento e a contração provocada pelo resfriamento, começam a deteriorar gradativamente as conexões, terminais, trilhas e as próprias

células, comprometendo significativamente a eficiência de conversão do painel (HERRMANN, 2010).

Essa degradação pode provocar a diminuição no rendimento do painel de dois modos: A primeira é ocasionada por trincas ou quebras nas células que isolam pequenos pedaços do restante do circuito elétrico do painel, conseqüentemente impossibilitando que a energia gerada por ela seja transferida na saída do módulo.

Na segunda são consideradas as perdas por dissipação, onde microfissuras em células e estreitamento de condutores provocam o aumento na resistência elétrica nos pontos afetados, como consequência surgem pontos superquentes (*hotspots*) ou diferentes níveis de aquecimento entre as células, dissipando parte da energia gerada.

Essas degradações estão intimamente relacionadas com as variações térmicas observadas nos módulos, sendo causadora de grande parte dos problemas relacionados com aquecimentos anormais em painéis. As anomalias encontradas com maior frequência em módulo fotovoltaicos são:

Descasamento resistivo: Um painel fotovoltaico é constituído por um conjunto de células ligadas em série e em paralelo. Cada célula apresenta uma resistência à passagem da corrente elétrica em seu interior, logo, em um conjunto de células ligadas em série, caso uma ou mais células apresentem diferenças resistivas entre si, as células com resistência interna maior irão aquecer mais do que as demais. A característica comum de um descasamento resistivo é o superaquecimento homogêneo de toda a área da célula (ao contrário dos *hotspots* que apresentam apenas pontos de aquecimentos isolados) (CROZIER et al., 2015).

A principal causa desse problema é alguma falha no processo identificação e separação de células com potenciais de geração similares, onde células não similares são montadas em série. O efeito dessa anomalia no painel é a diminuição do rendimento de conversão, onde quanto maior a corrente fotogerada que circula pela célula, maiores são as perdas de energia pelo aquecimento.

Hotspots: São pontos com temperatura elevada em regiões específicas das células que compõem o painel. Normalmente, os *hotspots* apresentam formato circular, com apenas alguns milímetros de diâmetro (normalmente entre 0,5 e 5,0 mm) e tem como principal causa, trincas ou microfissuras em células, que resultam no aumento da resistência à passagem da corrente fotogerada pela região afetada, provocando em um superaquecimento nesse ponto (SOLHEIM et al., 2013). Por consequência parte da energia que passa trinca é dissipada em forma de calor.

Existem diversas causas que podem provocar trincas em células, as duas principais são: problemas na fabricação do painel, que faz com que as células não fiquem plenamente acomodadas entre as camadas de EVA, gerando uma pequena tensão mecânica na célula. Essa tensão mecânica, somada a dilatação e contração térmica do painel decorrente do seu aquecimento e resfriamento de trabalho, podem provocar uma trinca nessa região da célula.

Outra causa do surgimento de *hotspots* é a degradação elétrica e mecânica do painel ao longo do tempo de uso. Como as partes que constituem o painel apresentam fatores de dilatação e contração térmica diferentes, ao longo do tempo de uso esse stress térmico acaba afetando as células, tensionando-as e conseqüentemente provocando trincas e microfissuras (WOHLGEMUTH e HERRMANN, 2005).

Mau contato em condutores: Essa anomalia é normalmente provocada por alguma falha no processo de fabricação do painel, durante a etapa de soldagem ou emenda dos condutores que interligam as células ou conjunto de células. Os condutores com contato deficiente ou de baixa qualidade podem ocasionar superaquecimento no ponto de emenda (ou soldagem) ou até o isolamento elétrico de parte das células (SPAGNOLO et al., 2012).

Coldspots: Normalmente os *coldspots* são caracterizados por regiões da célula que, devido à quebra de uma ou mais partes desta, isola o pedaço quebrado do restante do circuito elétrico do painel. Como efeito para o painel, o pedaço quebrado não contribui mais para a geração de energia, diminuindo a eficiência de geração do painel (MANSOURI et al., 2012).

Estreitamento de condutores: Ocorrem geralmente quando existe alguma falha no isolamento do EVA e/ou Tedlar®, que permite a umidade presente no ambiente externo entrar em contato com as partes elétricas do painel (principalmente condutores tipo *tabwire* e *buswire*). Com o passar do tempo, a umidade provoca a corrosão do condutor afetado, estreitando e muitas vezes rompendo a mesmo.

Como efeito para o painel, o condutor com estreitamento gera uma resistência à passagem da corrente fotogerada, superaquecendo esse ponto e comprometendo o rendimento de geração de energia do módulo.

A intensidade que as anomalias afetam a temperatura do módulo e a variação do rendimento de conversão atualmente são amplamente estudadas por meio do monitoramento da temperatura de trabalho e da tensão e corrente gerada, sendo uma

prática imprescindível na realização de ensaios de normas técnicas para a determinação das características elétricas de trabalho em painéis novos, para o estudo dos efeitos da degradação elétrica e mecânica ao longo do tempo de uso e suas consequências na diminuição do rendimento de conversão energética (WOHLGEMUTH e HERRMANN, 2005).

2.3 TÉCNICAS DE MONITORAMENTO TÉRMICO EM MÓDULOS

Devido às técnicas de fabricação atuais dos painéis fotovoltaicos terrestres, após o módulo estar pronto é impraticável realizar qualquer medição de temperatura diretamente nas células, sendo possível estimar a temperatura das células somente através da medição das variações de temperatura presentes na superfície frontal (no vidro) ou traseira (no Tedlar[®]) do módulo ou usando modelagens matemáticas

As variações de temperatura de trabalho de um módulo não são homogêneas, ou seja, são observados diferentes valores de temperatura (ou gradientes térmicos) ao longo da sua superfície. A intensidade e o comportamento desses gradientes são influenciados tanto pela dinâmica térmica de trabalho das células, quando por fatores ambientais como, a intensidade da radiações solar, velocidade do vento e temperatura ambiente. Logo, no monitoramento da temperatura de trabalho de um painel em ambiente externo, a escolha do melhor método de medição é complicado, visto que, diante das constantes variações dos gradientes térmicos do painel, cada método apresenta vantagens e desvantagens (os quais serão abordados no decorrer do capítulo). Esse problema é ainda maior quando estão presentes no painel anomalias elétricas que podem passar despercebida dependendo da técnica de medição usada (SPAGNOLO et al., 2012).

Nesse escopo, a presente seção aborda as principais técnicas usadas atualmente na determinação da temperatura de trabalho de painéis, as quais podem ser através da medição da temperatura superficial do painel usando sensores termoresistivos (medição direta), emissão IR capturada por câmera termográficas (medição indireta) ou estimativa térmica por meio de equacionamentos matemáticos.

No presente trabalho, foi realizado a comparação das medições de temperatura feitas pelas FBGs apenas com a técnica de medição superficial usando termoresistência e imagens térmicas obtidas através de câmeras termográficas IR.

2.3.1 Medição Superficial Usando Sensores de Contato

De acordo com o observado na literatura, a maioria dos métodos de medição de temperatura realizados por meio de contato direto do sensor com o painel são feitas em sua superfície traseira. Essa opção é adotada pois a fixação de sensores na face dianteira causaria sombreamento nas células, comprometendo assim o desempenho de geração elétrica do painel. Alguns autores supõem que a parte traseira oferece uma menor resistência térmica entre o sensor de temperatura e a célula, sendo comumente adotada a temperatura medida nesse ponto como temperatura média de trabalho do painel (TRINURUK et al., 2009). Todavia, levando em consideração os diversos métodos e materiais utilizados na construção dos módulos, nesses apontamentos não são mencionados para quais tipos essa suposição é válida.

Para a medição da temperatura de painéis em apenas um ponto é observado a utilização de termopares, sendo normalmente adotado um PT100 fixado no centro da superfície de trás do painel por uma base construída por um material isolante térmico a fim de minimizar as perdas de calor do sensor para o ambiente (GARCÍA et al., 2004).

Esse método apresenta custo relativamente baixo e fácil aplicação, sendo bastante utilizado em ensaios em ambiente fechado ou em situações onde a temperatura do módulo é controlada por algum sistema de refrigeração. Em ambiente aberto são observados que alguns experimentos até utilizam esse método, todavia em situações que existam incidências de ventos, o gradiente térmico gerado por estes pode revelar altos níveis de incerteza na determinação da temperatura de trabalho do painel, visto que a temperatura é medida em apenas um ponto.

2.3.2 Análise Térmica de Superfície com Câmeras Termográficas

Outro método de medição da temperatura em painéis fotovoltaicos se utiliza de câmeras termográficas, que por meio da detecção da intensidade da radiação infravermelha emitida pelo painel, permite calcular sua temperatura naquele instante de tempo. Nessa técnica a medição é feita de forma indireta, ou seja, sem contato físico com o painel. Devido à maior praticidade, a superfície frontal do módulo é

adotada, visto que a medição na superficial traseira normalmente é dificultada pela estrutura de fixação do painel que atrapalha o posicionamento da câmera e o ajuste do foco.

As imagens obtidas pela câmera termográfica geram uma matriz composta por centenas ou milhares de pontos (dependendo das características de cada câmera), onde é possível evidenciar a temperatura da superfície medida em cada um desses pontos. Isso permite a avaliação do gradiente térmico do painel com uma grande riqueza de detalhes, tornando possível evidenciar as variações de temperatura do módulo ocasionadas pela incidência de ventos, radiação solar e temperatura ambiente, assim como a detecção de problemas relacionados à degradação elétrica e mecânica, como *hotspots*, microfissuras e trincas. Esse método é usado na captura momentânea do gradiente térmico do módulo, não sendo possível reproduzi-lo em ensaios que demandam fazer a coleta de dados por um período de tempo pré-determinado (ACCIANI, 2010), (HERRMANN, 2010) e (WOHLGEMUTH e HERRMANN, 2005).

Embora essa técnica permita uma imagem térmica rica em detalhes, o custo de aquisição da câmera IR é consideravelmente alto, restringindo sua utilização em aplicações em que os custos envolvidos justifiquem a aquisição desse equipamento. Atualmente no mercado nacional é possível encontrar câmeras IR na faixa entre R\$6.000,00 e R\$40.000,00, onde o valor é determinado pelas características técnicas de cada um, como por exemplo, a resolução térmica, total de pixels, faixa de temperatura medida, exatidão, capacidade de armazenamento entre outros.

2.3.3 Aproximação por Modelagens Matemáticas

O terceiro método na determinação da temperatura de uma célula ou módulo fotovoltaico é a aproximação realizada por equações ou modelagens matemáticas, que usando apenas algumas informações sobre do painel e o meio ambiente possibilita estimar de forma rápida a temperatura do módulo em determinadas condições.

Na literatura são encontradas diversas modelagens, onde cada equação proposta adota variáveis específicas restringindo sua aplicação a determinadas condições. Como por exemplo, na abordagem de García et al. (2004) e Olukan e

Emziane (2014), a temperatura de uma célula ou painel pode ser encontrada usando a Equação (14) desde que os níveis de irradiância sejam superiores a 400 W/m² e temperatura ambiente entre 5 °C e 35 °C. Com essa equação é possível estimar a temperatura das células T_{cel} apenas conhecendo a temperatura ambiente T_{amb} , o valor da temperatura nominal de operação das células $NOCT$ e da intensidade da radiação solar S .

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT-20}{80} \cdot S \quad (14)$$

O principal problema dessa abordagem é que não existe uma variável de correção para velocidades de ventos superiores à 1,75 m/s. É importante ressaltar que essa equação somente é aplicável na determinação da temperatura da célula quando não existe corrente elétrica fluindo no interior do painel, ou seja, não deve existir nenhuma carga conectada a ela.

Já na proposta de Duffie e Beckman (2006, apud JAKHRANI, 2011) apresentada na Equação (15), além de utilizar a temperatura ambiente, intensidade da radiação e valor de $NOCT$, também são consideradas as variações na velocidade do vento maiores que 1 m/s e a eficiência de conversão de energia do módulo, o que confere uma maior confiabilidade dessa abordagem em painéis instalados em ambiente aberto. Mesmo assim, nessa abordagem não é previsto o aquecimento provocado pela corrente fotogerada que circula dentro do painel:

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{S}{800} * \left(\frac{9,5}{5,7+3,8*V_{vento}} \right) * (NOCT - 20) * (1 - \eta_{mod}) \quad (15)$$

onde T_{mod} é a temperatura do módulo, T_{amb} é a temperatura ambiente, S é a intensidade da radiação solar, V_{vento} é a velocidade do vento, $NOCT$ é a temperatura nominal de operação das células e η_{mod} é a eficiência de conversão do módulo.

Uma terceira abordagem é proposta por Tamizhmani et al. (2003), sendo apresentada na Equação (16). Essa equação resulta de uma compilação das variações térmicas observadas em um conjunto de módulos instalados em ambiente aberto no estado do Colorado/EUA, durante um período de dois anos. Nesse período, as variações na temperatura ambiente, velocidade e direção do vento e umidade relativa do ar também foram monitoradas. Em seguida, utilizando algoritmos matemáticos e regressões lineares desenvolveu uma modelagem única para

determinar a influência de cada variável na temperatura do painel. Assim com a Equação (14) esse modelo não considera os aquecimentos ocasionados pela corrente fotogerada.

$$T_{mod} = 0,943 * T_{amb} + 0,028 * S - 1,528 * V_{vento} + 4.3 \quad (16)$$

Na literatura são encontradas diversas modelagens além das citadas nesta seção, mas de modo geral todas apresentam particularidades quanto sua aplicação, não sendo observado até o momento um modelo único que contemple todas as variáveis que influenciam a variação térmica do painel. Embora seja um método prático, a inobservância das particularidades nas condições climáticas e geográficas de cada região onde os painéis estão instalados e das possíveis degradações presentes nestes, torna a precisão da temperatura obtida por esses métodos questionável (JAKHRANI, 2011).

2.4 REDES DE BRAGG EM FIBRA ÓPTICA

As fibras ópticas são basicamente formadas por materiais dielétricos cristalinos e homogêneos, como a sílica (SiO_2) dopada ou pura. Sua construção consiste de um núcleo envolto por uma casca com índice de refração menor, onde esta diferença no índice é de aproximadamente 1 %. O índice de refração do núcleo sendo maior, tende a confinar em seu interior o feixe de luz acoplado ao guia de onda através da reflexão interna total, conforme a Lei de Snell-descartes da óptica geométrica (HECHT, 2001).

Uma segunda camada é aplicada à fibra e desempenha o papel de proteger e isolar o núcleo e a casca do ambiente externo, provendo resistência mecânica e proteção contra corpos sólidos e líquidos, conforme visto na Figura 9 (YIN et al., 2008).

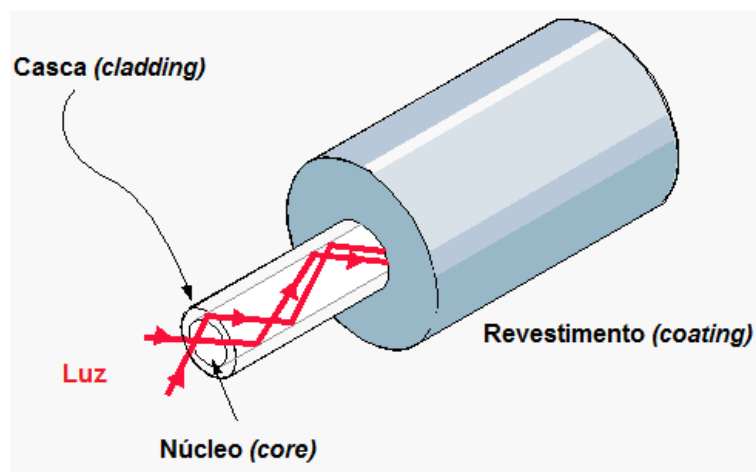


Figura 9 – Construção básica de um cordão FBG

Fonte: <https://networksmania.wordpress.com/gallery/images/transmission-média>

As fibras podem ser construídas para serem monomodo ou multimodo. No primeiro modo a fibra apresenta um núcleo extremamente fino, permitindo somente que um único feixe luminoso se propague de cada vez. Esse tipo de fibra permite a comunicação de longo alcance, entretanto apresenta maior custo de fabricação. Já as fibras multimodo apresentam diâmetro do núcleo maior, permitindo que vários feixes trafeguem simultaneamente.

Inicialmente, as fibras ópticas demonstraram grande potencial na telecomunicação, pois independentemente do modo, apresentavam maior capacidade de transferência de dados em relação às tecnologias cabeadas utilizadas na época. Algumas vantagens são a baixa perda em decorrência da distância e uma maior segurança da informação devido à dificuldade de grampear o cabo de fibra.

Já em meados da década de 70 a descoberta da fotossensibilidade nas fibras ópticas permitiu uma evolução da pesquisa puramente acadêmica para aplicações reais no campo do sensoriamento ótico. O desenvolvimento de estudos sobre estes assuntos deu origem às primeiras redes de difração (redes de Bragg), através da capacidade de reflexão do núcleo de uma fibra óptica dopada com um elemento químico (OTHONOS, 1997).

As primeiras evidências da fotossensibilidade foram observadas por Hill e sua equipe durante estudos sobre os efeitos não lineares em um tipo de fibra óptica especial. Todavia ao incidirem uma fonte de luz visível (laser de argônio comprimento de onda de 488 nm) no núcleo da fibra, percebeu-se após um tempo uma atenuação do sinal original em decorrência de alguma modificação das propriedades ópticas da

fibra. Deduziu-se num primeiro momento que poderia ser o efeito da reflexão de Fresnel referente à outra extremidade da fibra.

Esta modificação óptica, produziu uma modulação fraca no índice de refração, resultando em uma estreita banda ou espectro de reflexão do comprimento de onda inscrito, conforme exemplificado na Figura 10.

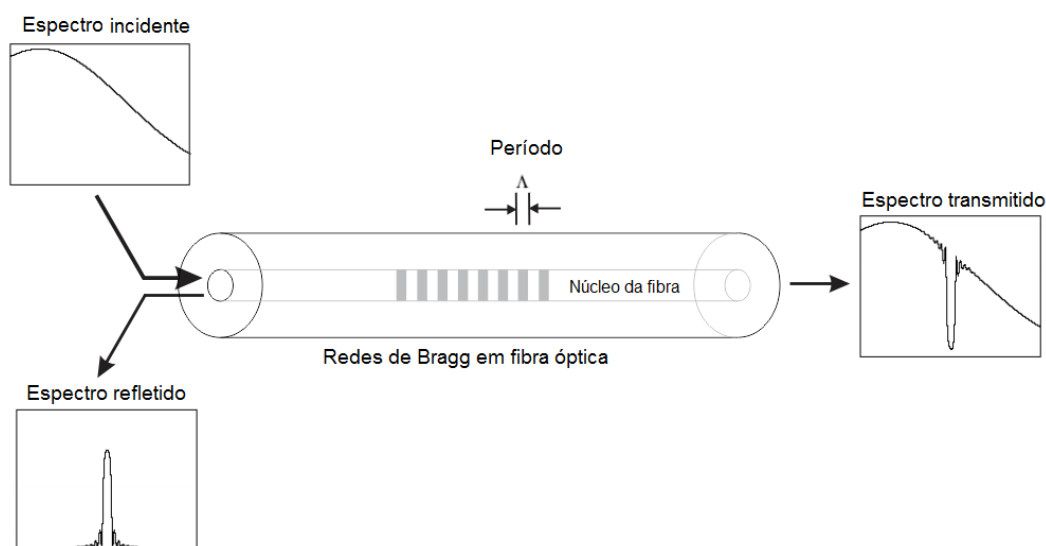


Figura 10 – Princípio de funcionamento de uma rede de Bragg em fibra óptica
Fonte: Autoria própria.

Após quase uma década da descoberta de Hill, outro pesquisador chamado Meltz estudou a possibilidade de realizar uma grande variação desse índice de refração, expondo fibras dopadas com germânio à radiação ultravioleta, de modo que estas redes de difração fossem inscritas externamente às fibras ópticas em qualquer comprimento de onda. A amplitude da variação do índice de refração dependeria de diversos fatores, como por exemplo, a composição química do vidro da fibra, a intensidade da radiação ultravioleta, o comprimento de onda desejado ou o método de gravação utilizado (MELTZ et al., 1989).

O comprimento de onda refletido de maior intensidade foi chamado posteriormente de comprimento de onda de Bragg (λ_B) podendo ser determinado pela Equação (17):

$$\lambda_B = 2\eta_{eff}\Lambda \quad (17)$$

onde η_{eff} é o índice de refração efetivo do núcleo da fibra e Λ é o período espacial da rede de Bragg.

Devido às propriedades da sílica, quando as redes de Bragg são expostas a variações de temperatura, pressão ou tensões mecânicas, os valores de η_{eff} e Λ mudam afetando diretamente λ_B (CAZO et al., 2000). Com base nesse princípio ocorre o funcionamento das redes de Bragg em fibras ópticas como elementos sensores.

A variação total do comprimento de onda de Bragg pode ser calculada usando a Equação (18), onde a variação ocasionada pela deformação mecânica é determinada no primeiro membro da equação e somada a mudança provocada pela temperatura, a qual é expressa no segundo membro:

$$\Delta\lambda_B = 2 \left(\Lambda \frac{\partial \eta_{eff}}{\partial l} + \eta_{eff} \frac{\partial \Lambda}{\partial l} \right) \Delta l + 2 \left(\Lambda \frac{\partial \eta_{eff}}{\partial T} + \eta_{eff} \frac{\partial \Lambda}{\partial T} \right) \Delta T \quad (18)$$

onde $\Delta\lambda_B$ é a variação do comprimento de onda de Bragg, $\partial \eta_{eff} / \partial l$ é a mudança no índice efetivo da fibra devido ao efeito fotoelástico, $\partial \Lambda / \partial l$ é o alongamento físico do sensor (correspondente à mudança fracional no espaçamento da rede), Δl é a variação da deformação mecânica da fibra, $\partial \eta_{eff} / \partial T$ é a mudança no índice efetivo da fibra devido ao efeito termo-óptico, $\partial \Lambda / \partial T$ é a expansão térmica inerente do material da fibra e ΔT é a variação de temperatura na fibra.

Como observada na Equação (18), tanto uma variação na temperatura quanto uma deformação mecânica afeta λ_B , sendo importante adotar medidas que evitem problemas com a sensibilidade cruzada (medição errônea da temperatura e deformação sobreposta).

No caso do presente trabalho, a única variável de interesse é a temperatura, sendo necessário adotar alguma técnica que elimine ou ao menos reduza os problemas da medida cruzada provocada pela deformação. O método mais popular para esse fim é encapsular a rede de Bragg com um material rígido com baixo coeficiente de expansão térmica ou com valor de coeficiente similar ao da fibra (SONG et al., 2010).

Considerando somente as variações de temperatura é possível adotar uma modelagem simplificada, conforme apresentado na Equação (19):

$$\Delta\lambda_B = \lambda_B(\alpha + \xi)\Delta T \quad (19)$$

onde α é o coeficiente de expansão térmica da sílica, sendo aproximadamente $0,55 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ e ξ é o coeficiente termo-óptico considerando o núcleo dopado com germânio e com valor aproximado de $8,3 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Ambos os coeficiente podem ser determinados também pelas Equações (20) e (21), as quais também determinam o deslocamento ou mudança do valor de λ_B para cada tipo de fibra:

$$\alpha = \left(\frac{1}{\Lambda}\right) \left(\frac{\partial \Lambda}{\partial T}\right) \quad (20)$$

$$\xi = \left(\frac{1}{\eta_{eff}}\right) \left(\frac{\partial \eta_{eff}}{\partial T}\right) \quad (21)$$

onde Λ é o período espacial da rede de Bragg, $\partial \Lambda / \partial T$ é a expansão térmica inerente do material da fibra, η_{eff} é o índice de refração efetivo do núcleo e $\partial \eta_{eff} / \partial T$ é a mudança no índice efetivo da fibra devido ao efeito termo-óptico.

