

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,  
METALÚRGICA E DE MATERIAIS

ANÁLISE DA DEPENDÊNCIA DOS COEFICIENTES TÉRMICOS DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM A IRRADIÂNCIA SOLAR

por

Felipe Detzel Kipper

Dissertação para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia

Porto Alegre

2021

Felipe Detzel Kipper

ANÁLISE DA DEPENDÊNCIA DOS COEFICIENTES TÉRMICOS DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM A IRRADIÂNCIA SOLAR

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais (PPGE3M), como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Área de concentração: Ciência e Tecnologia de Materiais

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Porto Alegre

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Carlos Alexandre Netto

Vice-Reitor: Rui Vicente Oppermann

ESCOLA DE ENGENHARIA

Diretora: Denise Carpena Dal Molin

Vice-Diretor: Carlos Eduardo Pereira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,  
METALÚRGICA E DE MATERIAIS

Coordenador: Afonso Reguly

Vice-Coordenadora: Andréa Moura Bernardes

#### CIP - Catalogação na Publicação

Kipper, Felipe Detzel  
Análise da dependência dos coeficientes térmicos de  
módulos fotovoltaicos com a irradiância solar / Felipe  
Detzel Kipper. -- 2021.  
74 f.  
Orientador: Fabiano Perin Gasparin.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do  
Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de  
Pós-Graduação em Ciência dos Materiais, Porto Alegre,  
BR-RS, 2021.

1. Coeficientes térmicos. 2. Irradiância solar. 3.  
Equações empíricas . 4. Módulos fotovoltaicos . I.  
Gasparin, Fabiano Perin, orient. II. Título.

FELIPE DETZEL KIPPER

ANÁLISE DA DEPENDÊNCIA DOS COEFICIENTES TÉRMICOS DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM A IRRADIÂNCIA SOLAR

Esta dissertação foi analisada e julgada adequada para a obtenção do título de mestre em engenharia e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

---

Dr. Afonso Reguly

BANCA EXAMINADORA:

---

Dr. Fabiano Perin Gasparin

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Dr. Alexandre José Bühler

Instituto Federal Rio Grande do Sul

---

Dr. Adriano Moehleck

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

---

Dr. Arno Krenzinger

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

## **Agradecimentos**

Ao Programa de Pós Graduação de Engenharia em Minas, Metalúrgica e Materiais – PPGE3M, pela oportunidade da realização de trabalhos em minha área acadêmica.

Aos meus familiares, colegas, amigos por todo apoio recebido durante o período do mestrado, sem o qual não seria possível concluir esta etapa.

Aos meus professores, pelos conhecimentos a mim transmitidos durante estes anos que, que possibilitaram chegar à realização deste trabalho

Agradeço, ainda, ao Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin pela orientação, amizade e paciência despendidas ao longo do projeto

## RESUMO

A energia solar fotovoltaica é uma fonte intermitente de energia e depende de diversos fatores, tais como disponibilidade de radiação solar, inclinação do painel fotovoltaico, eficiência de conversão da célula, temperatura de operação da célula, entre outros. Os módulos fotovoltaicos possuem coeficientes térmicos que representam o comportamento de alguns parâmetros em função da temperatura. Em geral, tais coeficientes são considerados constantes ao longo da faixa de irradiâncias. Neste trabalho é feita uma proposta de obter equações empíricas que modelem o comportamento dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos em função da irradiância solar. Foram feitos ensaios de medida da curva I-V de sete módulos fotovoltaicos de silício cristalino e um módulo de tecnologia CIS. A partir destas curvas foram extraídos os parâmetros: corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e potência máxima ( $P_{mp}$ ), que foram utilizados para calcular os coeficientes térmicos dos módulos fotovoltaicos. A variação de  $I_{sc}$  com a temperatura é utilizada para determinação do coeficiente térmico  $\alpha$ . Já a variação de  $V_{oc}$  com a temperatura é usada para determinar o coeficiente térmico  $\beta$ . E, por fim, a variação de  $P_{mp}$  com a temperatura é utilizada para determinar o coeficiente térmico  $\gamma$ . Foi observado que a variação de  $\alpha$  em função da irradiância não justificava uma abordagem, sendo assim, foi considerado constante ao longo da faixa de irradiâncias estudada, de 100 a 1000 W/m<sup>2</sup>. Para o coeficiente térmico  $\beta$  foi proposta uma equação obtida a partir de regressão linear que modela a variação deste parâmetro em função da irradiância. Para tanto é necessário possuir o valor de  $\beta$  obtido nas condições de teste padrão (STC), que é fornecido pelos fabricantes nos catálogos dos módulos. No caso do coeficiente térmico  $\gamma$  foi observado uma variação deste parâmetro em função da irradiância, entretanto não foi feita uma abordagem para modelar essa variação pois depende da variação de  $\alpha$  e  $\beta$  e, portanto, não foi encontrado um modelo adequado a todos os casos. Tendo em mãos a equação proposta neste trabalho é possível adicioná-la a programas computacionais que calculam e simulam o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