Para comprimento de onda de ressonância próximos a 1550 nm é observado que uma deformação de 1 *microstrain* ($\mu\epsilon$) resulta em um deslocamento de 1,3 pm e uma variação de 1 $^\circ\text{C}$ provoca uma mudança de aproximadamente 10 pm no comprimento de onda de Bragg (YIN et al., 2008).

Nas últimas duas décadas houve um aumento considerável no estudo de novas aplicações das FBGs como sensores, alavancado principalmente pelo avanço da optoeletrônica. As razões para essa popularidade são em decorrência das diversas vantagens que os sensores FBGs demonstram, sendo entre elas seu tamanho reduzido, possibilidade de multiplexação, resposta com comportamento linear, alta precisão e sensibilidade e imunidade à Interferência Eletromagnética (EMI) (YIN et al., 2008).

Na literatura são encontrados diversos exemplos da aplicação dos sensores à fibra óptica, como na medição de altas temperaturas (até 1100 $^\circ\text{C}$) em ambientes hostis ou insalubres como caldeiras e até reatores nucleares (BARRERA, 2012), medição de temperaturas extremamente baixas (-253 $^\circ\text{C}$) como no monitoramento de sistemas criogênicos (FREITAS, 2014), em equipamentos com alto nível de interferência eletromagnética (EMI) como no monitoramento da variação térmica de

estatores, motores e geradores (SILVA et al., 2013), locais de difícil acesso como o interior de mancais e ponte de tiristores (SOUZA et al., 2014).

Na engenharia civil as fibras se destacam no monitoramento dinâmico de estruturas em construções em geral, permitindo um acompanhamento na dilatação térmica, movimentação das fundações e na detecção precoce de problemas de sustentação potencialmente graves (MEASURES, 2001), na detecção de vibrações em estruturas de pontes (CHANG et al., 2008) e até no estudo da deformação mecânica decorrente das etapas de secagem de tintas (LOURENÇO JUNIOR, 2011).

Vale ressaltar que embora a procura dos sensores FBGs tenha aumentado a cada ano, os altos custos que envolve a aquisição dos interrogadores ou decodificadores ópticos necessários para monitorar as fibras (entre R\$30.000,00 e R\$50.000,00), geralmente acaba restringindo sua utilização a casos onde as vantagens desse sensor são tão expressivas para a aplicação, que compensam o investimento (OLIVERO et al., 2014).

2.4.1 Métodos de Gravação das Redes de Bragg em Fibras Ópticas

Como já abordado, as redes de Bragg em fibra óptica são redes ou estruturas periódicas de modulação do índice de refração efetivo em seu núcleo. Quando um espectro de luz é injetado em uma das extremidades do núcleo da fibra, parte desse espectro é difratado por cada uma dessas estruturas periódicas, os comprimentos de onda que condizem a condição de Bragg são refletidos na direção contrária do espectro emitido, contribuindo construtivamente entre eles, formando assim uma banda de reflexão com comprimento de onda central específico (OTHONOS, 1997)

A gravação ou inscrição dessas redes são feitas pela exposição do núcleo e da casca da fibra à um padrão de interferência de luz ultravioleta (UV) com comprimento de onda específico. Ao contrário do núcleo, a casca da fibra é transparente ao espectro UV, sendo assim, o padrão de interferência provoca a alteração no índice de refração apenas no núcleo da fibra, formando uma rede de difração com a mesma periodicidade espacial do padrão de interferência da luz utilizada.

Existem várias técnicas para fazer a gravação das redes de Bragg, dentre as quais podemos citar os três métodos principais: Método interferométrico holográfico, com máscara de fase e ponto a ponto (YIN et al., 2008):

Na técnica interferométrica holográfica são usados feixes de luz UV que são posicionados e recombinados de modo a provocar um padrão de interferência emitido diretamente na fibra disposta transversalmente. A principal vantagem da técnica holográfica é a possibilidade de controle do período do padrão de interferência de forma independente em relação ao comprimento de onda de exposição UV, apenas variando o ângulo (θ) por meio do ajuste dos espelhos, conforme exemplificado na Figura 11.

Por outro lado, essa técnica necessita de grande atenção, visto que a montagem é consideravelmente complexa e susceptível a instabilidades, onde pequenas vibrações mecânicas, movimentos indesejados dos suportes de apoio, flutuações no comprimento de onda emitido ou na temperatura ambiente podem comprometer significativamente o processo de gravação.

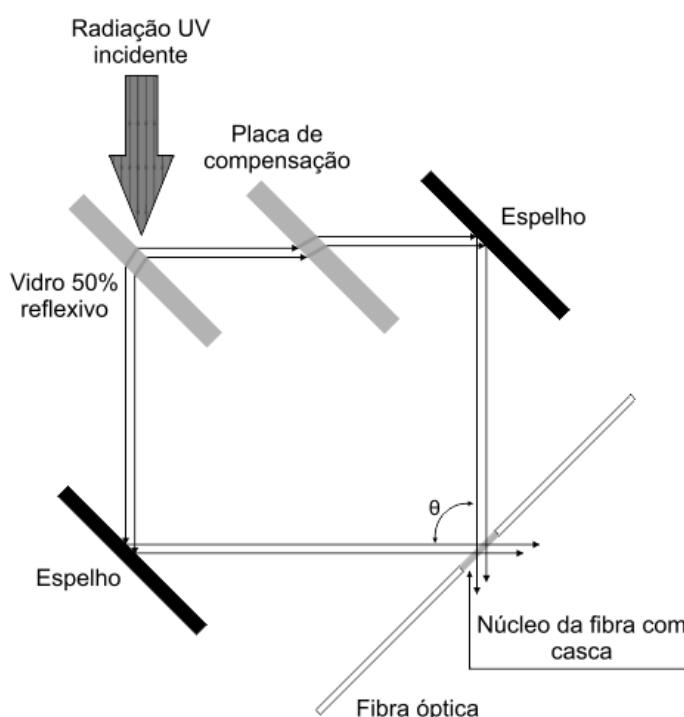


Figura 11 – Gravação de redes de Bragg usando a técnica interferométrica por método holográfico
Fonte: Autoria própria

Outra técnica de gravação interferométrica é o método que usa máscara de fase. Nesse método a máscara provoca uma difração no feixe UV, dividindo-o em

várias ordens (-1 e +1), criando um padrão de interferência. A gravação é feita colocando a fibra próxima à máscara, em uma posição específica, de modo que o padrão de interferência fique alinhado ao núcleo da fibra. Esse padrão modula o índice de refração do núcleo da fibra dando origem as redes de Bragg (OTHONOS, 1997).

A técnica de gravação por máscara de fase é representada pela Figura 12.

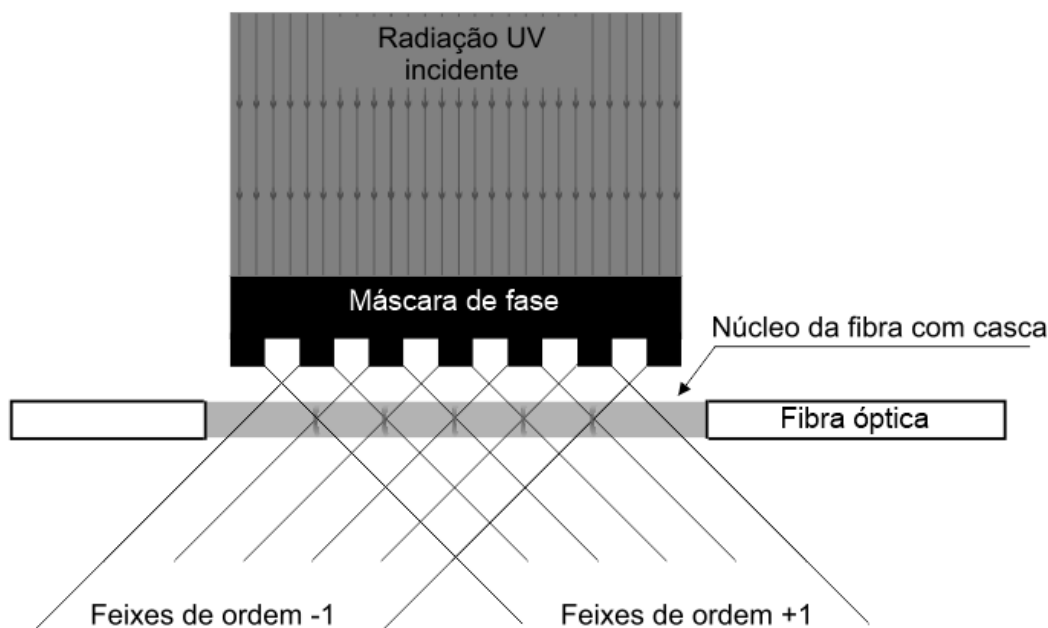


Figura 12 – Gravação de redes de Bragg usando máscara de fase
Fonte: Autoria própria

Esse método apresenta montagem simples e alta eficácia de gravação, sendo muito utilizada atualmente. A única desvantagem é a necessidade de uma máscara de fase para cada comprimento de onda que se deseja gravar, necessitando de várias máscaras quando se pretende gravar redes de Bragg com comprimentos de ondas diferentes, como por exemplo, multiplexar vários sensores em um único cordão de fibra.

Já na gravação com exposição ponto por ponto é usada uma máscara de com uma única linha transparente e uma lente de focagem que concentra o feixe do laser gravando individualmente cada período que irá compor a rede (ao contrário da técnica com máscara de fase que gravam simultaneamente todos os períodos da rede) (MALO et al., 1993). A exemplificação da técnica de gravação ponto por ponto é apresentada na Figura 13.

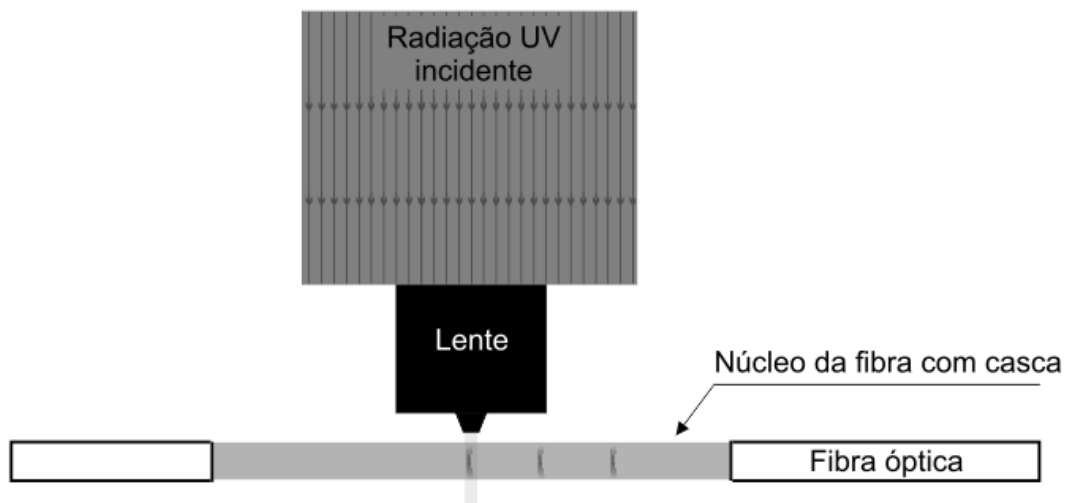


Figura 13 - Gravação de redes de Bragg usando a técnica ponto por ponto
Fonte: Autoria própria

Essa técnica permite uma grande flexibilidade na alteração dos parâmetros das redes, podendo ser facilmente introduzidas alterações no seu comprimento e na intensidade de modulação. Como desvantagem essa técnica também requer muita atenção na sua montagem, visto que necessita de um ajuste fino na focagem da lente e na distância entre a fibra e a lente.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento deste trabalho foi indispensável o monitoramento e armazenamento de algumas variáveis climáticas durante os ensaios, como por exemplo, a intensidade da radiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente. O comportamento elétrico do painel, como variações de tensão e corrente, assim como sua temperatura superficial também foram monitorados. De modo a possibilitar a implementação dessa etapa, foi montado um sistema de aquisição e armazenamento dessas variáveis. O sistema de aquisição e as partes que o compõem são descrito no decorrer do capítulo.

Nesse capítulo também são abordadas as etapas do desenvolvimento da técnica de monitoramento térmico usando os 27 sensores FBGs, dentre elas o método de encapsulamentos dos elementos sensores, o processo de caracterização para determinação das incertezas de cada FBG e a técnica de fixação dos sensores na superfície frontal do painel fotovoltaico.

3.1 SISTEMA DE AQUISIÇÃO E ARMAZENAMENTO DE DADOS

No estudo das variações térmicas que ocorrem em um painel fotovoltaico instalado em ambiente aberto é imprescindível monitorar os fatores que contribuem tanto para o aquecimento quanto para o resfriamento do painel. Esses fatores podem ser de origem ambiental (variações na incidência solar, variações na velocidade do vento e temperatura ambiente), resultante da geração de energia (fluxo da corrente elétrica fotogerada no interior das células) ou devido a anomalias elétrica no painel (descasamento resistivo entre células, *hotspots* entre outros).

Para o monitoramento e armazenamento das variações ambientais foi utilizado um sistema originalmente projetado para monitorar a eficiência de coletores solares instalados no Politec, localizado na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) de Pato Branco/PR, o qual consiste no monitoramento da temperatura ambiente, velocidade do vento, intensidade da radiação solar, temperatura de entrada e saída de água dos coletores e sua respectiva vazão no sistema (GRANDO, 2013).

Nesse sistema, as variações na intensidade da radiação solar são monitorada usando um piranômetro modelo *SPLite* fabricado pela *Kipp & Zonen* (KIPP & ZONEN,

2009). As variações na velocidade do vento são medidas por um anemômetro modelo M-3 da Meteor (METEORO INSTRUMENTOS, 2015) e a temperatura ambiente monitorada por um sensor de precisão LM35 da *National Semiconductor* (NATIONAL SEMICONDUCTOR, 2000).

Para monitorar as variáveis de tensão e corrente elétrica fotogerada pelo painel, assim como suas variações térmicas, foi realizada algumas melhorias nesse sistema. Inicialmente, para medir as variáveis de tensão e corrente elétrica fotogerada, foi utilizado um circuito divisor resistivo e um sensor de corrente de efeito *hall*. A implementação desses circuitos é detalhada no APÊNDICE A e APÊNDICE B.

Para medir as variações de temperatura no painel estudado, foi usado dois tipos de sensoriamento: um sensor termoresistivo PT100 e 27 sensores FBGs.

O sensor termoresistivo foi instalado na superfície traseira do painel, sendo usando um sensor PT100 fabricado pela empresa ECIL, classe A, apresentando coeficientes térmicos respectivamente $A=3,9083 \times 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ e $B=-5,775 \times 10^{-7} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ para medições de temperatura entre $0 \text{ } ^\circ\text{C}$ e $850 \text{ } ^\circ\text{C}$, conforme determinada pela IEC 60751. Segundo o fabricante, na faixa de medição que se pretende usar ($0 \text{ } ^\circ\text{C}$ a $100 \text{ } ^\circ\text{C}$) seu erro de medição é de no máximo $\pm 0,35 \text{ } ^\circ\text{C}$. A curva característica de trabalho é expressa pela Equação (22) (ECIL, 2015):

$$R_T = R_0(1 + A \cdot \Delta T - B \cdot \Delta T^2) \quad (22)$$

sendo R_T a resistência do PT100 corrigida a uma dada temperatura, R_0 a resistência a temperatura de referência e ΔT a variação de temperatura. Informações sobre a linearidade de fábrica do sensor não são fornecidas, sendo necessário realizar o processo de calibração do PT100 antes do uso. A descrição do processo de calibração do sensor juntamente com o sistema de aquisição de dados é apresentada no item 5.1.2.

A obtenção da temperatura frontal do painel foi realizada pelos 27 sensores FBGs instalados diretamente no vidro do módulo. Os cordões foram conectados nos quatro canais do interrogador óptico DI410 fabricado pela *Micron-Optics*, que monitorou as variações de temperatura percebidas pelas fibras. Essas variações foram apresentadas e armazenadas a cada período de 1 segundo, através de um programa instalado no computador.

O interrogador óptico utilizado dispõe de uma fonte de laser sintonizável interna que opera em um espectro de 1510 a 1590 nm, com uma resolução de 1 pm e quatro entradas de canais ópticos (HBM, 2015). O princípio de funcionamento do interrogador consiste em uma fonte de luz sintonizável que ilumina constantemente os cordões de fibra óptica que estão conectados em seus quatro canais, identificando o pico de comprimento de onda central do espectro refletido em cada rede de Bragg gravada na fibra naquele momento, sendo esses valores apresentados por meio de gráficos ou tabelas através de um computador.

Todos os sensores descritos foram conectados a uma interface de condicionamento de sinais, que permite a filtragem e amplifica os sinais para a conexão no módulo de aquisição USB que faz a aquisição dos sinais. O módulo USB modelo 6259-M fabricado pela *National Instruments* é conectado em um computador que, através de um *software*, apresenta e armazena os valores adquiridos a cada intervalo de 1 segundo.

O sistema de aquisição e armazenamento completo é apresentado na Figura 14.

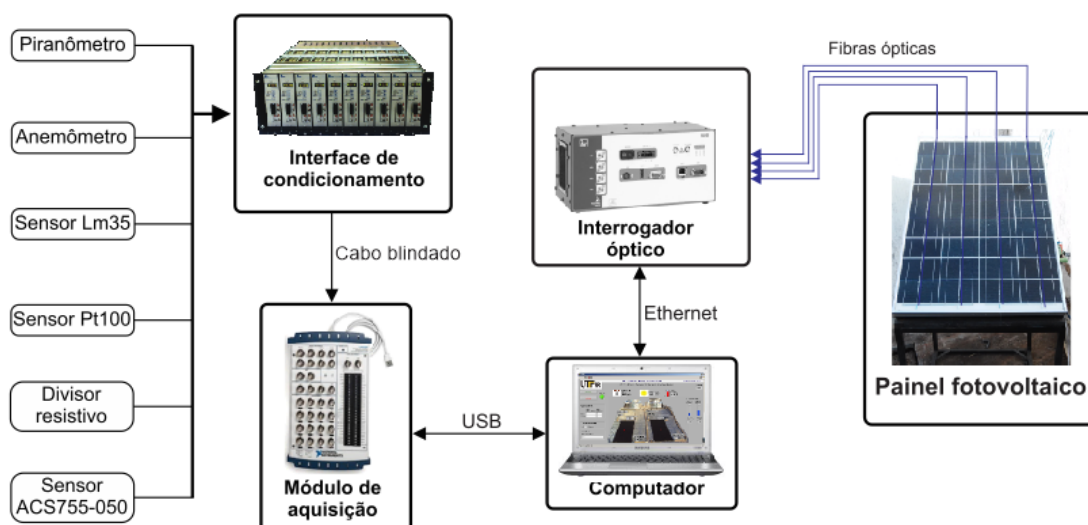


Figura 14 – Montagem do sistema de aquisição
Fonte: Autoria própria

O painel fotovoltaico usado durante os ensaios foi fabricado pela empresa Kyocera modelo KC85TS, sendo construído com 36 células de silício policristalino, com potência de 87 W, dimensões de 100,70 x 65,20 x 5,80 cm (C x L x P), totalmente vedado atendendo ao grau de proteção IP 65, fabricado no mês 12 de 2005 (KYOCERA, 2015). Suas especificações elétricas são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Especificações elétricas do painel KC85TS

Desempenho elétrico sob condições de teste de 1000 W/m², AM 1.5 e temperatura de 25 °C	
Potência máxima (P_M)	87 W (+10 % / -5 %)
Tensão de potência máxima (V_M)	17,4 V
Corrente de potência máxima (I_M)	5,02 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	21,7 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	5,34 A
Coeficiente térmico de V_{oc}	-82,1 mV/°C
Coeficiente térmico de I_{sc}	2,12 mA/°C
Desempenho elétrico sob condições de teste de 800 W/m², AM 1.5, temperatura de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s	
NOCT	47 °C

Fonte: Kyocera (2015)

Levando em consideração a proposta de estudo do monitoramento térmico multiponto usando as FBGs, para fins comparativos, se fez necessário utilizar algum instrumento ou método que também permitisse a observação da temperatura em múltiplos pontos do painel. O instrumento utilizado para esse fim foi uma câmera infravermelho modelo TI-25 fabricado pela empresa Fluke. De acordo com o fabricante esse equipamento permite medições entre -20 °C a 350 °C, dispõe de precisão de ± 2 °C ou 2 % (valendo o mais alto valor de temperatura) e visor de cristal líquido 640x480 pixels (FLUKE CO, 2007).

As imagens térmicas capturadas pela câmera IR geram uma matriz de 120x160 pixels, totalizando 19200 pontos de temperatura capturados. Essas imagens podem ser observadas e editadas na própria câmera IR ou através do programa fornecido juntamente com o equipamento.

3.2 DESENVOLVIMENTO DA TÉCNICA PROPOSTA

3.2.1 Encapsulamento dos Sensores FBGs

A necessidade de utilizar algum tipo de encapsulamento nos sensores FBGs se originou durante os primeiros ensaios com o painel em ambiente aberto, onde

ocorreram quebras nas fibras durante a instalação dos sensores na superfície do painel ou no decorrer dos experimentos, devido à incidência de ventos fortes (SANTOLIN et al., 2014). A fragilidade da fibra é resultado da retirada do acrilato que reveste a casca da fibra para que seja possível gravar as redes de Bragg no núcleo, resultando em uma região de aproximadamente 15 mm de comprimento que a fibra fica extremamente susceptível a quebra.

De modo a solucionar este problema, assim como eliminar problemas com sensibilidade cruzada, buscou-se na literatura algumas técnicas de encapsulamento usadas atualmente para medições de temperatura, definindo a opção que melhor atenderia as necessidades do trabalho.

Dentre elas foram verificados encapsulamentos fabricados com tubo de aço e aço manganês com melhoramento de contato térmico sugerido por Song e Yu (2010), que permitam medir temperaturas e tensões mecânicas simultaneamente apresentado por Mokhtar et al. (2012), construído com alumínio e ferro conforme Tu, Gong e Chen (2010), utilizando invólucro de cerâmica usado normalmente para medir altas temperaturas de acordo com Barrera et al. (2012) e fazendo uso de um tubo de aço inox de tamanho reduzido, apresentado por Bortolotti et al. (2014) e Souza et al. (2014).

Por fim a opção que apresentou melhor viabilidade técnica e econômica foi a proposta por Bortolotti et al. (2014) e Souza et al. (2014), na qual é utilizado um tubo de metal onde o elemento sensor é colocado em seu interior e por fim as extremidades desse tubo são coladas na fibra, conforme a Figura 15. Devido a pequena dimensão do tubo de metal esse tipo de encapsulamento não gera sombreamento no painel, outra característica interessante é que por ter suas extremidades coladas ao acrilato do cordão, o núcleo da fibra fica protegido de tensões mecânicas decorrentes da fixação do cordão de fibra na superfície frontal do módulo ou da dilatação térmica de trabalho do painel, eliminando assim problemas relacionado a sensibilidade cruzada (BORTOLOTTI et al., 2014).

Não foi necessário realizar nenhum teste prático comparando os diferentes tipos de encapsulamento, visto que, devido as dimensões dos encapsulamentos estudados a única opção que não ocasionaria sombreamento no painel foi a técnica que utiliza o tubo de metal.

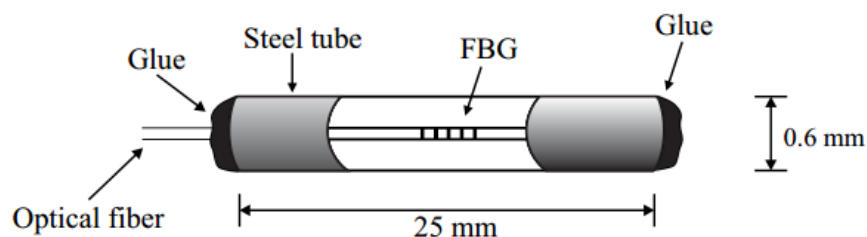


Figura 15 – Técnica de encapsulamento para os sensores de fibra óptica
Fonte: Bortolotti et al. (2014)

Para a aplicação da técnica foi utilizado como tubo de metal uma agulha de aço inoxidável modelo 23G1, com comprimento de 25,0 mm, diâmetro externo de 0,6 mm e diâmetro interno de aproximadamente 0,4 mm. Esse modelo foi escolhido pois era o padrão da agulha que apresentava diâmetro menor e um comprimento mínimo que garantiria a proteção total da região que o núcleo estava exposto (15 mm) e um espaço que possibilitasse a colagem das extremidades da agulha no acrilato, aproximadamente 3 mm cada ponta.

Para a colagem da fibra nas extremidades da agulha foi utilizada uma cola pastosa tipo bicomponente epóxi a prova d'água. A fibra após o encapsulamento pode ser vista na Figura 16.

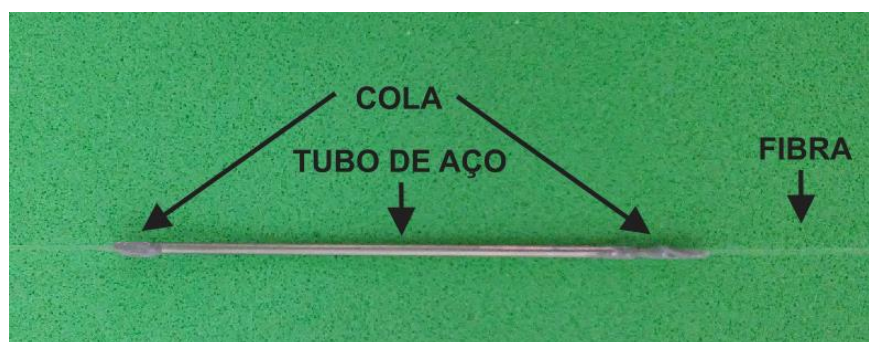


Figura 16 – Fibra óptica encapsulada
Fonte: Autoria própria

O procedimento de encapsulamento foi repetido para cada um dos sensores dos quatro cordões de fibra óptica utilizados. Sendo em seguida levados ao processo de caracterização descrito na seção seguinte.

3.2.2 Método de Caracterização das Fibras

Para o processo de caracterização das fibras ópticas, as mesmas foram colocadas em um tubo de cobre oco com aproximadamente 4,0 mm de diâmetro interno e 6,0 mm de diâmetro externo, o qual está imerso em um fluxo contínuo de óleo de silicone DC510 fabricado pela empresa *Dow Corning*[®], calor específico de 0,39 J/kg.K) e faixa de temperatura de trabalho de -20,0 °C a 180,0 °C (DOW CORNING CORPORATION, 1998). A utilização do óleo mineral foi optada por conveniência, visto que o mesmo já estava instalado no sistema de calibração das fibras. Entretanto como a variação de temperatura usada na calibração foi entre 10,0 °C e 70,0 °C, o ensaio poderia também ser realizado perfeitamente utilizando água como fluido.

A temperatura foi controlada por um circulador térmico de imersão (banho térmico) da marca *Polyscience*, modelo 9002A11B, com precisão de 0,25 °C, estabilidade térmica de $\pm 0,01$ °C e faixa de temperatura de trabalho entre -20,0 °C a 200,0 °C (POLYSCIENCE, 2015). O circulador está conectado a um computador que por meio de um *software* que possibilita ao operador digitar os dados para o ensaio de caracterização (conforme a Tabela 3) e adquirir ao final destes as características de trabalho da fibra por meio do interrogador óptico. A montagem do sistema de caracterização é apresentada na Figura 17.

Tabela 3 – Parâmetros adotados para a caracterização dos sensores

Parâmetro	Valor
Número de ensaios	5
Faixa de temperatura	10,0 °C a 70,0 °C
Variação	$\pm 0,1$ °C
Números de degraus	7
Modo de degraus	Sobe/desce
Temperatura de cada degrau	10,0 °C
Tempo de duração do degrau	15 minutos
Taxa de aquisição	1 HZ
Resolução do interrogador	0,001 nm
Resolução do circulador	0,25 °C

Fonte: Autoria própria

Todas as fibras encapsuladas ou nuas que se utilizaram neste trabalho foram caracterizadas em um ambiente com temperatura controlada por condicionador de ar a 22,0 °C.

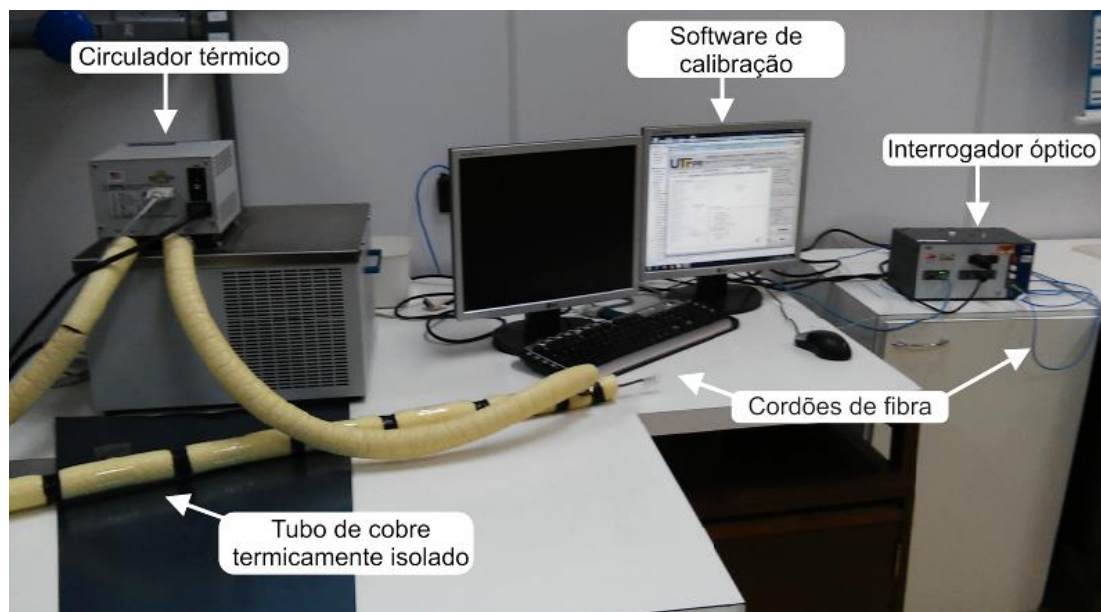


Figura 17 – Sistema para caracterização de fibras ópticas com circulator térmico
Fonte: Autoria própria

O processo de caracterização das fibras utiliza um *software* no qual apenas inserindo alguns parâmetros (conforme apresentados na Tabela 3) realiza automaticamente todo processo de caracterização e as coletas de dados ao longo do mesmo. Ao iniciar a caracterização o programa seta o primeiro degrau térmico, nesse caso 10,0 °C com uma variação de $\pm 0,1$ °C. Ao alcançar esse primeiro degrau, os dados são coletados a cada um segundo durante 15 minutos. Em decorrência da variação térmica permitida, a faixa de temperatura de aquisição oscila entre 9,9 °C e 10,1 °C, logo os valores de temperatura e comprimento de onda coletados estão distribuídos nessa faixa. Para determinar qual o valor de temperatura teve maior número de ocorrência, o programa faz um histograma com os dados coletados. O valor de temperatura que ocorreu mais vezes é escolhido como valor para esse degrau. Em seguida a próxima temperatura é ajustada automaticamente (sendo agora 20,0 °C) e o processo de calibração se repete como descrito.

Ao terminar os cinco ensaios, o *software* realizou a regressão linear para cada sensor e os cálculos das incertezas envolvidas no processo, sendo esses valores discutidos no item 5.1.1.

3.2.3 Técnica de Fixação dos Sensores no Módulo

Considerando que a maioria das medições de temperatura seriam feitas no vidro frontal do painel, é de grande importância que o método de fixação adotado permitisse ao cordão uma resistência mecânica satisfatória a ventos, não gerasse sombras e que permitisse um bom contato térmico entre o vidro e a fibra. Somado a isso, se buscava elaborar uma técnica que pudesse ser usada tanto na fixação de fibras encapsuladas e quanto não encapsuladas, além de permitir que as repetidas instalações e desinstalações dos cordões no painel não oferecessem risco de dano para a fibra. A utilização de colas não se mostrava interessante, pois impossibilitaria a retirada dos cordões sem danificá-los e outros tipos de fixadores como, por exemplo, fita dupla face ou adesivos, comprometeriam significativamente a qualidade do contato com o vidro do painel.

Após a leitura de diversos trabalhos se observou a potencialidade de usar pasta térmica a base de silicone tanto como agente melhorador do contato térmico quanto elemento fixador para o cordão, visto que sua boa condutividade térmica, alta viscosidade, alta temperatura de trabalho (até 200 °C) se mostravam interessante para essa aplicação.

Nesse cenário, a técnica adotada consiste em criar uma trilha com aproximadamente 1 mm de largura de pasta térmica, na superfície frontal do painel, toda a área que a fibra irá entrar em contato com o vidro. Em seguida o cordão de fibra é colocado exatamente em cima dessa trilha, como visto na Figura 18. Para evitar que a fibra se mova ou vibre durante períodos com ventos fortes, foram utilizadas duas guias feitas com o próprio termoplástico do revestimento fibra, as quais foram fixadas na parte superior e inferior da estrutura em alumínio do painel, conforme apresentado na Figura 19. O processo é repetido para cada cordão de fibra utilizado.

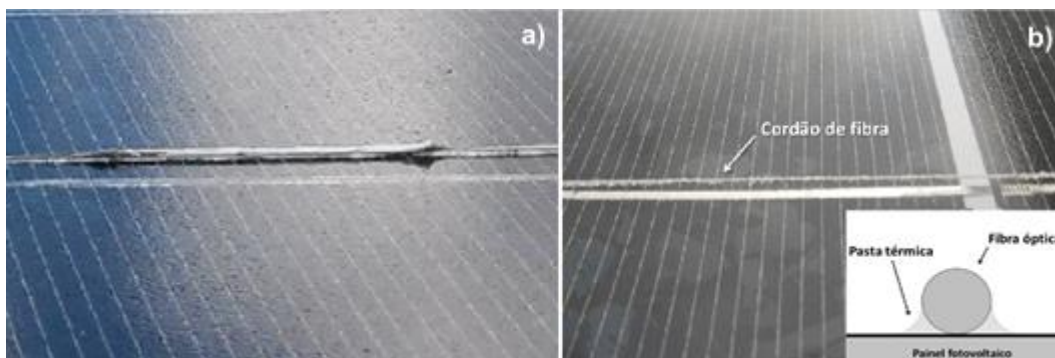


Figura 18 - Fibras ópticas (a) encapsuladas e (b) sem encapsulamento fixadas no painel
Fonte: Autoria própria



Figura 19 - Instalação das guias para os cordões de fibra
Fonte: Autoria própria

Após a fixação dos cordões, o painel foi levado para um ambiente aberto e exposto a irradiação solar de modo que se aquecesse gradualmente. Nos primeiros ensaios foi observado que os valores de temperatura medidos pelos sensores FBGs apresentavam diferenças muito discrepantes se comparados aos valores obtidos pela câmera IR. Essas diferenças chegavam a quase 7 °C abaixo da temperatura apresentada pela câmera IR. Em uma inspeção visual foi percebido que na maioria dos sensores, a sobra (ou excesso) de cola epóxi usada nas extremidades do encapsulamento fazia que o mesmo ficasse levemente suspenso na superfície do painel.

Como efeito, o espaço entre o encapsulamento e o vidro do painel não ficava completamente preenchido com a pasta térmica, resultando em um mau contato

térmico. Para resolver esse problema, os excessos de cola foram removidos utilizando uma lixa e as fibras foram novamente fixadas na superfície do painel.

Em decorrência desse fato, antes de prosseguir com os ensaios foi observado a qualidade do contato térmico de cada um dos 27 sensores. Para isso foi realizada uma inspeção individual em cada sensor, confrontando a temperatura obtida pela câmera IR a uma distância de 10 cm da fibra (distância mínima permitida para o ajuste do foco), com a temperatura medida pela respectiva FBGs no mesmo instante de tempo. Os valores para cada elemento sensor são apresentados no APÊNDICE C.

De modo geral todos os sensores mostraram um bom contato térmico com a superfície do painel, apresentando uma diferença de no máximo 0,69 °C, desde que a pasta térmica estivesse uniformemente distribuída ao longo de toda superfície de contato do encapsulamento, não havendo falhas. É apresentado na Figura 20 um sensor com contato térmico ruim e outro com contato obtido após a remoção do excesso de cola.

Na Figura 21 é possível observar a diferença da condução térmica no encapsulamento do elemento de ambos os sensores, onde P2 e P4 são as temperaturas da superfície do painel e P1 e P3 as temperaturas nos encapsulamentos das fibras.

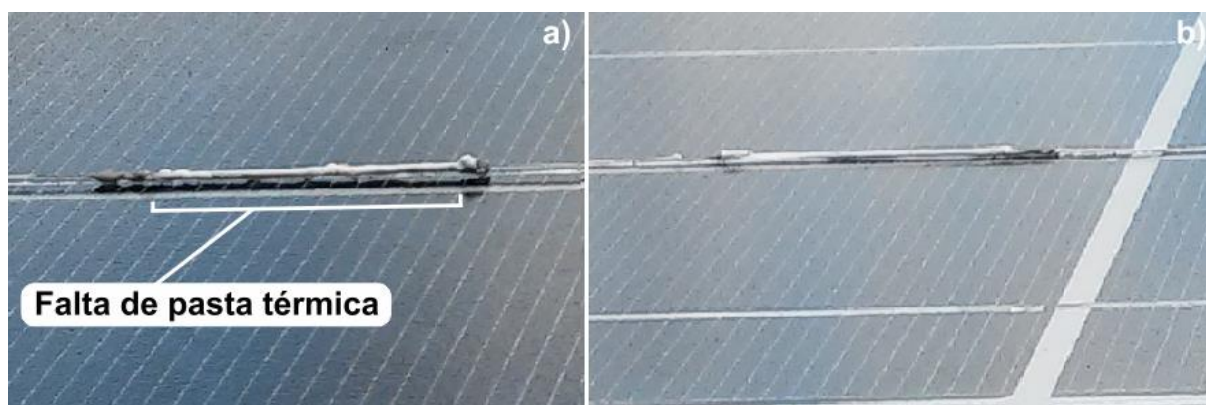


Figura 20 – Sensor encapsulado (a) com contato térmico ruim e (b) com contato bom
Fonte: Autoria própria

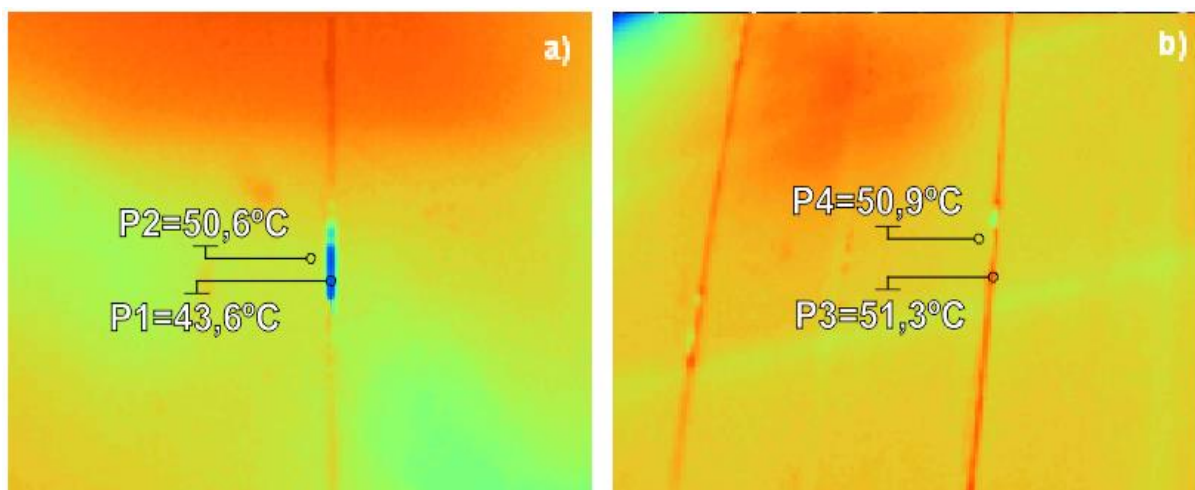


Figura 21 – Imagem térmica dos sensores (a) com contato térmico ruim e (b) com contato bom
Fonte: Autoria própria

4 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

Todos os experimentos tratados neste trabalho foram realizados no POLITEC da UTFPR *campus* Pato Branco (latitude: 26°13'43" S, longitude: 52°40'14" W e altitude: 761 metros), em ambiente aberto não controlado. O painel fotovoltaico foi montado em uma estrutura de metal com inclinação de 35 ° com a horizontal e sua face frontal direcionada ao norte geográfico conforme visto na Figura 22.



Figura 22 – Painel fotovoltaico instalado
Fonte: Autoria própria

Durante todos os ensaios a intensidade da radiação solar, velocidade do vento, temperatura ambiente, temperatura traseira do painel medido com sensor PT100, tensão e corrente de saída do painel e a temperatura da superfície frontal do painel medido pelos 27 sensores FBG foram monitorados simultaneamente a cada 1 segundo. Os únicos fatores que foram variados foram os valores da tensão e corrente elétrica de saída do painel, as quais foram variadas utilizando cargas resistivas conectadas manualmente ao painel, objetivando através do controle destas, provocar o aquecimento das células e permitir a visualização de problemas elétricos no módulo decorrentes de fabricação e/ou degradação devido ao tempo de uso.

4.1 EXPERIMENTO 1 – COMPARAÇÃO ENTRE SENSORES FBGs COM E SEM ENCAPSULAMENTO

De modo a observar o comportamento do sensor FBG com e sem encapsulamento, evidenciando a intensidade que cada uma é afetada pelas variações de níveis de incidência solar, ventos e temperatura ambiente foram realizados alguns ensaios. Para esse fim foram instaladas duas FBGs no centro da face frontal do painel, sendo o C₂_S₄ o sensor encapsulado e C₄_S₃ sem encapsulamento.

Ambas foram colocadas a uma distância de aproximadamente 1 mm entre elas conforme mostrado a Figura 23, exatamente no centro do painel de acordo com o apresentado na Figura 24.

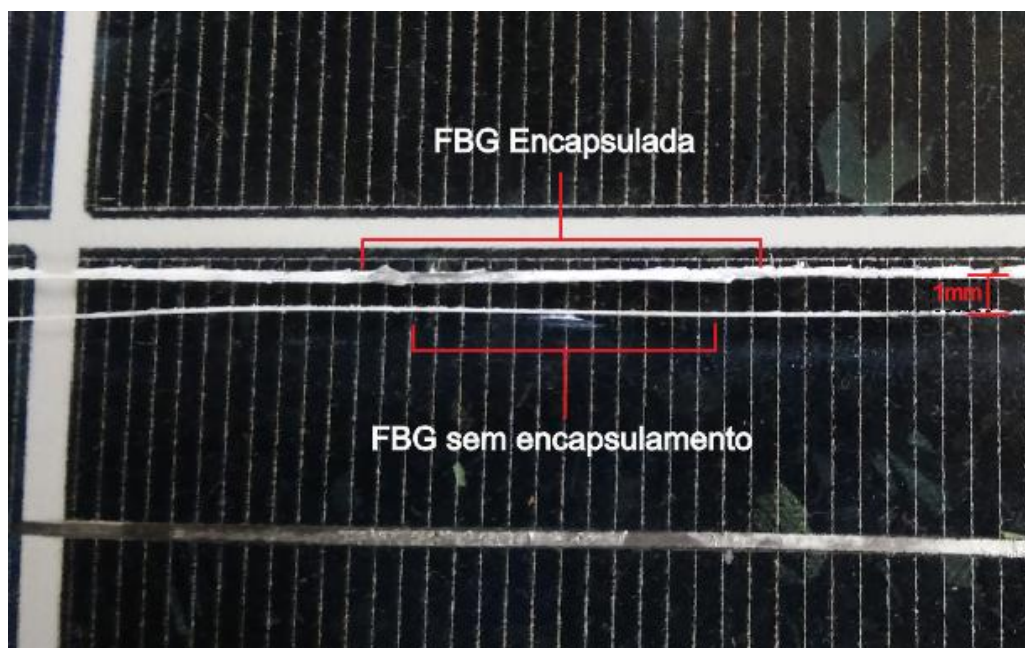


Figura 23 - Fibras com e sem encapsulamento instaladas no painel
Fonte: Autoria própria

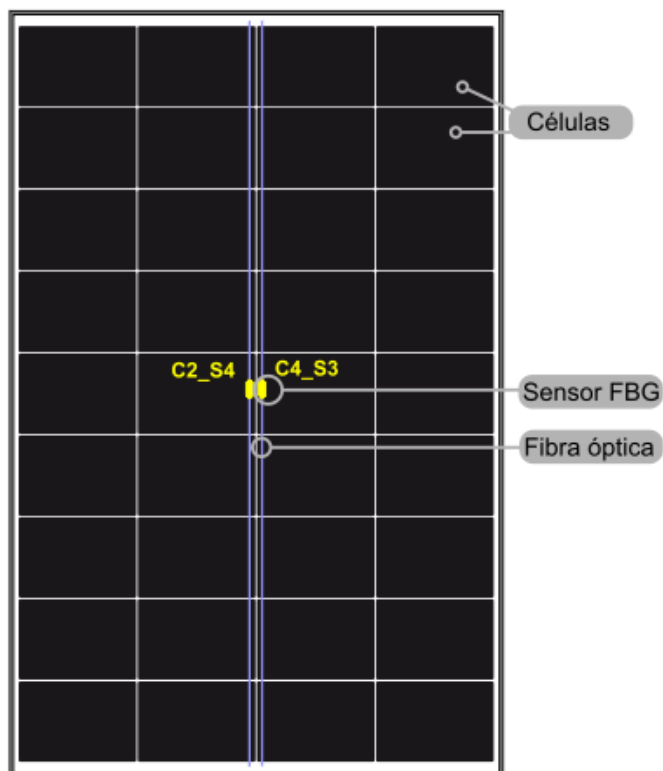


Figura 24 – Disposição da fibra com e sem encapsulamento instaladas na frente do painel

Fonte: Autoria própria

Durante o experimento o painel não foi submetido a regimes de trabalho com variação de cargas em sua saída, sendo que as variações térmicas ocorridas durante o ensaio foram provocadas unicamente pela intensidade da incidência solar e pelo resfriamento ocasionado pela ocorrência de ventos e pela condução, convecção e radiação térmica do painel.