**Palavras-chave:** Módulos fotovoltaicos. Equações empíricas. Coeficientes térmicos.

## ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is an intermittent source of energy and depends on several factors, such as availability of solar radiation, inclination of the photovoltaic panel, cell conversion efficiency, cell operating temperature, among others. The photovoltaic modules have thermal coefficients that represent the behavior of some parameters as a function of temperature. In general, such coefficients are considered constant over the irradiance range. In this work, a proposal is made to obtain empirical equations that model the behavior of the thermal coefficients of photovoltaic modules as a function of solar irradiance. Tests were carried out to measure the I-V curve of seven crystalline silicon photovoltaic modules and one module of the CIS technology. From these curves, the parameters were extracted: short-circuit current ( $I_{sc}$ ), open circuit voltage ( $V_{oc}$ ) and maximum power ( $P_{mp}$ ), which were used to calculate the thermal coefficients of the photovoltaic modules. The  $I_{sc}$  variation with temperature is used to determine the thermal coefficient  $\alpha$ .  $V_{oc}$  variation with temperature is used to determine the thermal coefficient  $\beta$ . Finally, the variation of  $P_{mp}$  with temperature is used to determine the thermal coefficient  $\gamma$ . It was observed that the variation of  $\alpha$  as a function of irradiance did not justify an approach, therefore, it was considered constant over the studied irradiance range, from 100 to 1000 W/m<sup>2</sup>. For the thermal coefficient  $\beta$ , an equation obtained from linear regression that models the variation of this parameter as a function of irradiance was proposed. Therefore, it is necessary to have the value of  $\beta$  obtained under standard test conditions (STC), which is provided by the manufacturers in the module datasheets. In the case of the thermal coefficient  $\gamma$  a variation of this parameter was observed as a function of irradiance, however an approach was not taken to model this variation as it depends on the variation of  $\alpha$  and  $\beta$  and, therefore, an adequate model was not found in all cases. Having in mind the equation proposed in this work, it is possible to add it to computer programs that calculate and simulate the performance of photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic modules. Empirical equations. Thermal coefficients.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparativo entre a matriz elétrica global e brasileira .....	14
Figura 2 - Diagrama esquemático de semicondutores tipo n e tipo p. (a) tipo n, com excesso de elétrons. (b) tipo p, com excesso de lacunas .....	20
Figura 3 - Esquema de uma junção pn .....	21
Figura 4 - Esquema de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 5 – Configuração típica de um sistema fotovoltaico .....	22
Figura 6 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.....	23
Figura 7 - Exemplo de curva I-V e curva P-V de um módulo fotovoltaico de 144 células (halfcell).....	26
Figura 8 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico de 144 células (halfcell) em diferentes irradiâncias e mesma temperatura .....	27
Figura 9 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico de 144 células (halfcell) em diversas temperaturas.....	31
Figura 10 - Câmara de aquecimento aberta com um módulo fotovoltaico inserido (à esquerda sem módulo FV e à direita com módulo inserido).....	35
Figura 11 - Disposição dos sensores de temperatura na parte traseira do módulo fotovoltaico (vista frontal).....	36
Figura 12 - Fluxograma da metodologia seguida neste trabalho.....	37
Figura 13 - Módulo fotovoltaico inserido no simulador de exposição solar .....	38
Figura 14 - Variação de $I_{sc}$ em função da temperatura na irradiância de 100 W/m <sup>2</sup> para o módulo A.....	45
Figura 15 - Variação de $I_{sc}$ com a temperatura na irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> para o módulo A.....	46
Figura 16 - Variação de $\alpha$ ao longo da faixa de irradiâncias para os sete módulos de silício cristalino ensaiados .....	47
Figura 17 - Variação de $\alpha$ com a irradiância do módulo H nas condições de estabilizado com 14 horas de exposição a 800 W/m <sup>2</sup> e sem estabilização prévia após período no escuro.....	48
Figura 18 - Variação de $V_{oc}$ com a temperatura em diferentes irradiâncias para o módulo A .....	49
Figura 19 - Variação de $V_{oc}$ ao longo da faixa de irradiâncias em diversas temperaturas do módulo A .....	49
Figura 20 - Variação de $\beta'$ ao longo da faixa de irradiâncias do módulo A.....	50
Figura 21 - Variação de $\beta$ dos sete módulos de silício cristalino ensaiados ao longo da faixa de irradiâncias.....	51
Figura 22 – Variação de $\beta^*$ ao longo da faixa de irradiâncias .....	51
Figura 23 - Variação de $\beta^*$ em função da irradiância normalizada .....	53
Figura 24 - Variação de $\beta$ ao longo da faixa de irradiâncias do módulo H (CIS) .....	54
Figura 25 - Variação de $P_{mp}$ com a temperatura na irradiância de 100 W/m <sup>2</sup> do módulo A.....	55
Figura 26 - Variação de $P_{mp}$ com a temperatura na irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> do módulo A.....	55
Figura 27 - Variação de $\gamma$ ao longo da faixa de irradiâncias.....	56