Após a instalação dos sensores, o painel foi exposto às condições ambientais durante um período de aproximadamente sete horas. A discussão dos dados obtidos nesse experimento é realizada na seção 5.2.

4.2 EXPERIMENTO 2 – OBTENÇÃO DA TEMPERATURA MÉDIA DE TRABALHO DO PAINEL

Nesse experimento o objetivo é determinar a temperatura média de trabalho do painel com os sensores FBGs (em uma medição multiponto com os 27 sensores e monoponto apenas considerando a temperatura no centro da superfície frontal do painel) e compará-las com os valores de temperatura apresentados pelo sensor

PT100 usado normalmente para esse fim, buscando evidenciar o quão significativamente a medição da temperatura em apenas um ponto pode divergir na determinação da temperatura real do painel.

A média multiponto de temperatura das fibras é obtida pela média aritmética dos 27 pontos medidos pelos sensores FBGs. Como não existe nenhum sensor FBG instalado exatamente na mesma região do sensor PT100, a temperatura monoponto (T_{CPV}) é estimada por meio de uma interpolação simples dos valores de temperatura obtidos pelos sensores mais próximos dessa região, neste caso, os sensores C₃_S₄ e C₂_S₄. Esses sensores estão a 7 cm de distância um do outro. O ponto central do painel onde T_{CPV} será determinado está localizado no centro dos dois sensores FBGs, à uma distância de 3,5 cm entre eles.

Para esse ensaio foram instalados os 27 sensores FBGs na superfície frontal do painel e o sensor PT100 foi colocado na parte de trás, conforme a Figura 25. O objetivo inicial era dispor um sensor para cada célula do painel, totalizando 36 sensores.

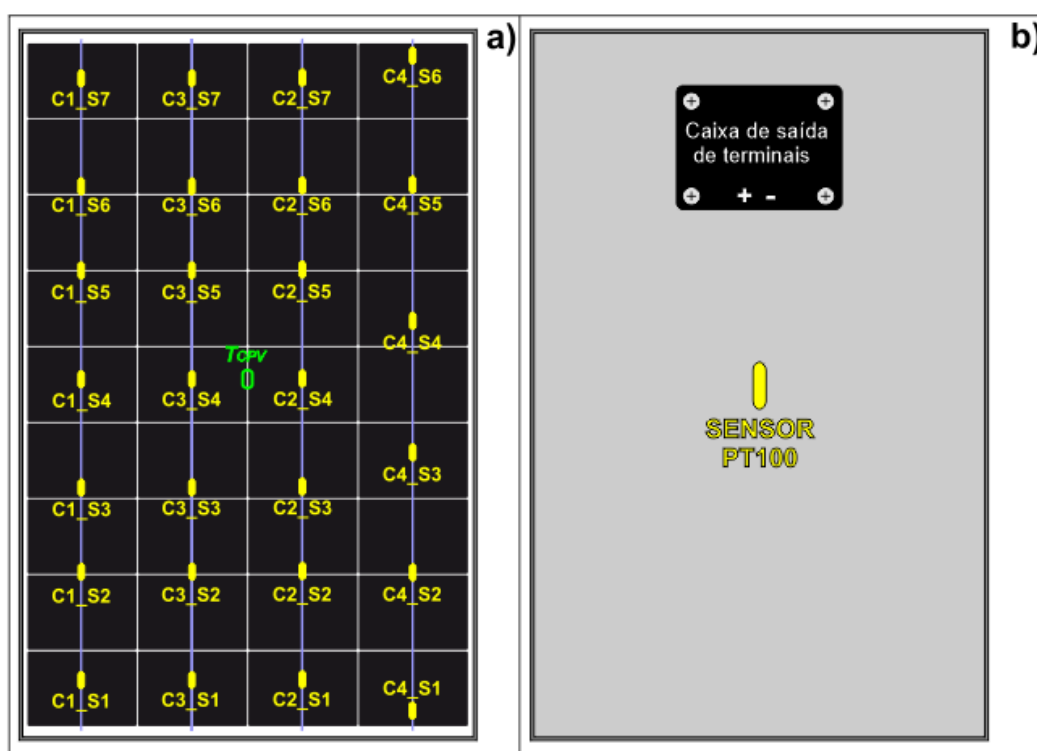


Figura 25 - Disposição dos 27 sensores FBGs na (a) face frontal e do sensor PT100 na (b) face traseira do painel

Fonte: Autoria própria

Devido à limitação na quantidade de máscaras de fase para a gravação das redes de Bragg, foi possível multiplexar apenas sete redes em cada cordão, resultando em 28 pontos. Somando a isso, durante de encapsulamento dos sensores ocorreu a quebra de uma das fibras (fibra 4) e considerando a demora na aquisição de outro cordão foi optado em utilizar um cordão substituto com seis sensores.

Inicialmente o painel foi deixado exposto em ambiente aberto, sem carga resistiva conectada em sua saída, ou seja, com corrente de saída igual a zero. Esse procedimento teve como finalidade monitorar as variações de temperatura ocasionadas pela incidência solar, temperatura ambiente e ventos.

Em um segundo momento se buscou evidenciar o comportamento dos sensores quando gerado um consumo da energia produzida pelo painel. Para isto foram utilizadas cargas resistivas conectadas em sua saída, permitindo uma variação na corrente que circula em seu interior entre 0 A e I_{sc} .

Os ensaios desse experimento foram realizados em um total de aproximadamente 18 horas e os dados obtidos são discutidos na seção 5.3.

4.3 EXPERIMENTO 3 – DETERMINAÇÃO DE GRADIENTES TÉRMICOS E DETECÇÃO DE ANOMALIAS NO PAINEL

Atualmente, no monitoramento de painéis fotovoltaicos, o método mais utilizado para se obter gradientes térmicos de sua superfície ou evidenciar problemas elétricos discretos como, por exemplo, *hotspots* ou *coldspots*, é utilizando câmeras IR. A principal vantagem desse equipamento é a geração de uma imagem termográfica momentânea do objeto analisado com boa riqueza de detalhes.

Devido a viabilidade da realização de medições multiponto usando as fibras ópticas, se considerou importante utilizar as medições realizadas nos 27 pontos do painel e gerar um gradiente térmico, permitindo assim uma comparação com as imagens coletadas pela câmera IR.

Todos os gradientes térmicos foram criados usando a ferramenta de geração de gráficos “*contour-color fill*” do programa Origin®, que faz a interpolação linear da matriz de temperatura obtida pelas fibras (ALGORITHM FOR CREATING A CONTOUR FROM A WORKSHEET, 2016)

Essa comparação objetiva evidenciar quais tipos de problemas elétricos a fibra óptica consegue detectar, assim como determinar a aplicabilidade das fibras no monitoramento de gradientes térmicos em painéis.

Esse ensaio foi realizado simultaneamente com o experimento II, logo a distribuição das fibras na superfície do painel é a mesma apresentada na Figura 25, sendo os resultados discutidos nas seções 5.5 e 5.6.

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

5.1 CARACTERIZAÇÃO E CALIBRAÇÃO

Neste capítulo são discutidos os resultados do processo de caracterização dos 27 sensores à fibra óptica, a calibração do sensor PT100, o circuito de aquisição de tensão e corrente do painel fotovoltaico, com foco na obtenção das incertezas relacionadas a cada processo. Também serão abordados os resultados obtidos na comparação dos sensores com encapsulamento e sem encapsulamento.

Entre as medições com sensores FBGs e o sensor PT100 (na determinação da temperatura média e coeficiente térmico do painel) e entre as medições multiponto com FBGs e a câmera IR na identificação de gradientes e localização de anomalias elétricas no painel.

5.1.1 Caracterização das Fibras Ópticas

Para melhor entendimento de como o programa realiza a caracterização das fibras, assim como a determinação dos valores de incertezas de cada elemento sensor, neste capítulo será reproduzido a metodologia e os cálculos realizados apenas para um elemento, nesse caso foi escolhido aleatoriamente o sensor 1 do cordão 2 ($C_2_S_1$).

Como a mesma metodologia é aplicada para todos os sensores, foi considerado que a resolução passo a passo de apenas um sensor seja suficiente para o entendimento de como esse processo foi realizado. Todos os valores calculados ao longo desse capítulo são apresentados no APÊNDICE D.

A análise das incertezas foi realizada levando em consideração a metodologia abordada no Guia de Expressão de Medição de Incertezas (GUM), tratando todas as componentes de incertezas do mesmo modo, independente da natureza dos efeitos, sejam eles aleatórios ou sistemáticos no momento da medição (GUM, 2008).

Quanto à natureza das incertezas estudadas, elas podem ser classificadas de duas formas, tipo A e B. As incertezas do tipo A tem por definição serem aleatórias, sendo determinadas através de análise estatísticas dos dados obtidos por meio de

realização de ensaios ou medições. Já a incerteza do tipo B é considerada, quando se torna inviável ou impraticável realizar medições, utilizando informações conhecidas *a priori*. No caso do processo de caracterização das fibras as incertezas do tipo B são atribuídas aos equipamentos utilizados, como por exemplo, o interrogador óptico e o circulador térmico.

Após a realização do ensaio de caracterização conforme descrito no item 3.2.2, para cada sensor de cada cordão são obtidos cinco valores de temperatura e cinco valores de comprimento de onda. O primeiro passo foi obter a média aritmética de temperatura ($\bar{T}_{(C2S1)}$), comprimento de onda ($\bar{\lambda}_{(C2S1)}$) e o desvio padrão amostral ($\sigma_{(T)}$) para cada degrau do ensaio de acordo com a Equação (23).

A escolha em utilizar o desvio amostral ao invés do populacional ou da média ocorreu pela dificuldade de realizar uma grande quantidade de ensaios de caracterização, nesse caso o desvio padrão amostral se mostra o método mais indicado para o caso.

$$\sigma_{(T)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\lambda_i - \bar{\lambda}_{(C2S1)})^2}{N-1}} \quad (23)$$

Com os valores de temperatura e comprimento de onda média, foi realizado uma regressão linear de modo a obter a equação da reta correspondente para o sensor. Para esse procedimento foi usado o *software* Origin[®], sendo obtido o gráfico apresentado na Figura 26.

Como a regressão linear faz uma aproximação por meio da equação da reta ($y=mx+b$), onde m é o coeficiente angular, x é a temperatura em um determinado instante e b o coeficiente linear. A não linearidade entre as amostras ocasionam desvios e conseqüentemente incertezas associadas a essa aproximação, as quais também devem ser determinadas. De acordo com Cabral (2004) as duas incertezas envolvidas são a incerteza de declive (S_b) (relacionada ao desvio padrão da grandeza independente (S_x)) e a incerteza ordenada (S_a) (relacionada ao desvio padrão da grandeza dependente (S_y)).

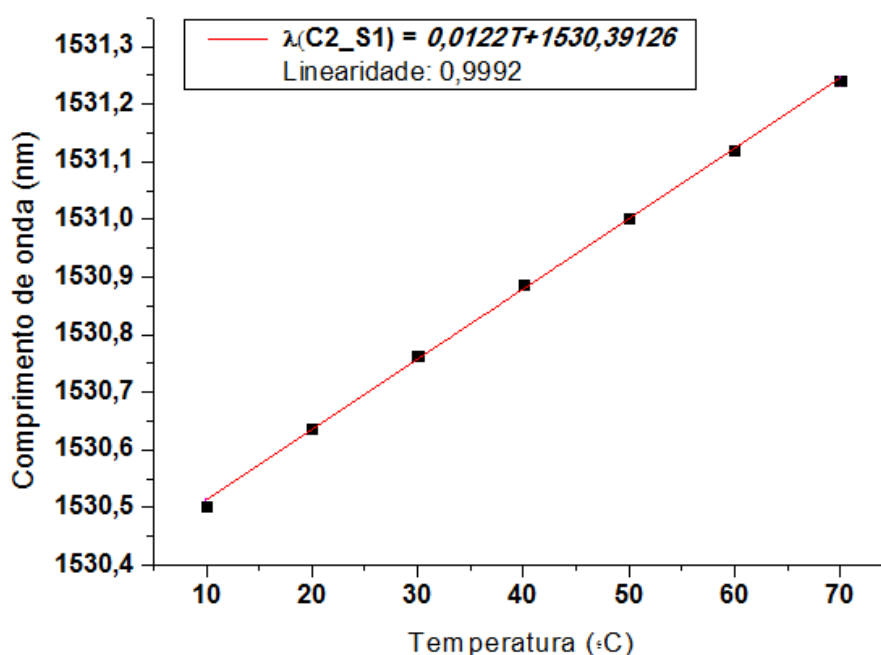


Figura 26 – Regressão linear para C₂_S₁
Fonte: Autoria própria

Com o coeficiente angular m obtido através da regressão linear é possível encontrar o novo valor do desvio padrão ($S_{pad(T)}$) para cada degrau de temperatura, levando em consideração o valor a equação da reta obtida na regressão. Esse novo valor de desvio é calculado pela Equação (24).

$$S_{pad(T)} = \frac{\sigma(T)}{m} \quad (24)$$

Encontrados os desvios associados a cada degrau, agora se faz necessário obter as incertezas relacionadas ao equipamento utilizado durante o processo de caracterização, nesse caso o interrogador e o circulador térmico.

A incerteza do interrogador (S_{int}) foi determinada utilizando a resolução (ν) da leitura do comprimento de onda disponibilizada no manual, sendo este com valor de 1,0 pm. Inicialmente é preciso estabelecer qual a distribuição das probabilidades da ocorrência das incertezas para esse equipamento. Devido ao desconhecimento do tipo da distribuição destas (gaussiana, retangular, em “U” ou triangular), por conveniência é adotado a distribuição retangular, a qual considera que existem as mesmas chances das incertezas ocorrerem em qualquer ponto dentro desse intervalo (CABRAL, 2004).

Em seguida é realizada uma relação do comprimento de onda com a temperatura por meio da equação da reta, utilizando apenas o coeficiente angular (m) do sensor. No caso do sensor 1 do cordão 2 (C₂_S₁), o valor de m foi obtido pela regressão apresentada anteriormente na Figura 26.

Já a incerteza do circulador térmico (S_{circ}) é obtida usando o valor de resolução térmica do equipamento que é igual a 0,25 °C, conforme descrito no manual do equipamento. A distribuição das incertezas para esse equipamento também é desconhecida, sendo assim adotado o mesmo padrão retangular usado para o interrogador.

Com todas as incertezas determinadas é possível calcular a incerteza combinada ($S_{c(T)}$) levando em consideração todas as fontes de incerteza que afetam o processo de caracterização. No presente trabalho, serão consideradas as incertezas apresentadas pelas fibras em cada degrau de calibração ($S_{pad(T)}$), da regressão linear (S_a e S_b), do interrogador (S_{int}) e do circulador térmico (S_{circ}).

Ao comparar os valores de incerteza calculados com os valores fornecidos pelo *software* foram observadas diferenças inferiores a 0,01 °C, as quais são consequência de possíveis arredondamentos ou números de casas decimais levados em consideração pelo programa durante os cálculos em cada etapa.

Obtidas as incertezas combinadas para cada degrau de temperatura, buscou-se estabelecer um único valor de incerteza para representar o sensor. Levando em consideração que todos os degraus apresentaram valores de incertezas diferentes, foi optado em escolher o maior valor entre eles, que no caso do C₂_S₁ é ±0,51 °C.

A mesma prática foi adotada para os demais sensores FBGs. Os respectivos valores de incertezas, assim como a equação da reta característica de cada sensor são apresentados no APÊNDICE E.

De modo geral as incertezas de todos os sensores ficaram na faixa entre 0,32 °C a 0,54 °C, sendo similares aos valores de incertezas observados na literatura em estudos com fibras usando esse tipo de encapsulamento (SILVA et al., 2013) e (BORTOLOTTI et al., 2013).

5.1.2 Calibração do Sensor de Temperatura PT100

Embora o comportamento do sensor PT100 seja conhecido, como o mesmo foi instalado no sistema de aquisição apresentado anteriormente, também foi necessário realizar sua calibração para garantir a confiabilidade de suas medidas de temperatura. Para esse processo foi utilizado um circulador térmico de imersão da marca *Polyscience*, modelo 9002A11B, com precisão térmica de 0,20 °C, estabilidade térmica de $\pm 0,01$ °C e faixa de temperatura de trabalho entre -20,0 °C a 200,0 °C. O PT100 foi colocado dentro da cuba de óleo do circulador (usado como referência), o qual foi programado para variar a temperatura entre 10,0 °C a 70,0 °C, com degraus de 5,0 °C e tempo de estabilização de 5 minutos.

Com os valores coletados foi realizada a análise estatística adotando o mesmo método aplicado aos sensores FBGs. De forma resumida, na Figura 27 é mostrado a regressão linear obtida com os valores registrados durante a calibração e na Tabela 4 são apresentados valores de desvio e incerteza associados ao sensor.

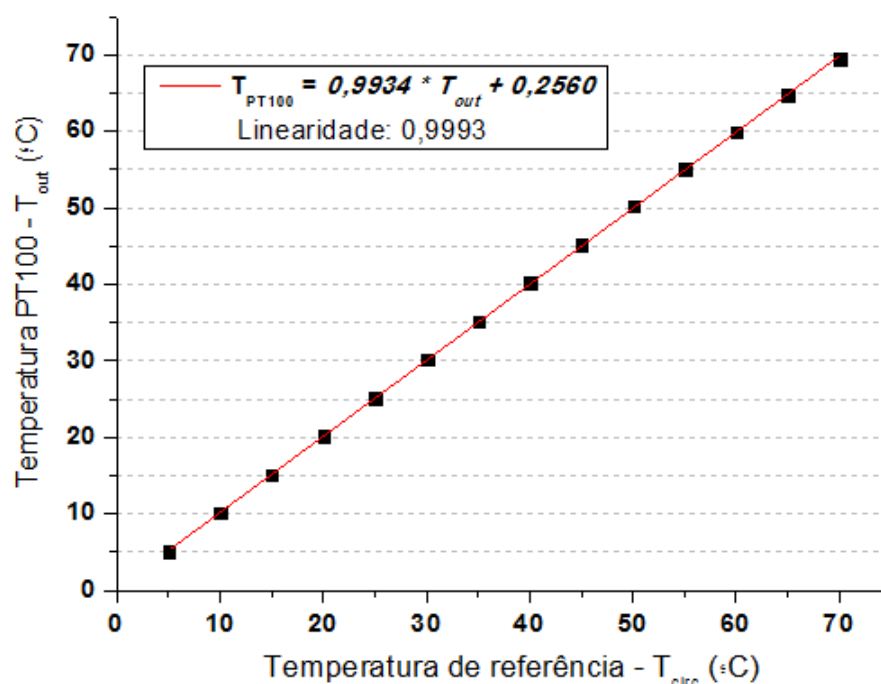


Figura 27 – Curva característica do sensor PT100
Fonte: Autoria própria

Tabela 4 – Análise estatística do sensor PT100

Nº de ensaios	Nº de degraus	Incerteza do circulador	Desvio padrão máximo	Incerteza combinada máxima
4	14	0,072 °C	0,16 °C	0,56 °C

Fonte: Autoria própria

5.1.3 Calibração do Circuito de Aquisição de Tensão

Para a calibração do circuito foi utilizado uma fonte de corrente contínua ajustável com faixa de 0,0 a 30,0 VCC e resolução 0,01 VCC (LEDERER & AVANCINI, 2010). Os valores de tensão apresentados pelo *software* de aquisição (V_{out}) foram coletados manualmente a cada 2,0 VCC variados na fonte, sendo posteriormente gerada sua curva conforme a Figura 28 e sua análise estatística vista na Tabela 5.

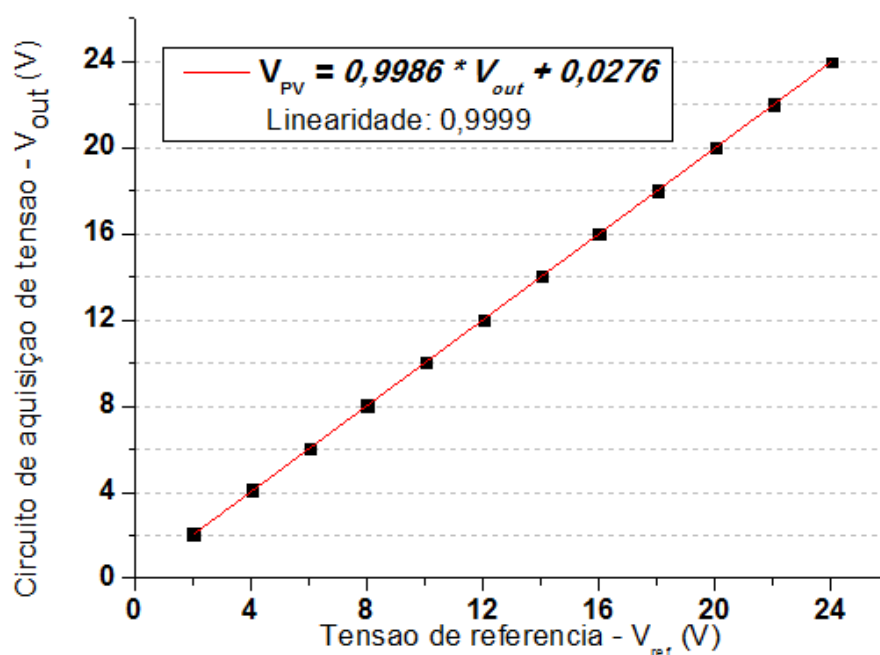


Figura 28 – Curva característica do circuito de aquisição de tensão
Fonte: Autoria própria

Tabela 5 - Análise estatística do circuito de aquisição de tensão

Nº de ensaios	Nº de degraus	Incerteza da fonte	Desvio padrão máximo	Incerteza combinada máxima
4	12	$\pm(1,1\% + 2 \text{ dígitos})$	0,04 V	0,28 V

Fonte: Autoria própria

5.1.4 Calibração do Circuito de Aquisição de Corrente

A calibração do circuito foi realizada usando a mesma fonte ajustável utilizada para a calibração do circuito de aquisição da tensão do painel. Com o circuito conectado a essa fonte a corrente foi variada em degraus de 500 mA entre 0,0 A e 5,5 A. Em cada degrau os valores de corrente apresentados no visor da fonte e pelo *software* de aquisição de corrente eram registrados. Ao final, com os valores médios de todos os ensaios foi realizada a regressão linear conforme visto na Figura 29, e calculado os respectivos erros associados a esse sensor, de acordo com o apresentado na Tabela 6.

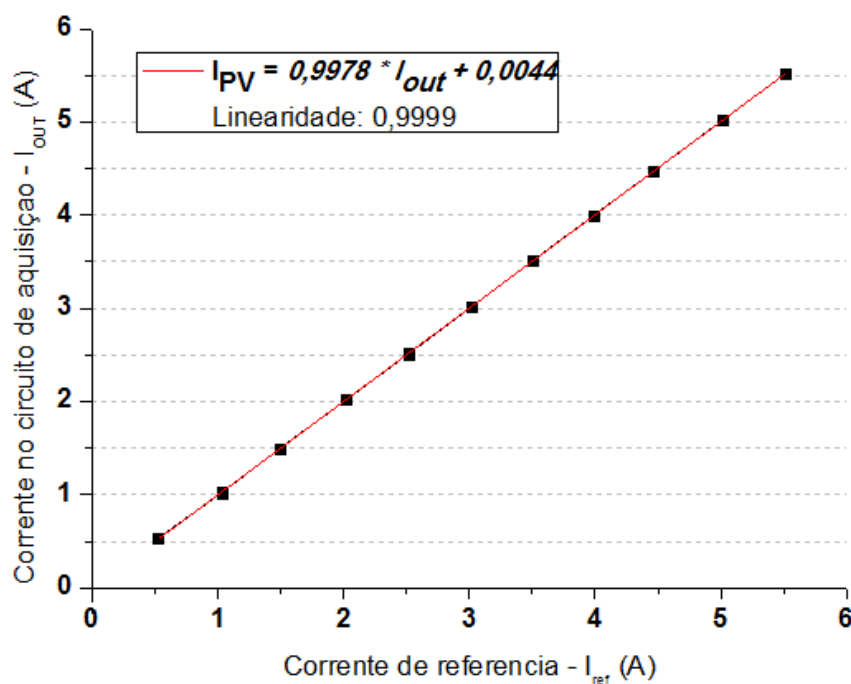


Figura 29 – Curva característica do circuito de aquisição da corrente
Fonte: Autoria própria

Tabela 6 – Análise estatística do circuito de aquisição da corrente

Nº de ensaios	Nº de degraus	Incerteza da fonte	Desvio padrão máximo	Incerteza combinada máxima
4	11	$\pm(1,3\% + 2 \text{ dígitos})$	0,03 A	0,11 A

Fonte: Autoria própria

5.2 EXPERIMENTO 01 - FIBRAS COM E SEM ENCAPSULAMENTO

Ao final do experimento os dados obtidos foram compilados em uma única tabela. Com esses dados foi analisado o comportamento de ambas as fibras perante as variações de temperatura do painel e das condições climáticas. Devido à grande quantidade de dados e à considerável dificuldade em demonstrar graficamente toda informação, optou-se por escolher alguns períodos durante os ensaios que melhor demonstrassem o comportamento das fibras com encapsulamento e sem encapsulamento.

Após a realização dos ensaios foi observado que as FBGs não foram afetadas significativamente por variações bruscas na velocidade do vento com duração inferior a 3 segundos (independente da velocidade do vento). Nessas condições, durante todo o experimento a diferença entre ambas não superou os 0,4 °C. Entretanto em períodos de incidência de vento maiores a esse tempo e com velocidades superiores a 10 m/s (11h32 min a 11h39 min e 12h05 min a 12h22 min) a FBG sem encapsulamento apresentou temperatura de até 1 °C abaixo da fibra encapsulada, conforme observado na Figura 30 (a).

A relação direta da temperatura do painel com a incidência solar e velocidade do vento é apresentada na Figura 30 (b) que demonstra as variações na radiação solar e velocidade do vento no decorrer do período analisado.

É observado que durante todo o ensaio ocorrem variações bruscas na velocidade do vento e com curto intervalo de tempo. Esse comportamento é interessante para observar o grau de sensibilidade da fibra perante essas condições e a influência dessas variações abruptas na temperatura média obtida. Por outro lado esse comportamento dificulta evidenciar a intensidade na ocorrência dos ventos em períodos de tempo maiores como, por exemplo, na ordem de minutos. Para suprir essa necessidade foi gerada a curva “Vel. Vento (média)” que apresenta a média aritmética da velocidade do vento para cada intervalo de um minuto.

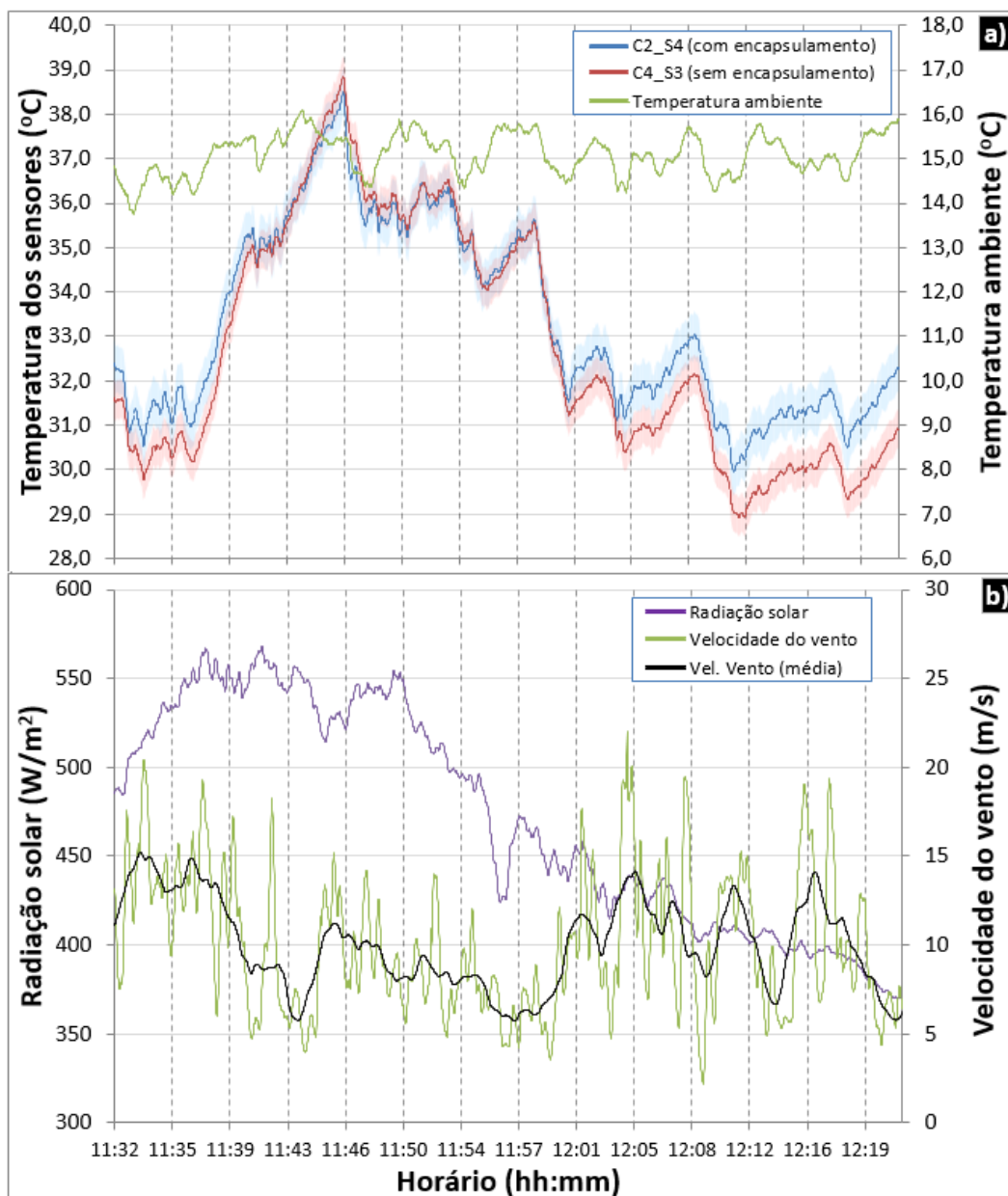


Figura 30 - Influência da intensidade da radiação solar e da velocidade do vento nas FBGs sem corrente circulando no painel

Fonte: Autoria própria

A maior diferença de temperatura observada entre as FBGs com e sem encapsulamento foi de 3,2 °C e ocorreu durante um período de resfriamento do painel, ocasionado pela obstrução de longo período da luz solar e ocorrência de ventos com velocidade superiores a 10 m/s. Esse momento não justificou a elaboração de um gráfico para demonstrá-lo visto que foi a único acontecimento interessante que ocorreu no período.

Na Figura 30 também é possível perceber que embora exista uma variação entre temperatura medida pelas fibras, na maior parte do tempo essa diferença fica

no campo da incerteza dos sensores C₂_S₄ ($\pm 0,52$ °C) e C₄_S₃ ($\pm 0,43$ °C), tornando essa diferença ainda menos significativa.

De modo geral, ambos os sensores FBGs demonstraram as tendências de comportamento muito similares, sendo observado apenas que a fibra sem revestimento sempre foi mais afetada pelo vento, principalmente durante os períodos de resfriamento do painel decorrentes do bloqueio do sol ocasionados por nuvens.

Fica claro que o fenômeno que mais afetou a fibra sem encapsulamento foi a velocidade do vento. O fato da casca desse sensor estar mais exposta ao ambiente externo do que a fibra encapsulada ocasionava um resfriamento mais rápido. Levando em consideração que os sensores FBGs são altamente sensíveis a variações térmicas e por estar instalado em um ambiente externo, consideravelmente hostil à fibra, mesmo assim as medições foram bem estáveis e sem picos abruptos de valores inconsistentes da temperatura do módulo.

Embora a temperatura ambiente tenha variado aproximadamente 2,0 °C durante o período do ensaio em análise, não foram observados impactos significativos no comportamento das fibras. As condições ambientais durante os ensaios são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Condições ambientais observadas durante a realização do experimento I

Variável ambiental	Mínimo	Máximo	Médio
Temperatura ambiente (°C)	13,12	21,07	15,96
Irradiação solar (W/m ²)	233,92	833,45	501,33
Velocidade do vento (m/s)	1,61	29,90	10,16

Fonte: Autoria própria

5.3 EXPERIMENTO 02 - OBTENÇÃO DA TEMPERATURA MÉDIA DE TRABALHO DO PAINEL

Nesse experimento a análise dos ensaios foram divididas em duas partes: No primeiro momento foi realizada a comparação entre a medição de temperatura obtida pelo sensor PT100 e a temperatura média calculada com os valores das temperaturas dos 27 sensores, com o painel fotovoltaico sem carga conectada em sua saída. No segundo momento foi feita essa mesma análise agora com a aplicação de carga. As

condições ambientais observadas durante esse experimento são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Condições ambientais durante a realização do experimento II

Variável ambiental	Mínimo	Máximo	Médio
Temperatura ambiente (°C)	17,60	33,03	26,64
Irradiação solar (W/m ²)	127,43	1122,05	680,05
Velocidade do vento (m/s)	0	21,39	5,80

Fonte: Autoria própria

5.3.1 Painel Fotovoltaico Sem Carga Conectada

Durante o ensaio sem circulação de corrente no painel, conforme visto na Figura 31 (a) e (b), é possível perceber que tanto o sensor PT100 quanto a temperatura média das fibras apresentaram curvas de tendência muito similares, demonstrando não serem afetadas por variações bruscas na velocidade do vento. Entretanto é percebido que a temperatura medida pelo sensor PT100 se manteve sempre maior, chegando a alguns momentos em até 6,5 °C (períodos das 11h36min, 11h59min e 11h35min). É observado ainda nesse período que as maiores diferenças ocorrem em momentos de maior intensidade do vento, que faz acelerar o resfriamento das áreas mais externas da superfície do painel.

A menor diferença observada foi de 4,4 °C e ocorreu às 11h26min e 11h44min. Nesse período a intensidade da radiação solar praticamente constante e a velocidade do vento de até 5 m/s permitiram um maior equilíbrio térmico do painel, logo a média das medições multiponto realizadas pelas fibras tenderam a se aproximar da temperatura medida pelo PT100 instalado no centro do painel.

Durante o ensaio em vários momentos ocorreu a passagem de nuvens que ocasionaram a obstrução da luz solar que incidia no painel e conseqüentemente afetaram de diferentes formas a temperatura do painel. Na Figura 31 são apresentados registros de três momentos distintos. Às 11h45min um bloqueio de apenas 9 segundos não demonstrou afetar a temperatura medida, mantendo a mesma curva de aquecimento antes do ocorrido. Nesse período a temperatura do painel estava em ascensão, pois a baixa velocidade do vento não contribuía de forma

significativa para o resfriamento do painel, logo o efeito de aquecimento provocado pela radiação solar incidente era predominante.

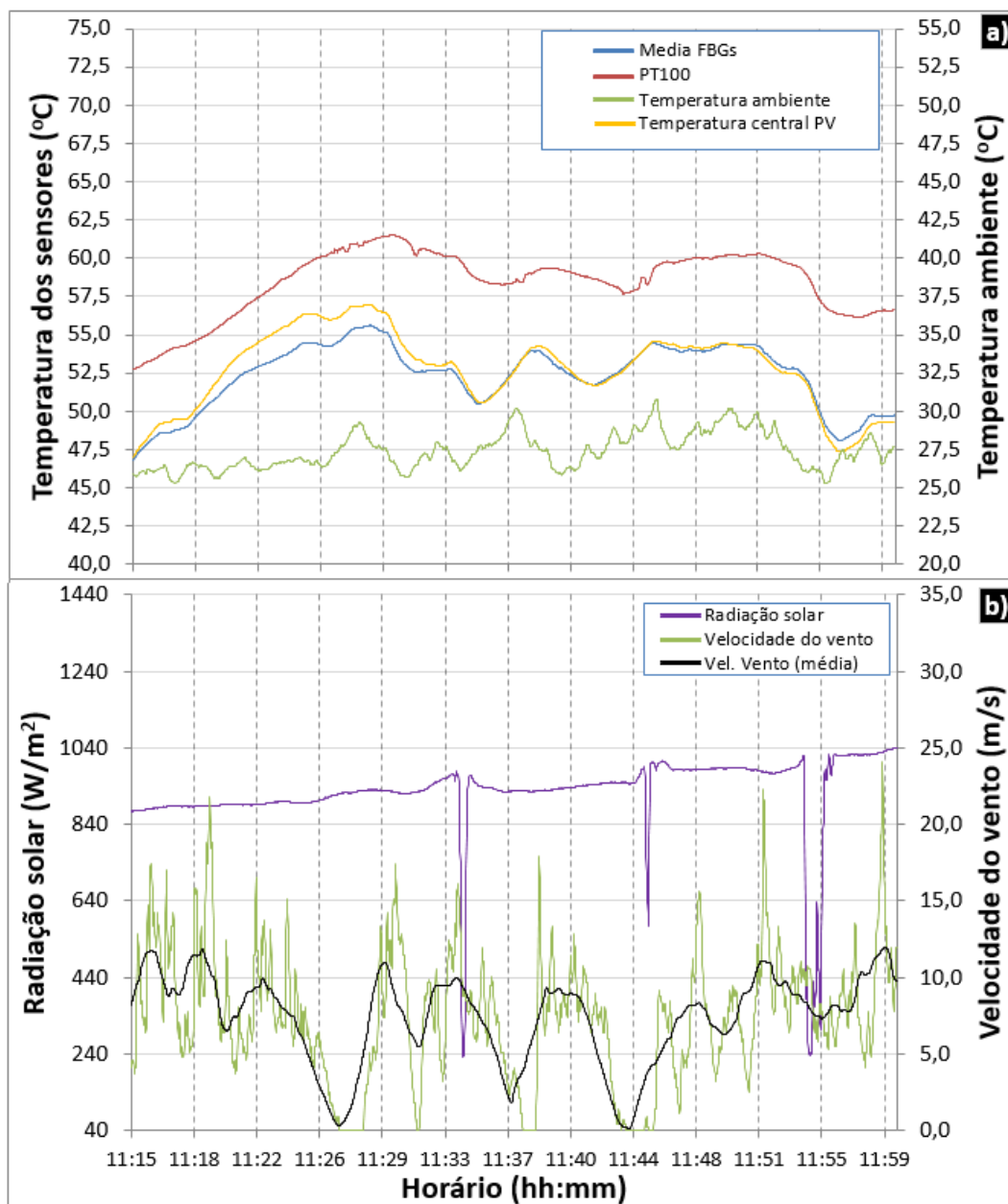


Figura 31 – Temperatura medida pelo PT100 versus a média das temperaturas obtidas pelas fibras (sem carga)
 Fonte: Autoria própria

Às 11h34min uma obstrução de 21 segundos conseguiu provocar uma variação na temperatura do painel, ocasionando uma queda de 2,2 °C na temperatura média obtida pelas fibras e 1,6 °C na medição fornecida pelo PT100.

Embora esse período de obstrução da luz solar fosse um pouco maior, nesse momento também havia uma maior intensidade de vento ($5 \text{ m/s} < V_{\text{vento}} > 15 \text{ m/s}$), o

que potencializou o resfriamento das áreas periféricas do módulo, resultando na maior queda da temperatura medida pelas fibras.

O período mais longo de sombreamento que foi registrado demorou 1min06s e ocorreu as 11h54min, nesse período a temperatura medida pelas fibras demonstrou uma queda de 2,9 °C na temperatura média do painel contra 2,4 °C do PT100.

Além da influência provocada pelo resfriamento das partes periféricas do painel nas medições das fibras, que diminuem a temperatura média resultante, outros dois fatores contribuem para a temperatura apresentada pelo PT100 ser maior é justamente a instalação desse sensor no centro da superfície traseira do módulo, que normalmente é um dos pontos mais quentes do painel e o segundo é atribuído ao isolamento térmico usando entorno do PT100 que minimiza a influência da temperatura ambiente na sua medição.

O primeiro efeito pode ser evidenciado também na Figura 31, quando comparado as variações de temperatura medidas pelo sensor PT100 instalado atrás do painel e temperatura estimada pelos sensores FBGs (T_{CPV}) no centro da superfície frontal. Embora seja a mesma região monitorada, o sensor PT100 sempre demonstrou medições de temperatura mais altas, apresentando diferenças entre 2,5 °C (11h21min) e 8,8 °C (11h57min).

Já para demonstrar os efeitos do resfriamento das áreas periféricas, evidenciando a contribuição de cada um para a determinação de temperatura média do painel, foi pensado inicialmente em gerar um gráfico com as curvas dos 27 sensores, entretanto foi percebido que a grande quantidade de curvas geradas e que em sua grande maioria se sobrepunham umas às outras, tornava o gráfico confuso e embaralhado não sendo clara a visualização do comportamento dos sensores.

De modo a permitir uma melhor apreciação da curva dos sensores, foi optado em gerar um gráfico comparando a curva média dos valores medidos pelos 27 sensores, com as curvas dos seis sensores que apresentaram os valores mais extremos de temperatura, respectivamente os três mais altos e os três mais baixos, conforme visto na Figura 32.

Com base nesse gráfico é observado que os máximos e mínimos de temperatura durante esse ensaio foram vistos às 11h29min durante um período de calmaria do vento, onde o sensor C₂_S₆ apresentou temperatura de 61,8 °C e o sensor C₂_S₁ de 52,0 °C, sendo observada uma diferença de 9,8 °C.

É possível observar que os sensores que apresentaram temperaturas mais altas (C2_S6, C2_S5 e C3_S7) estavam instalados na área superior central do painel, já os que apresentaram temperaturas mais baixas estavam localizados na parte central inferior (C3_S3) ou nas laterais (C4_S6 e C2_S1).

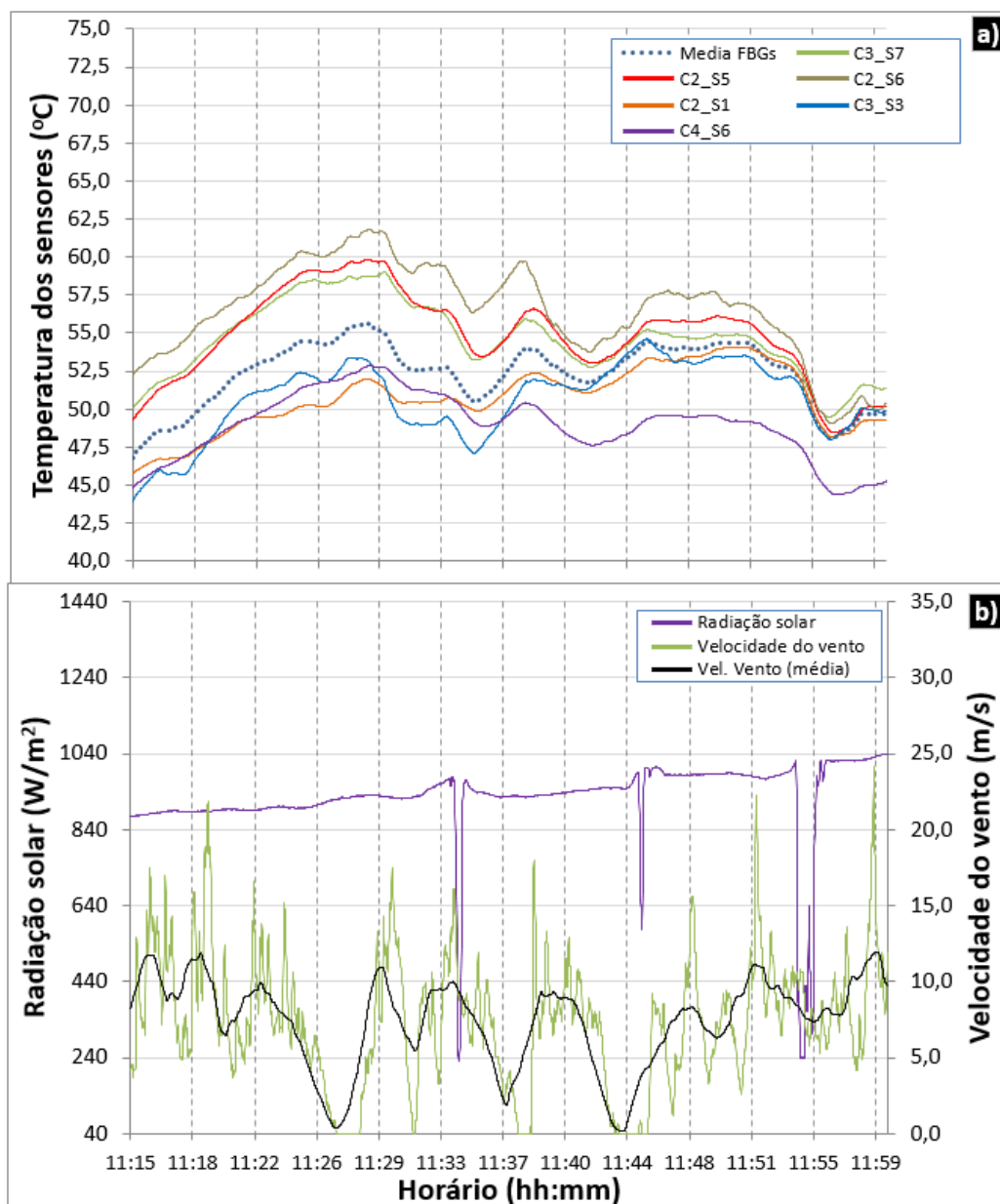


Figura 32 – Comparação da temperatura média das FBGs com os seis valores de temperatura mais extremos obtidos pelos sensores

Fonte: Autoria própria

5.3.2 Painel Fotovoltaico Com Carga conectada

Para evidenciar o comportamento das medições das fibras e do PT100 com a corrente fotogerada circulando no painel, foram instaladas cargas resistivas com diferentes valores a fim de variar o fluxo de corrente de 0 A a $I_{sc}=5,34$ A.

Após cada variação de carga, a temperatura era acompanhada com a câmera IR e pelas fibras a fim de evidenciar alguma diferença significativa no painel. Todavia, somente foram detectadas variações de temperatura apreciáveis em correntes muito próximas do valor de I_{sc} , sendo estas na ordem de 5 A. Nesse regime de ensaio começaram a ser observados diferentes níveis de aquecimento entre as células.

Com uma corrente fluindo através do painel, a temperatura apresentada pelo sensor PT100 chega a ser no máximo 5,2 °C (13h08min) e no mínimo 2,4 °C (13h07min) superior à média das fibras, conforme a Figura 33 (a).

A diminuição da diferença entre as medições é resultado do leve aumento da temperatura média obtida pelas fibras, ocasionada pelo aquecimento de algumas células em decorrência da corrente que circula no interior delas.

Em comparação à temperatura (T_{CPV}) no centro do painel, os valores de temperatura obtidos pelo PT100 ainda são superiores, entretanto as diferenças tiveram uma pequena queda, ficando entre 2,3 °C (12h49min) e 7,4 °C (13h09min).

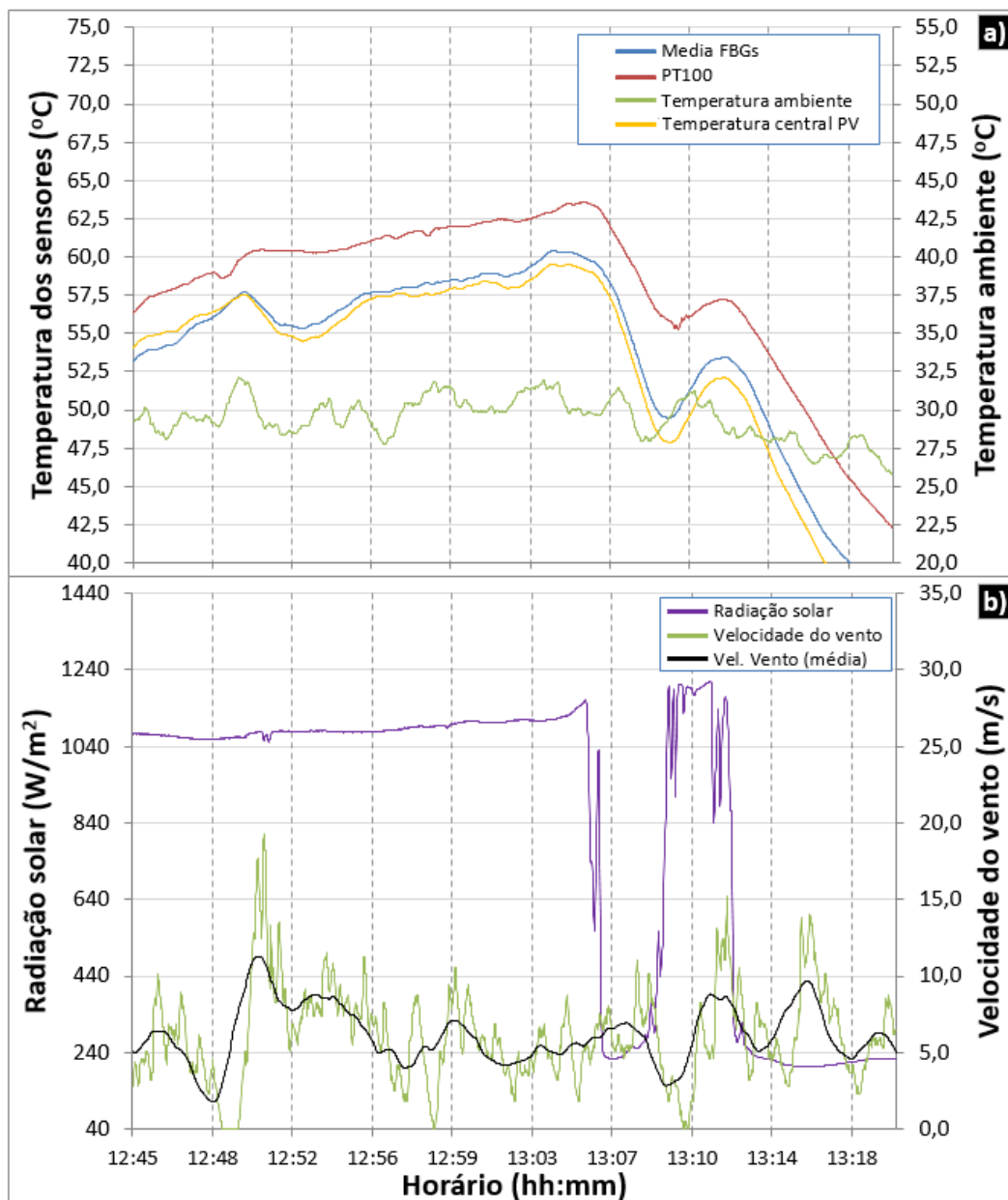


Figura 33 - Temperatura medida pelo PT100 versus a média obtida pelas fibras (R=0,47Ω)

Fonte: Autoria própria

Quando observado os sensores FBGs que detectaram valores de temperatura mais extremos do painel, foi evidenciado que alguns pontos medidos apresentaram temperaturas muito diferentes de outros, de acordo com o apresentado na Figura 34 (a).

Um caso extremo observado foi às 12h49min que o sensor C₁_S₂ estava a 72,6 °C e o sensor C₄_S₄ a 50,0 °C, demonstrando que possivelmente na região onde o C₁_S₂ estava instalado existe uma célula superaquecendo devido a degradação elétrica ou descasamento resistivo com as demais células ligadas em série. Nesse

momento é possível observar que esse aquecimento foi agravado devido a um período de baixa incidência de ventos.

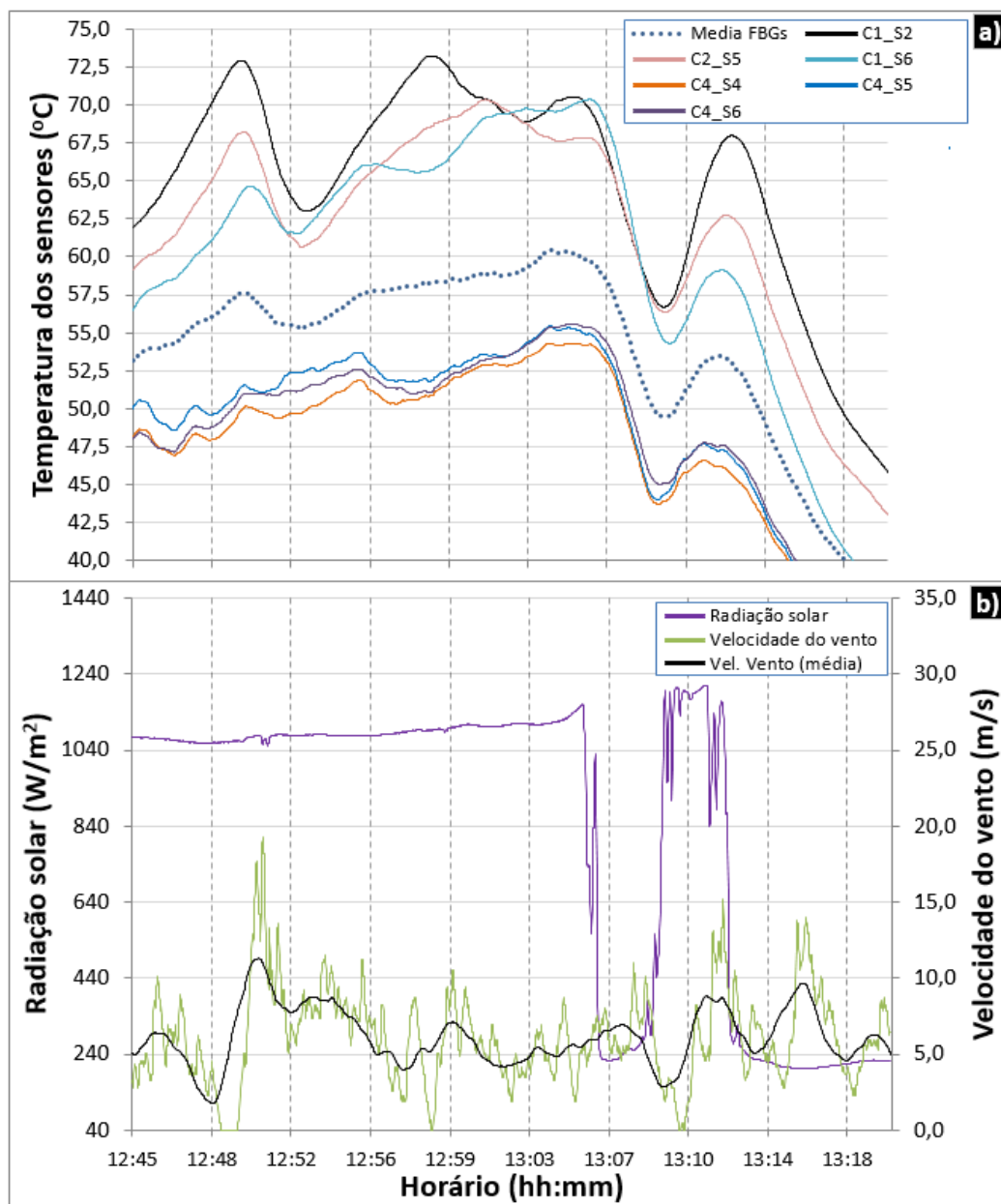


Figura 34 – Comparação da temperatura média com os três valores mais extremos obtidos pelos sensores ($R=0,47\Omega$)
 Fonte: Autoria própria

Utilizando a câmera IR foi comprovado que de fato as células monitoradas pelos sensores C1_S2, C2_S5 e C4_S5 aprestavam temperatura muito superiores as demais. Outra característica observada nessas células é que as variações térmicas ocorridas nelas são mais intensas. Um exemplo pode ser visto entre às 13h08min e 13h12min, onde após um período de baixa incidência (240 W/m^2) devido a obstrução

do sol por uma nuvem a intensidade da incidência volta a subir (1231 W/m^2). Nesse período a célula monitorada pelo sensor $C_1_S_2$ sobe de $56,9 \text{ }^\circ\text{C}$ para $67,6 \text{ }^\circ\text{C}$ (diferença de $10,7 \text{ }^\circ\text{C}$), já uma célula aparentemente sem problemas, monitorada pelo sensor $C_4_S_5$ variou entre $44,6 \text{ }^\circ\text{C}$ a $47,5 \text{ }^\circ\text{C}$ (diferença de $2,9 \text{ }^\circ\text{C}$).

De modo geral, para ambos os ensaios a média das FBGs e a temperatura do PT100 apresentaram o comportamento das suas curvas muito similares, apenas sendo observada uma diferença entre $2,1 \text{ }^\circ\text{C}$ a $5,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Conforme visto anteriormente, na literatura é mencionado que a medição em um único ponto do painel, sendo esse no centro, onde ventos não ultrapassem velocidade de $1,75 \text{ m/s}$ é assumida uma incerteza de medição de $\pm 2,0 \text{ }^\circ\text{C}$. Considerando os dados discutidos até então é possível evidenciar que a combinação e a intensidade dos diferentes fatores que geram aquecimento (radiação solar, circulação de corrente nas células) e resfriamento (ventos, radiação térmica) aumentam consideravelmente essa incerteza.

Embora as diferenças de temperatura entre a média das FBGs e o sensor PT100 serem pequenas, os sensores FBGs se destacam na medição multiponto em painéis. A implementação de uma medição multiponto usando sensores PT100 (mesmo na superfície traseira do painel onde não provocaria sombreamento nas células) seria quase impraticável, visto que a instalação de 27 sensores (à exemplo da quantidade de pontos monitorados pelas fibras) resultaria em 81 cabos (3 cabos de cada sensor PT100), tornando o gerenciamento desses cabos complexo e necessitando de uma interface de aquisição de dados com no mínimo 27 entradas.

Em aplicações onde é necessário monitorar um conjunto de painéis, como em parques de geração fotovoltaico, os sensores FBGs também se destacam, onde com apenas um cabo de fibra conectado a uma chave óptica, seria possível monitorar diversos cordões de fibra instalados no conjunto. Outra vantagem nessa aplicação é a imunidade à EMI apresentada pelas fibras, visto que em parques de geração fotovoltaico existem muitos equipamentos que trabalham em elevada potência (transformadores) e alta frequência (conversores e inversores de energia) provocando altos níveis de EMI.

Entretanto, em aplicações mais simples, onde o monitoramento da temperatura do painel seja uma variável complementar ao estudo e/ou não necessite de uma grande precisão, a utilização de sensores PT100 é economicamente mais viável. Como por exemplo, em ensaios na determinação da eficiência de conversão

de um painel em relação a intensidade da radiação solar disponível ao longo do dia, onde as variáveis principais para determinar essa eficiência são: a intensidade da incidência solar, a tensão e a corrente gerada pelo painel e a temperatura do módulo. A medição usando o sensor PT100 contribuiria para traçar um perfil térmico genérico do seu comportamento ao longo do dia, complementando na explanação do estudo, mas não influenciando diretamente nos resultados.

5.4 EXPERIMENTO 02 – VARIAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA EM RELAÇÃO A TEMPERATURA DO PAINEL

Conforme já abordado anteriormente, a temperatura do módulo influencia diretamente a eficiência de conversão energética. Para evidenciar essa influência, foi instalada uma resistência de valor conhecido na saída do painel e as variações de temperatura, tensão e corrente do painel foram monitoradas em períodos de tempo em que as variáveis ambientais se apresentavam estáveis.

Em momentos que as variáveis ambientais estavam constantes, a intensidade da radiação solar permaneceu em 1060 W/m^2 , temperatura ambiente em $29,5 \text{ }^\circ\text{C}$ e a velocidade do vento não foi superior a 1 m/s . Nesse período foi possível evidenciar as variações de temperatura ocorridas no painel, onde a temperatura do PT100 foi sempre superior a médias das FBGs.

Entre às 11h21min e 11h27min o PT100 apresentou uma variação de temperatura de $7,4 \text{ }^\circ\text{C}$ e a média dos sensores FBGs de $9 \text{ }^\circ\text{C}$, conforme mostrado na Figura 35 (a). A diferença entre as faixas de temperatura medidas pelos sensores também é atribuída à localização do PT100 que o impossibilita de perceber as variações térmicas nas áreas periféricas do painel.

Para determinar o coeficiente térmico do painel é necessário determinar a diferença no rendimento para cada grau Celsius. Quando utilizando a temperatura adquirida pelas fibras nessa determinação, a queda percentual da potência fornecida pelo painel é de $0,68 \text{ } \%^{\circ\text{C}^{-1}}$, já adotando a temperatura apresentada pelo PT100 esse coeficiente seria de $0,97 \text{ } \%^{\circ\text{C}^{-1}}$. Na Figura 35 (b) é apresentada a variação da potência gerada e do rendimento do painel.

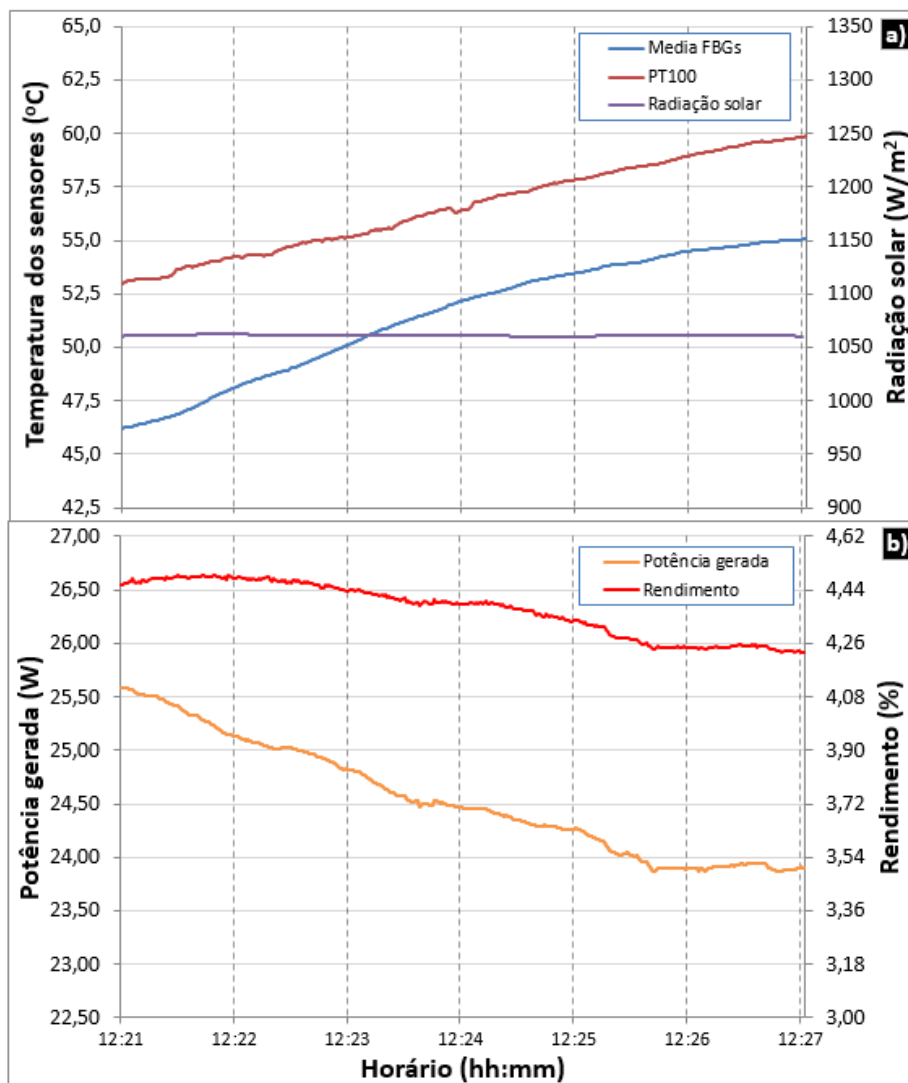


Figura 35 – Temperatura do painel obtida pelos sensores (a) e potência gerada nesse período (b) ($R=10 \Omega$)
Fonte: Autoria própria

Considerando as boas condições do painel e sabendo que o coeficiente térmico previsto nos estudos discutidos na seção 2.1.4 é de aproximadamente $0,5 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, se deduz que a utilização dos sensores FBGs em monitoramento multiponto permite uma estimativa mais próxima da real, se comparado com o sensor PT100.

5.5 EXPERIMENTO 03 - DETERMINAÇÃO DE GRADIENTES TÉRMICOS DE TRABALHO

A investigação do potencial das fibras na obtenção de gradientes térmicos de trabalho do painel é feita nesse capítulo com o painel com carga e sem carga

conectada em sua saída. Com os dados coletados dos 27 pontos das fibras são gerados gradientes de temperatura pelo método de interpolação de pontos usando o programa Origin® e comparados com as imagens térmicas obtidas pela câmera IR. As imagens foram capturadas a uma distância de 1,50 m do painel com coeficiente de emissividade igual a $\epsilon=0,85$ (emissividade do vidro).

5.5.1 Painel Fotovoltaico Sem Carga Conectada

Na Figura 36 (a) são apresentados os gradientes térmicos gerados com o Origin® com base nos 27 pontos medidos pelas fibras. Na Figura 36 (b) é apresentada a imagem obtida pela câmera IR. Para facilitar a visualização de onde os sensores FBGs estavam instalados, os pontos que as fibras estão localizadas são identificados de P1 a P27.

As imagens obtidas pela câmera IR foram processadas usando o *software SmartView 3.0*, desenvolvido e disponibilizado pela Fluke, o qual permitiu fazer os ajustes de escala dos gradientes das imagens, ajustes de emissividade e obtenção da temperatura em pontos específicos do painel.

Nas primeiras tentativas de captura das imagens térmicas do painel foi buscado que a área do painel preenchesse totalmente a imagem, evitando que objetos ao fundo do painel aparecessem na foto. Todavia, em decorrência da inclinação do painel e a distância mínima necessária entre o módulo e a câmera IR para o enquadramento da imagem, obrigava que o operador estivesse em uma altura mais elevada que o módulo e em paralelo a superfície frontal do painel, o que sempre ocasiona sombreamentos no mesmo, afetando a temperatura de trabalho do módulo. Logo, essa abordagem de captura de imagem foi abandonada e as imagens foram obtidas ao mesmo nível do painel e a uma distância de aproximadamente 1,50 m deste.

As diferenças de temperatura máximas e mínimas entre os pontos medidos pelas fibras e os valores obtidos pela câmera IR para os mesmos pontos do painel ficaram entre $-1,52\text{ °C}$ (P26) e $2,90\text{ °C}$ (P3), conforme visto no APÊNDICE F.

É observado que as fibras conseguem detectar as variações térmicas provocadas pelo aquecimento da exposição ao sol e do resfriamento ocasionado

pelas correntes de convecção. Isso explica a parte inferior do painel estar menos quente que a parte superior.

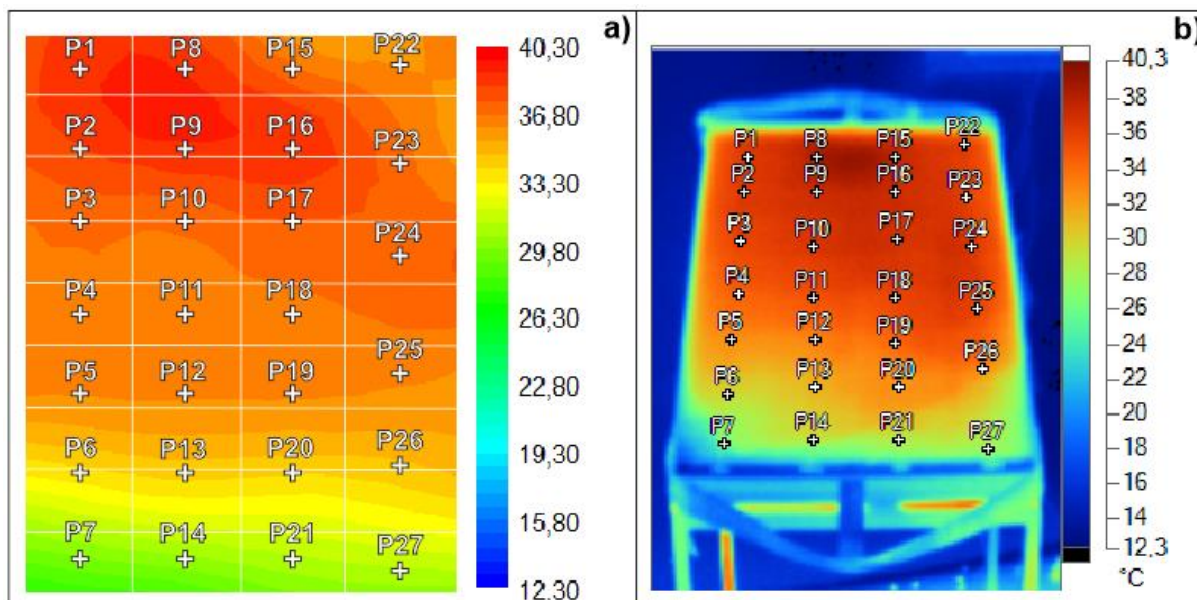


Figura 36 – Medições feitas pelas (a) FBGs e (b) câmera IR: Painel sem carga ($V_{\text{vento}} < 1,75 \text{ m/s}$)

Fonte: Autoria própria.

5.5.2 Painel Fotovoltaico Com Carga Conectada

Com corrente elétrica circulando no painel, na Figura 37 foi detectada pela câmera IR cinco regiões com células com maiores temperaturas (P2, P4, P6, entre P8 e P15, P17 e P24), destas regiões as fibras conseguiram identificar todas, com exceção da região entre P8 e P15 justamente por ser um ponto onde não havia um sensor (“ponto cego”). Nessa região o aquecimento visto não teve contribuição direta de células com problemas, mas sim por causa da caixa de terminais do painel que está instalada atrás do módulo, exatamente nessa região. Isso faz surgir uma espécie de bolsão de ar dentro da caixa, conservando por mais tempo o calor nessa região. As maiores diferenças de temperatura entre as medições no mesmo ponto entre $-0,41 \text{ °C}$ (P1) e $3,66 \text{ °C}$ (P16).

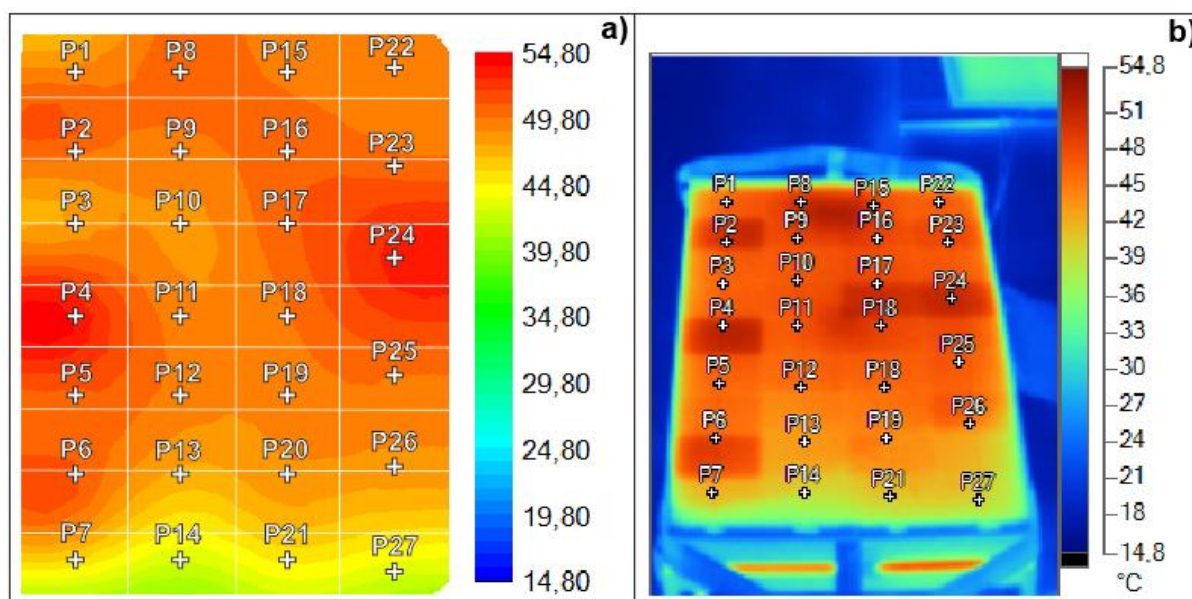


Figura 37 – Medições feitas pelas (a) FBGs e (b) câmera IR ($R = 0,47\Omega$ e $V_{\text{vento}} < 1,75\text{m/s}$).

Fonte: Autoria própria.

Na imagem obtida pela câmera IR é possível perceber claramente as células do painel que apresentam temperaturas mais elevadas, inclusive sendo visível o formato delas. Na geração do gradiente térmico realizado por *software* os pontos de aquecimento são detectados, entretanto não é evidenciada a limitação da área de cada célula. Para tornar mais claro esse gradiente, uma solução possível, seria implementar uma modelagem matemática que limitasse a região de cada célula, permitindo uma aproximação mais real da distribuição térmica do painel.

De modo geral, os sensores FBGs demonstraram medições satisfatórias na geração de gradientes térmicos, sendo apenas sugerida como melhoria nos trabalhos futuros a implementação de uma técnica matemática conforme sugerido no parágrafo anterior.

5.6 EXPERIMENTO 03 - DETECÇÃO DE ANOMALIAS ELÉTRICAS OU MECÂNICAS

Utilizando a mesma técnica de aplicação de cargas vistas nas seções anteriores, inicialmente foram colocadas cargas resistivas na saída do painel, variando o fluxo de corrente entre 0 e 5,96 A (valor de corrente de I_{sc}).

Embora o painel apresente quase dez anos de vida, foram observados gradientes térmicos ocasionados pela circulação de corrente apenas quando provocado correntes muito próximas do valor de I_{sc} . Com a câmera IR foram observados apenas dois tipos de anomalias: A primeira referente a pequenos *hotspots* em alguns pontos do painel, apresentando dimensões inferiores a 3 mm de diâmetro e com temperaturas de até 4,28 °C acima da temperatura do painel, conforme visto na Figura 38.

Outro problema visto foi o aquecimento de trabalho diferente entre as células do painel, que chegaram a até 7,45 °C de diferença entre células próximas. Conforme já observado na seção 5.3.2, esse efeito é ocasionado pela diferença na qualidade do silício, capacidade de geração ou lotes de fabricação das células que constituem o módulo, provocando um descasamento resistivo entre as células ligadas em série, onde as com maior resistência tendem a dissipar em forma de calor partes maiores de energia.

Com a ajuda da câmera IR foram identificados apenas anomalias decorrentes de *hotspots* e descasamento resistivo. Destas, as fibras ópticas conseguiram detectar apenas as variações térmicas ocasionadas pelo descasamento resistivo. As pequenas dimensões dos *hotspots* não conseguiram sensibilizar os sensores FBGs de modo a permitir a detecção desses aquecimentos.

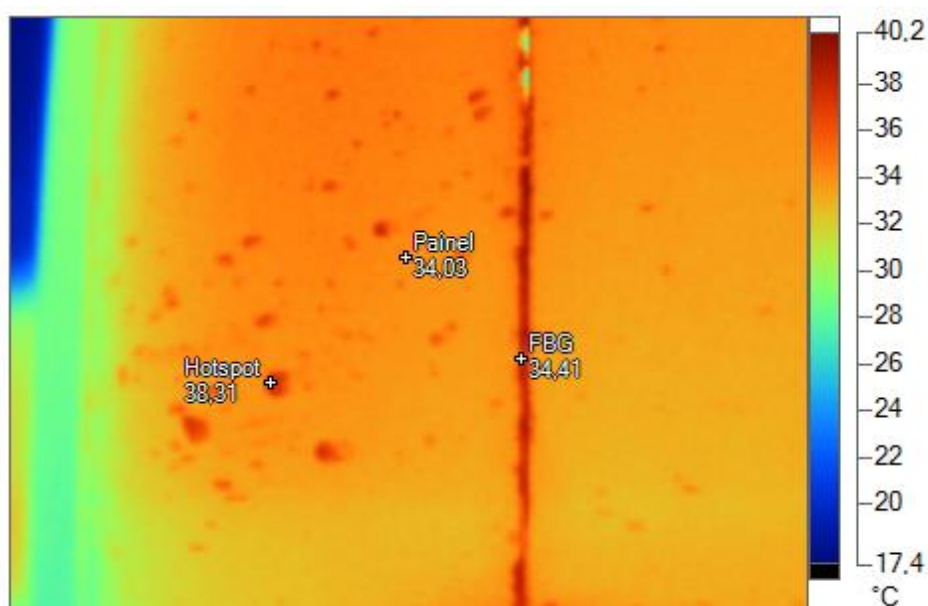


Figura 38 – *Hotspots* detectados no painel à uma distância de 15 cm ($I_{sc}=5,96$ A)
Fonte: Autoria própria

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Na comparação entre os sensores FBGs com encapsulamento e sem encapsulamento é possível concluir que ambos os sensores apresentaram comportamento estável durante variações na radiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente, apresentando diferenças de temperatura inferiores à 1,0 °C. Foi observado que em ensaios em ambiente externo é recomendado que seja utilizado sensores FBGs encapsulados, visto que, é muito fácil ocorrer a quebra do elemento sensor sem encapsulamento durante rajadas de ventos ou colisão de objetos sólidos.

O método de encapsulamento das fibras usando tubo de metal e a técnica de fixação dos sensores FBGs com pasta térmica apresentaram desempenho satisfatório para esse tipo de aplicação. Durante a realização de todas as etapas do experimento que ocorreram no decorrer do ano de 2014 e 2015, não foram observados problemas relacionados a instabilidade de medições visto que, estando as fibras com um bom contato térmico com a superfície do painel, as variações térmicas por elas apresentadas correspondiam satisfatoriamente à temperatura do módulo. Também não ocorreu nenhum episódio de quebra de sensores encapsulados, descolamento da fibra ou ressecamento visível da pasta térmica.

A caracterização das fibras utilizando o sistema com circulador térmico demonstrou ser um método satisfatório para as finalidades deste trabalho. Os valores de incerteza encontrados durante a caracterização dos 27 sensores FBGs ficaram entre $\pm 0,32$ °C e $\pm 0,54$ °C, sendo condizente com as incertezas encontradas em outros estudos realizados com sensores FBGs.

A técnica de fixação dos sensores FBGs na superfície frontal do painel não comprometeu a geração fotovoltaica do painel e resistiu bem às variações de vento, radiação solar e ocorrência de chuvas durante todos os experimentos. A pasta térmica usada como elemento fixador da fibra melhorou consideravelmente o contato térmico dos sensores FBGs com o vidro, não sendo observado degradação das propriedades físicas da pasta pela exposição as variáveis ambientais.

A possibilidade da medição multiponto permitiu aos sensores FBGs identificar os gradientes térmicos que ocorreram na superfície do painel decorrentes da influência dos fatores ambientais e pelo aquecimento das células em seu interior. Essa

característica permitiu a determinação mais aproximada da temperatura superficial do módulo, quando comparado à técnica de medição monoponto.

Embora os custos atrelados a um sistema de monitoramento térmico usando sensores FBGs sejam maiores que um sistema usando sensores PT100, em aplicações onde é necessário monitorar um conjunto de módulo, o sistema usando sensores FBGs é a opção mais viável técnica e economicamente, visto que, com apenas um cabo de fibra e algumas chaves ópticas é possível monitorar simultaneamente as variações de temperatura de um grande conjunto de módulos fotovoltaicos, ao contrário um sistema usando sensores PT100 que resultaria em uma enorme quantidade de cabos e conexões. Além disso, a imunidade de EMI característica da fibra permite o monitoramento dos painéis à longas distâncias, eliminando a necessidade de circuitos eletrônicos para a filtragem e supressão de EMI, os quais seria necessários ao usar sensores PT100.

Durante os ensaios foram identificados apenas dois tipos de problemas elétricos no painel estudado: aquecimento desigual entre células e alguns *hotspots*. As fibras conseguiram identificar satisfatoriamente os diferentes níveis de aquecimento nas células, demonstrando serem capazes de identificar grupos de células com descasamento resistivo. Quanto aos *hotspots*, os sensores FBGs não foram sensíveis na identificação, principalmente por serem muito pequenos, com tamanho inferior a 3 mm.

Embora a obtenção de gradientes térmicos usando a câmera IR sejam mais ricos em detalhes do que o gradiente gerado com as medições obtidas pelas fibras, os sensores FBGs se mostram indispensáveis quando se deseja obter esses gradientes durante longos períodos de tempo, justamente pela capacidade de coleta periódica das temperaturas.

A realização do presente trabalho revelou também algumas potencialidades de estudos futuros com essa tecnologia. Uma delas seria desenvolver um programa que monitore as FBGs e apresente em tempo real por meio de um gradiente térmico as variações de temperatura de toda a superfície do painel. Outra possibilidade seria aprofundar os estudos no monitoramento multiponto usando as FBGs e com esses resultados elaborar um modelo termoelétrico do painel, que alimentado com as variáveis ambientais e de geração, fosse possível aprimorar a determinação da temperatura média de trabalho medida em apenas um ponto.

Como última sugestão, seria possível submeter essa técnica de medição multiponto em ensaios de monitoramento de painel por períodos de tempo superiores a alguns anos, objetivando avaliar o desempenho do método de fixação e a sensibilidade na identificação de degradações do painel em longos períodos de tempo.

REFERÊNCIAS

ACCIANI, G.; SIMIONE, G. B.; VERGURA, S. **Thermographic analysis of photovoltaic panel**. *European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality (EA4EPQ). International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, 3 p. March, 2010.
Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq%2710/634-Acciani.pdf>>. Acesso em: 09 Ago 2015.

ALGORITHM FOR CREATING A CONTOUR FROM A WORKSHEET. Disponível em: <http://www.originlab.com/doc/Origin-Help/Create-Contour-Graph#Algorithm_for_Creating_a_Contour_from_a_Worksheet>. Acesso em: 13 Set 2016.

ALLEGRO MICROSYSTEM INC. **Fully integrated, hall effect-based linear current sensor IC with high voltage isolation and a low-resistance current conductor**: User guide ACS755xCB-050. Rev.11, 2010.
Disponível em: <www.allegromicro.com/~média/Files/Datasheets/ACS755-050-Datasheet.ashx>. Acesso em: 21 julho 2015.

ARMSTRONG, S.; HURLEY, W. G. **A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions**. *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, Issue 11-12, 2010, pp. 1488-1495, ISSN: 1359-4311.

BARRERA, D.; FINAZZI, V.; VILLATORO, J.; SALES, S.; PRUNERI, V. **Packaged optical sensors based on regenerated fiber Bragg gratings for high temperature applications**, *Sensors Journal, IEEE*, vol.12, no.1, p. 107-112, Jan. 2012. doi: 10.1109/JSEN.2011.2122254.
Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5723680&isnumber=6086660>>. Acesso em: 05 jul 2015.

BOHÓRQUEZ, M. A.; GÓMEZ, L. M. E.; MÁRQUEZ, J. M. A. **A new and inexpensive temperature-measuring system: Application to photovoltaic solar facilities**. *Solar Energy*, vol. 83, June 2009, p. 883-890, ISSN 0038-092X, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2008.12.007>.
Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X08003277>>. Acesso em: 08 Ago 2015.

BORTOLOTTI, F.; SOUZA, K. M.; SILVA, J. C. C.; KALINOWSKI, H. J. **Packaging, characterization and calibration of fiber Bragg grating temperature sensors**. MOMAG 2013: 15º SBMO - Simpósio Brasileiro de Micro-ondas e Optoeletrônica e 10º CBMag - Congresso Brasileiro de Eletromagnetismo. Paraíba, 2013.

CABRAL P.: **Erros e incertezas nas medições**. IEP – Instituto Electrotécnico Português, ISEP – Instituto Superior de Engenharia do Porto, p. 116, Porto 2004.

CAZO, R. M.; HATTORI, H. T.; BARBOSA, L. C.; LISBÔA, O.; RABELO, R. C. **Sensor de deformação usando grades de Bragg**. Revista Científica Periódica – Telecomunicações. vol. 03, n. 02, p. 76-79. Dezembro, 2000. ISSN 1516-2338.

CHANG, J.; HUO, D. H.; MA, L. Z.; LIU, X. H.; LIU, T. Y.; WANG, C.; **Interrogating a fiber Bragg grating vibration sensor by narrow line width light**. Journal of Electronic Science and Technology of China, p. 486-488, Vol. 5, No. 4, December, 2008.

Disponível em: <<http://www.ccs.asia.edu.tw/ezfiles/2/1002/img/492/0804-36.pdf>>. Acesso em: 18 Dez 2015

CROZIER, J.; VAN DYK, E. E.; VORSTER, F. J.; **Identification and characterisation of performance limiting defects and cell mismatch on photovoltaic modules**. Journal of Energy In Southern Africa, Vol. 26, n. 03, pp. 19-26, 2015. ISSN 2413-3051.

DARGHOUTH, N.; BARBOSE, G.; WISER, R. **Electricity Bill savings from residential photovoltaic systems: sensitivities to changes in future electricity market conditions**. Market condition. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 82 p. Berkeley, CA, 2013.

Disponível em: <<http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbni-6017e.pdf>>. Acesso em: 09 Set 2015.

DOW CORNING CORPORATION. **Information about Dow Corning® 510, 550 and 710 fluids**. no. 24-298C-98, USA, 1998.

Disponível em: <<https://www.silmid.com/MetaFiles/Silmid/3f/3fa84761-dce0-4799-bbfb-b926eb7dec60.pdf>>. Acesso em: 01 Ago 2015.

ECIL. **Conhecimentos técnicos sobre sensores PT100**. Disponível em: <<http://www.ecil.com.br/temperatura-industrial/sensores-pt100/>>. Acesso em 17 Ago 2015.

FANNEY, A. H.; DOUGHERTY, B. P. **Building integrated photovoltaic test facility**. Journal of Solar Energy Engineering, Especial issue: Solar Thermochemical Processing, vol. 123, n. 2, p. 194-199, August 2001.

FLUKE CO. **Thermal imagers Ti9, Ti10, Ti25, TiRx, TiR and TiR1: Manual do usuário**. 28 p. Rev 2. August, 2007.

FRAAS, L.; PARTAIN, L. **Solar cells and their applications**. 2 ed. 644 p. John Wiley & Sons Inc. New Jersey, 2010.

FREITAS, R. A.; **Optical fiber temperature sensors for cryogenic application**, 2014, 77 p. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Física). Faculdade de Ciências do Porto, Porto, 2014.

FUENTES, M.; NOFUENTES, G.; AGUILERA, J.; TALAVERA, D. L.; CASTRO, M. **Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicone PV modules in Mediterranean climates**. Solar Energy, vol. 81, Issue 11, pp. 1396-1408, November 2007. ISSN 0038-092X, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2006.12.008>.

GARCÍA M. C. A.; BALENZATEGUI J. L. **Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations.** *Renewable Energy*, vol. 29, Issue 12, October 2004, p. 1997-2010, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2004.03.010>.

Disponível em :

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148104001260>>. Acesso em: 29 jul 2015.

GRANDO, F. L.; **Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados em ambiente labview para aquecedores solares.** 2013. 74 p. Monografia (Graduação) - Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2013.

GUM – Avaliação de dados de medição: Guia para a expressão de incertezas de medição, p. 138, 2008.

HECHT, E. **Optics.** 4th edition. Person education limited. EUA, 2001.

HERRMANN, W.; **How temperature cycling degrades photovoltaic-module performance.** *International society advancing an interdisciplinary approach to the science and application of light (SPIE) Newsroom.* DOI: 10.1117/2.1201007.003177, 2010.

Disponível em: <<http://spie.org/x41305.xml>>. Acesso em: 05 Fev 2015.

IEA – International Energy Agency. **Technology roadmap: Solar photovoltaic energy.** OECD/IEA, IEA Publications, Paris, 2010.

IEA – International Energy Agency. **Technology roadmap: Solar photovoltaic energy.** OECD/ IEA, IEA Publications, Paris, 2014.

Disponível em:

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. Acesso em 09 Set 2015.

IEC - International Electrotechnical Commission, **IEC 60904-3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data.** 1998.

JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A. K.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. **Comparison of solar photovoltaic module temperature models.** *World Applied Sciences Journal 14 (Special Issue of Food and Environment).* 2011. p. 11, ISSN 1818-4952.

Disponível em:

<<http://www.idosi.org/wasj/wasj14%28Food&Environment%2911/1.pdf>>. Acesso em: 25 Jul 2015.

KIPP & ZONEN, **SP-Lite silicon pyranometer: Instruction sheet.** Rev 9607. 1 p. 2009.

KYOCERA. **KC85TS: High efficiency multicrystal photovoltaic module**. 2015. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5179.pdf>>. Acesso em 23 jul 2015.

LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic engineering handbook**. Adam Hilger, New York, 1990.

LEDERER & AVANCINI, Manual da **fonte de alimentação ajustável de tensão continua 0 a 30VCC 5A 60HZ**. 2010.

LOURENÇO JUNIOR, I.; **Monitoramento de propriedades mecânicas de polímeros com sensor à rede de Bragg**. 2011. 100 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic Science and engineering**. John Wiley & Sons Ltd. England, 2003.

MALO, B.; HILL, K. O.; BILODEAU, F.; JONHSON, D. C.; ALBERT, J. **“Point-by-point fabrication of micro-Bragg gratings in photosensitive fiber using single excimer pulse refractive index modification techniques”**. *Electronic Letters*, vol. 29, issue 18, pp. 1668-1669, 1993. doi: 10.1049/el:199331110

MANSOURI, A.; ZETTL, M.; MAYER, O. et al.; **Defect detection in photovoltaic modules using electroluminescence imaging**. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Frankfurt, Germany, 2012.

MEASURES, R. M.; **Structural monitoring with fiber optic technology**. 716 p. Institute for Aerospace Studies. University of Toronto. Academic Press, Canada, 2001. ISBN: 9780080518046.

MELTZ, G.; MOREY, W. W.; GLENN, W. H. **Formation of Bragg gratings in optical fibers by a transverse holographic method**, *Optic Letters*, vol. 14, 1989.

METEORO INSTRUMENTOS. Tdnet/Meteoro, 2009. Disponível em: <http://www.tdnet.com.br/meteoro/anemometro_concha2.htm>. Acesso em: 18 julho 2015.

MOKHTAR, M. R.; SUN, T.; GRATTAN, K. T. V. **Bragg grating packages with nonuniform dimension for strain and temperature sensing**. *Sensors Journal, IEEE* vol.12, no.1, p.139,144, Jan. 2012. doi: 10.1109/JSEN.2011.2134845.

Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5740935&isnumber=6086660>> Acesso em: 14 jul 2015.

MOLENBROEK, E.; WADDINGTON, K. A.; EMERY, K. A. **Hot spot susceptibility and testing on PV modules**. In Photovoltaic Specialists Conference, 1991. Conference record of the twenty second IEEE, vol. 1, p. 547-552, doi: 10.1109/PVSC.1991.169273.

Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=169273&isnumber=4399>>. Acesso em: 06 Jun 2015.

NATIONAL SEMICONDUCTOR. **LM 35 – Precision centigrade temperature sensors**. 13 p. November, 2000.

OLIVERO, M.; PERRONE, G.; VALLAN, A.; TOSI D. **Comparative study of fiber Bragg gratings and fiber polarimetric sensors for structural health monitoring of carbon composite**. Advances on Optical Technologies, Vol. 2014, Article ID 804905, 8 p, 2014. Doi: 10.1155/2014/804905.

OLUKAN, T. O.; EMZIANE, M.; **A comparative analysis of PV module temperature models**. Energy Procedia, vol. 62, 2014, p. 694-703, ISSN 1876-6102, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.433>.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.433>>. Acesso em: 10 Ago 2015.

OTHONOS, A., **Fiber Bragg gratings, Review of Scientific Instruments**, vol. 68, 1997.

PATEL, M. R. **Wind and solar power systems: Design, analysis and operation.**, Taylor & Francis, 2.ed, p. 473, USA, 2006. ISBN 0-8493-1570-0.

PINHO, J. T.; GALDINO, J. T. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, 530 p. Rio de Janeiro, Março. 2014.

POLYSCIENCE. **Constant temperature equipment: Circulators**. 2015.

Disponível em: <<http://www.iciencia.com/Files/Productos/140.pdf>>. Acesso em: 14 Jul 2015.

REIS, A. M.; COLEMAN, N. T.; MARSHALL, M. W.; LEHMAN, P.; CHAMBERLIN, C. E. **Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure**. In Proceedings of the Conference Record of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, LA, USA, 19–24 May 2002; p. 1432–1435. ISSN: 1060-8371. DOI: 10.1109/PVSC.2002.1190878.

Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1190878&tag=1>. Acesso em: 10 Ago 2015.

SANTOLIN, E. A.; LOURENÇO Junior, I.; SILVA, J. C. C.; OLIVEIRA, V. **Aplicação de Sensores à Fibra Óptica no Monitoramento Térmico de Painéis Fotovoltaicos**. MOMAG 2014: 16º SBMO - Simpósio Brasileiro de Micro-ondas e Optoeletrônica e 11º CBMag - Congresso Brasileiro de Eletromagnetismo. Curitiba: UTFPR, 2014. p. 837-842.

SILVA, E. V.; DREYER U. J.; SOUZA, K. de M.; SOMENZI, J.; BABINSKI, V. J.; DI RENZO A. B.; MEZZADRI, F.; BAZZO, J. P.; OLIVEIRA, V.; KALINOWSKI, H. J.; MARTELLI, C.; SILVA, J. C. C. **Medição de temperatura do estator, radiador e mancal de um gerador de potência de 182MW utilizando sensores a fibra ótica**.

VII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VII CITENEL). Rio de Janeiro: 2013.

SOLHEIM, H. J.; FJAER, H. G.; SORHEIM, E. A.; FOSS, S. E. **Measurement and simulation of hot spots in solar cells.** *Energy Procedia*, vol. 38, pp. 183-189, 2013. ISSN: 1876-6102, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.266>.

SONG, L.; YU, G. **The packaging technique about FBG temperature sensor.** *Communication Systems, Networks and Applications (ICCSNA), 2010 Second International Conference on*, vol. 1, p. 67-70, June 2010, doi: 10.1109/ICCSNA.2010.5588773.

Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5588773&isnumber=5588666>>. Acesso em: 23 jun 2015.

SOUZA, K. M.; PROBST, W.; BORTOLOTTI, F.; MARTELLI, C. and SILVA, J. C. C. **Fiber Bragg grating temperature sensor in a 6.5-MW generator exciter bridge and the development and simulation of its thermal model.** *Microwave & Optoelectronics Conference (IMOC), 2013 SBMO/IEEE MTT-S International*, p. 1,5, 4-7 Aug. 2013. doi: 10.1109/IMOC.2013.6646494.

Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6646494&isnumber=6646401>> Acesso em: 22 jul 2015.

SPAGNOLO, G. S.; DEL VECCHIO, P.; MAKARY, G.; PAPALILLO, D.; MARTOCCHIA, A. **A review of IR thermography applied to PV systems.** *Environment and Electrical Engineering (EEEIC) in 11th International Conference*, 2012. Doi: 10.1109/EEEIC.2012.6221500

Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6221500/>>. Acesso em: 31/08/2016.

STEINFELD, A; PALUMBO, R. **Solar thermochemical process technology.** *Encyclopedia of Physical Science & Technology*, R. A. Meyers Ed., Academic Press, Vol. 15, pp. 237 – 256, 2001.

Disponível em:

<https://www.psi.ch/1st/BooksEN/Solar_Thermochemical_Process_Technology.pdf>. Acesso em: 27 fev 2016.

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG Y.; PETACCI L. **Photovoltaic module thermal/wind performance: Long-Term monitoring and model development for energy rating.** January 2003, p. 4.

Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/241959432_Photovoltaiic_Module_ThermaIWind_Performance_Long-Term_Monitoring_and_Model_Development_for_Energy_Rating>. Acesso em: 05 Jan 2016.

TRINURUK, P.; SORAPIPATANA, C.; CHENVIDHYA, D. **Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand.** *Renewable Energy*, vol.34, Issue 11,

November 2009, p. 2515-2523, ISSN 0960-1481,
<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.02.027>.

Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109000962>>. Acesso em:
11 Ago 2015.

TU, Y.; GONG, H.; CHEN, J. **A novel temperature-insensitive package for fiber Bragg grating**, *Communications and Photonics Conference and Exhibition (ACP), 2010 Ásia*, p. 300-301, Dec. 2010. doi: 10.1109/ACP.2010.5682557.

Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5682557>>. Acesso em:
03 Ago 2015.

YIN, S.; RUFFIN, P. B.; YU, F. T. S. **Fiber optic sensors**. 2nd ed, 494 p. CRC press. Taylor & Francis Grou, 2008. ISBN 978-1-4200-5365-4.

WOHLGEMUTH, J.; HERRMANN, W.; **Hot spot tests for crystalline silicon modules**, *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*, p. 1062-1063, 2005
doi: 10.1109/PVSC.2005.1488317.

Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1488317&isnumber=31426>> Acesso em: 26 Jul 2015.

APÊNDICE A - CIRCUITO DE AQUISIÇÃO DA CORRENTE ELÉTRICA DO PAINEL

Conforme previsto em algumas etapas da realização do presente trabalho, foram realizados ensaios onde cargas resistivas de diferentes valores foram conectadas no painel fotovoltaico, controlando a quantidade de corrente que fluía através dele, possibilitando assim observar o comportamento térmico das células.

De acordo com o manual do painel, a variação máxima da corrente foto gerada seria entre 0 até 5,34 A, que é a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Para possibilitar a leitura dessa corrente, foi elaborado um circuito utilizando um sensor de corrente de efeito *hall* produzido pela *Allegro*, modelo ACS755LCB-050, saída linear com resolução de 60 mV/A e faixa de corrente medida de 0 a 50 A (ALLEGRO MICROSYSTEM INC, 2010). Esse sensor de corrente por efeito *hall* foi utilizado principalmente por fornecer em sua saída uma tensão linear e proporcional à quantidade de corrente lida, o que facilitou sua implementação no sistema de aquisição já existente.

Para utilização desse sensor foi elaborado um circuito para minimizar possíveis oscilações na fonte e ruídos de sinal, atendendo os valores dos componentes sugeridos no *datasheet* do componente. Para esse circuito também foi aplicado um circuito passa-baixa passivo com frequência de corte de 15 Hz. O esquema elétrico do circuito e do filtro passa-baixa é apresentado na Figura 39.

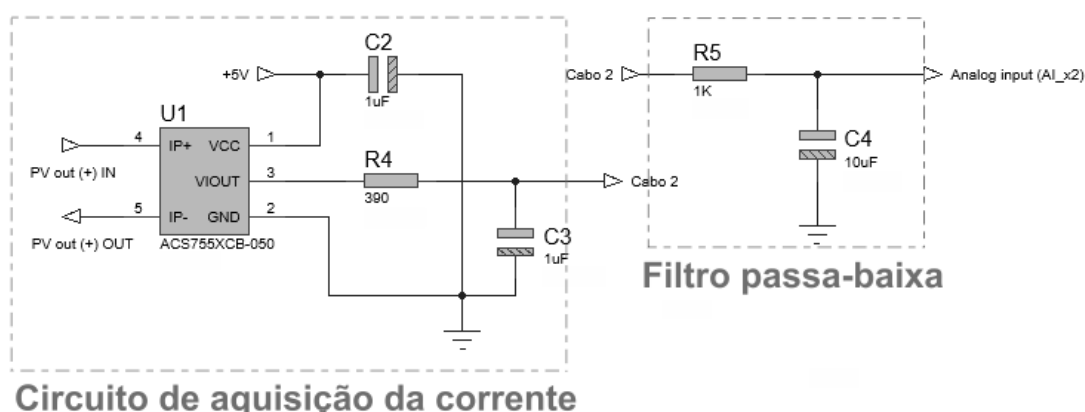


Figura 39 – Circuito de aquisição da corrente e filtro passa-baixa
 Fonte: Autoria própria

APÊNDICE B - CIRCUITO DE AQUISIÇÃO DA TENSÃO ELÉTRICA DO PAINEL

A medição da tensão e da corrente gerada em painéis é essencial para compreender seu comportamento elétrico assim como o impacto que as variações térmicas exercem na geração de energia, sejam essas variações ocasionadas pela degradação elétrica do painel ou decorrente de fenômenos ambientais, como por exemplo, a variação da intensidade da radiação solar, sombreamentos, mudança na temperatura ambiente entre outros.

Para esse trabalho, o acompanhamento dos valores de tensão e corrente fotogerada do painel foi realizado de modo complementar ao monitoramento térmico, objetivando acompanhar a potência gerada conforme as cargas resistivas são variadas na saída do painel, visto que o foco principal do presente estudo é a aplicação das FBGs no monitoramento térmico do módulo em ambiente aberto.

De acordo com as características do painel, fornecidas pelo fabricante, a tensão de saída fornecida apresenta uma variação de 0 até 21,7 VCC, sendo essa última a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Como a entrada analógica da interface de aquisição de dados apresenta um limite de tensão de 10 V, se fez necessário elaborar um circuito divisor de tensão utilizando resistores conforme visto na Figura 40.

A fim de evitar que a tensão gerada pelo painel superasse esse valor. De modo a garantir a segurança, o circuito resistivo foi projetado com fator de divisão 3, condicionando a tensão do painel ($V_{in} = 0$ a 21,7 VCC) a uma tensão disponível para a interface ($V_{out} = 0$ a 7,23 VCC) de acordo com a Equação (25). O valor de V_{out} é lido pelo *software* de aquisição instalado no computador, que o multiplica por 3 a fim de transformar novamente no valor real de tensão.

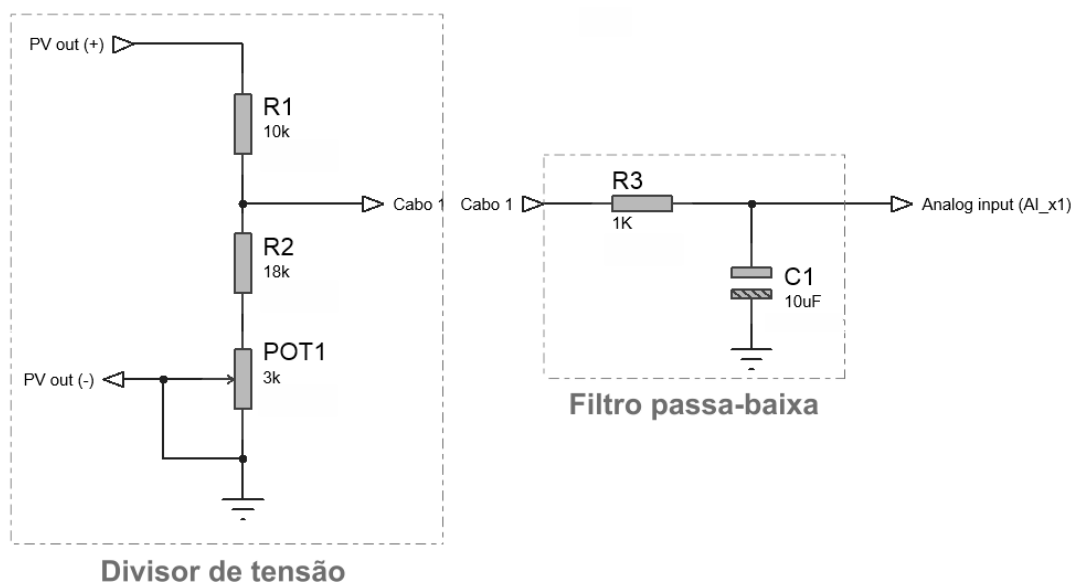


Figura 40 – Circuito divisor de tensão resistivo e filtro passa baixa
Fonte: Autoria própria

$$V_{out} = \frac{(R_2 + POT_1)}{R_1 + R_2 + POT_1} \cdot V_{in} \quad (25)$$

De modo a eliminar possíveis ruídos de alta frequência que poderiam acoplar ao cabo que conecta o divisor de tensão (instalado próximo ao módulo) e ao módulo USB (instalado dentro do laboratório), foi elaborado um filtro passa-baixa passivo de primeira ordem com frequência de corte (f_c) igual a 15 Hz.

O processo de calibração desse circuito assim como a discussão das incertezas associadas a este são descritos no item 5.1.3.

APÊNDICE C - ANÁLISE DA QUALIDADE DO CONTATO TÉRMICO ENTRE AS FIBRAS E O PAINEL

A temperatura do painel que está sendo apresentada foi realizada pela câmera IR, sendo a mesma ajustada com coeficiente de emissividade de $\varepsilon=0,85$ (emissividade do vidro) (ACCIANI, 2010). A temperatura no ponto onde está a fibra foi obtida através do *software SmartView 3.0*. Foi optado em usar o *software*, pois ele possibilita a determinação da temperatura em cada pixel da imagem.

As medições são apresentadas na Tabela 9 e foram realizadas com uma incidência solar entre 849 e 851 W/m², temperatura ambiente de 21 °C e velocidade do vento inferior a 1.75 m/s.

Tabela 9 – Dados usados para a análise da qualidade do contato entre os sensores e o painel

Valores de temperatura medidos com a câmera IR							
	Painel	FBG	Dif		Painel	FBG	Dif
	(°C)	(°C)	(°C)		(°C)	(°C)	(°C)
C1_S1	50,16	49,56	0,60	C3_S1	46,83	46,13	0,7
C1_S2	50,55	49,69	0,66	C3_S2	46,62	46,02	0,60
C1_S3	50,33	50,1	0,23	C3_S3	48,74	48,56	0,18
C1_S4	49,50	49,41	0,09	C3_S4	48,35	47,66	0,69
C1_S5	49,35	49,12	0,23	C3_S5	49,89	49,32	0,57
C1_S6	49,27	48,85	0,42	C3_S6	49,59	49,03	0,56
C1_S7	48,36	48,01	0,35	C3_S7	49,83	49,33	0,50
C2_S1	47,78	47,23	0,55	C4_S1	48,84	48,26	0,58
C2_S2	48,09	47,69	0,4	C4_S2	48,99	48,43	0,56
C2_S3	48,63	47,98	0,65	C4_S3	49,73	49,35	0,38
C2_S4	49,51	49,36	0,15	C4_S4	49,85	49,22	0,63
C2_S5	49,67	49,14	0,53	C4_S5	50,63	49,97	0,66
C2_S6	50,95	50,28	0,67	C4_S6	51,56	51,32	0,24
C2_S7	51,78	51,14	0,64				

Fonte: Autoria própria

APÊNDICE D - CARACTERIZAÇÃO DO SENSOR C₂S₁

Tabela 10 - Incertezas e desvios relacionados ao sensor

Ensaio 01		Ensaio 02		Ensaio 03		Ensaio 04		Ensaio 05		$\bar{T}_{(C2S1)}$	$\bar{\lambda}_{(C2S1)}$	$\sigma_{(\lambda)}$
T ₁	λ_1	T ₂	λ_2	T ₃	λ_3	T ₄	λ_4	T ₅	λ_5	(°C)	(nm)	(nm)
(°C)	(nm)	(°C)	(nm)	(°C)	(nm)	(°C)	(nm)	(°C)	(nm)	(°C)	(nm)	(nm)
10,005	1530,50420	10,001	1530,50312	9,982	1530,50121	10,001	1530,50262	9,983	1530,50160	9,994	1530,50250	0,0010960
19,985	1530,64680	20,022	1530,63223	19,979	1530,64242	20,021	1530,63214	19,980	1530,63966	19,998	1530,63805	0,0061515
29,985	1530,77248	30,035	1530,75865	30,001	1530,76533	30,034	1530,75831	30,002	1530,76477	30,012	1530,76370	0,0058586
39,989	1530,89512	40,020	1530,88432	39,970	1530,88818	40,019	1530,88432	39,971	1530,88808	39,994	1530,88796	0,0044128
49,995	1531,00967	50,029	1531,00364	49,975	1531,00164	50,029	1531,00274	49,976	1531,00075	50,001	1531,00331	0,0037050
59,986	1531,12598	60,016	1531,12181	59,989	1531,11331	60,016	1531,12113	59,989	1531,11341	59,999	1531,11898	0,0055180
69,989	1531,24436	70,000	1531,24411	69,979	1531,23550	70,000	1531,24431	69,980	1531,23562	69,990	1531,24082	0,0048031
Regressão linear												
Coef. Ang <i>m</i>	Coef. Linear <i>b</i>	Linearidade <i>r</i>	Incerteza declive		Incerteza ordenada		Desvio	Desvio	Desvio da reta			
			S _b		S _a		S _x (°C)	S _y (nm)	S _{x/y}			
0,0122	1530,39126	0,9992	0,0001789		0,0035783		21,60	0,26367	0,00946			
Calculo de Incertezas												
Degrau	S _{pad(T)}	S _a	S _b	S _{int}	S _{circ}	S _{c(T)}	S _{c(C2S1)}	O valor da incerteza combinada S _{c(C2S1)} foi estimado adotando o maior valor de incerteza combinada calculada para os degraus. Nesse caso, o maior valor é visto na caracterização a 20 °C, apresentando uma incerteza ±0,51 °C.				
10°C	0,08983	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,12462						
20°C	0,50422	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,51157						
30°C	0,48022	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,48792						
40°C	0,36170	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,37187	±0,51					
50°C	0,30369	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,31573						
60°C	0,45229	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,46047						
70°C	0,39370	0,00357	0,00017	0,04732	0,072168	0,40306						

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE E - CARACTERÍSTICAS DOS CORDÕES DE FIBRA ÓPTICA APÓS A CARACTERIZAÇÃO

**Tabela 11 – Características de trabalho das FBGs
Fibras com encapsulamento nos sensores**

Sensor	Equação da reta - $T_{(C_xS_x)} = (\lambda_{(C_xS_x)} - b) / m (\pm S_{c(C_xS_x)})$	Linearidade r
C1_S1	$T_{(C1S1)} = (\lambda_{(C1S1)} - 1530,7366) / 0,0113 (\pm 0,48 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99991
C1_S2	$T_{(C1S2)} = (\lambda_{(C1S2)} - 1538,9650) / 0,0114 (\pm 0,47 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99953
C1_S3	$T_{(C1S3)} = (\lambda_{(C1S3)} - 1540,5444) / 0,0116 (\pm 0,54 \text{ }^\circ\text{C})$	0,9998
C1_S4	$T_{(C1S4)} = (\lambda_{(C1S4)} - 1542,9462) / 0,0117 (\pm 0,37 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99968
C1_S5	$T_{(C1S5)} = (\lambda_{(C1S5)} - 1544,1783) / 0,0117 (\pm 0,32 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99968
C1_S6	$T_{(C1S6)} = (\lambda_{(C1S6)} - 1546,5348) / 0,0119 (\pm 0,48 \text{ }^\circ\text{C})$	0,9996
C1_S7	$T_{(C1S7)} = (\lambda_{(C1S7)} - 1556,1933) / 0,0127 (\pm 0,46 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99958
C2_S1	$T_{(C2S1)} = (\lambda_{(C2S1)} - 1530,3912) / 0,0122 (\pm 0,51 \text{ }^\circ\text{C})$	0,9992
C2_S2	$T_{(C2S2)} = (\lambda_{(C2S2)} - 1538,6985) / 0,0116 (\pm 0,37 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99998
C2_S3	$T_{(C2S3)} = (\lambda_{(C2S3)} - 1540,4764) / 0,0109 (\pm 0,39 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99981
C2_S4	$T_{(C2S4)} = (\lambda_{(C2S4)} - 1542,6990) / 0,0117 (\pm 0,52 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99996
C2_S5	$T_{(C2S5)} = (\lambda_{(C2S5)} - 1543,9866) / 0,0114 (\pm 0,52 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99946
C2_S6	$T_{(C2S6)} = (\lambda_{(C2S6)} - 1545,6670) / 0,0114 (\pm 0,44 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99934
C2_S7	$T_{(C2S7)} = (\lambda_{(C2S7)} - 1555,2582) / 0,0117 (\pm 0,52 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99801
C3_S1	$T_{(C3S1)} = (\lambda_{(C3S1)} - 1530,7972) / 0,0120 (\pm 0,38 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99947
C3_S2	$T_{(C3S2)} = (\lambda_{(C3S2)} - 1538,9594) / 0,0121 (\pm 0,42 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99998
C3_S3	$T_{(C3S3)} = (\lambda_{(C3S3)} - 1540,0490) / 0,0121 (\pm 0,41 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99996
C3_S4	$T_{(C3S4)} = (\lambda_{(C3S4)} - 1542,9586) / 0,0121 (\pm 0,38 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99989
C3_S5	$T_{(C3S5)} = (\lambda_{(C3S5)} - 1544,0512) / 0,0131 (\pm 0,45 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99946
C3_S6	$T_{(C3S6)} = (\lambda_{(C3S6)} - 1546,1729) / 0,0129 (\pm 0,32 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99961
C3_S7	$T_{(C3S7)} = (\lambda_{(C3S7)} - 1546,1728) / 0,0129 (\pm 0,51 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99961
C4_S1	$T_{(C4S1)} = (\lambda_{(C4S1)} - 1530,5779) / 0,0130 (\pm 0,43 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99408
C4_S2	$T_{(C4S2)} = (\lambda_{(C4S2)} - 1539,1217) / 0,0131 (\pm 0,36 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99466
C4_S3	$T_{(C4S3)} = (\lambda_{(C4S3)} - 1540,2319) / 0,0125 (\pm 0,47 \text{ }^\circ\text{C})$	0,997
C4_S4	$T_{(C4S4)} = (\lambda_{(C4S4)} - 1542,9300) / 0,0140 (\pm 0,44 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99403
C4_S5	$T_{(C4S5)} = (\lambda_{(C4S5)} - 1544,1044) / 0,0152 (\pm 0,32 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99148
C4_S6	$T_{(C4S6)} = (\lambda_{(C4S6)} - 1546,2486) / 0,0140 (\pm 0,40 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99481
Fibras sem encapsulamento nos sensores		
C4_S3	$T_{(C4S6)} = (\lambda_{(C4S6)} - 1535,1291) / 0,0096 (\pm 0,43 \text{ }^\circ\text{C})$	0,99915

Fonte: Autoria própria

**APÊNDICE F - VALORES DOS GRADIENTES TÉRMICOS OBTIDOS PELO
CÂMERA IR *VERSUS* MEDIDOS PELAS FIBRAS**

Na Tabela 12 são apresentados os valores momentâneos de temperatura medidos pelas FBGS e pela câmera IR. Com base nesses dados foram gerados os gradientes de temperatura das Figura 36 e Figura 37.

**Tabela 12 – Comparação dos valores de temperatura medidos com as fibras e com o
câmera IR**

	Figura 36			Figura 37		
	FBGs (°C)	IR (°C)	Dif (°C)	FBGs (°C)	IR (°C)	Dif (°C)
P1 (C1_S1)	27,24	26,06	1,18	41,78	42,19	-0,41
P2 (C1_S2)	31,32	29,59	1,73	51,35	48,28	3,07
P3 (C1_S3)	35,81	32,91	2,90	49,86	46,72	3,14
P4 (C1_S4)	36,25	34,53	1,72	54,52	51,63	1,89
P5 (C1_S5)	36,11	36,03	0,08	47,39	46,88	0,51
P6 (C1_S6)	37,38	36,56	0,82	51,26	50,44	0,82
P7 (C1_S7)	37,13	36,69	0,44	46,73	47,28	0,55
P8 (C3_S1)	28,50	29,00	-0,50	40,49	40,28	0,21
P9 (C3_S2)	33,28	31,31	1,97	46,21	43,44	2,77
P10 (C3_S3)	36,04	33,22	2,82	49,13	45,53	3,6
P11 (C3_S4)	36,79	35,13	1,66	48,99	47,34	1,65
P12 (C3_S5)	36,76	36,63	0,13	48,47	47,38	1,09
P13 (C3_S6)	39,25	37,44	1,81	49,85	48,59	1,26
P14 (C3_S7)	38,60	38,59	0,01	50,65	50,59	0,06
P15 (C2_S1)	30,01	28,25	1,76	42,70	40,78	1,92
P16 (C2_S2)	33,09	32,44	0,65	48,00	44,34	3,66
P17 (C2_S3)	36,02	34,19	1,83	48,98	48,84	0,14
P18 (C2_S4)	36,68	35,88	0,80	49,55	46,09	3,46
P19 (C2_S5)	37,39	37,22	0,17	50,40	49,78	0,62
P20 (C2_S6)	38,72	37,31	1,41	50,29	48,84	1,45
P21 (C2_S7)	35,42	37,63	2,21	49,07	49,31	-0,24
P22 (C4_S1)	30,04	28,03	2,01	41,34	39,53	1,81
P23 (C4_S2)	35,11	33,09	2,02	48,04	44,63	3,41
P24 (C4_S3)	35,50	35,81	-0,31	49,83	47,01	2,82
P25 (C4_S4)	38,18	36,84	1,34	53,56	50,94	2,62
P26 (C4_S5)	34,57	36,09	-1,52	49,44	47,97	1,47
P27 (C4_S6)	37,50	36,31	1,19	49,28	46,75	2,53

Fonte: Autoria própria