Figura 28 - Variação de $Y$ ao longo da faixa de irradiâncias do módulo H (CIS)	57
Figura 29 - Variação de $I_{sc}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25 °C para o módulo H (CIS)	58
Figura 30 - Variação de $I_{sc}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)	59
Figura 31 - Variação de $V_{oc}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25°C do módulo H (CIS)	59
Figura 32 - Variação de $V_{oc}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)	60
Figura 33 - Variação de $P_{mp}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25 °C do módulo H (CIS)	61
Figura 34 - Variação de $P_{mp}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)	61
Figura 35 - Variação de $I_{mp}$ ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25 °C para o módulo H (CIS)	62
Figura 36 - Variação de $I_{mp}$ ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)	62
Figura 37 - Variação de $V_{mp}$ ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 25 °C do módulo H (CIS)	63
Figura 38 - Variação de $V_{mp}$ ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)	64
Figura 39 - Variação de $FF$ ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 25 °C do módulo H (CIS)	65
Figura 40 - Variação de $FF$ ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)	66
Figura 41 - Variação da eficiência do módulo H (CIS) em função da irradiância na temperatura de 25 °C	66
Figura 42 - Variação da eficiência do módulo H (CIS) em função da irradiância na temperatura de 65 °C	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características nominais dos módulos fotovoltaicos testados .....	33
Tabela 2 - Características do LAPSS e requerimentos da IEC 60904-9 para simulador solar classe A .....	34
Tabela 3 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 25°C .....	39
Tabela 4 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 35°C .....	40
Tabela 5 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 45°C .....	40
Tabela 6 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 55°C .....	41
Tabela 7 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 65°C .....	41
Tabela 8 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 25°C .....	42
Tabela 9 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 35°C .....	43
Tabela 10 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 45°C .....	43
Tabela 11 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 55°C .....	44
Tabela 12 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 65°C .....	44
Tabela 13 - Comparação entre os valores obtidos utilizando as duas equações .....	53

## **LISTA DE SIGLAS E ABREVIações**

<i>LABSOL</i>	<i>Laboratório de Energia Solar</i>	-
<i>LAPSS</i>	<i>Large Pulsed Area Solar Simulator</i>	-
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions</i> – Condições de teste padrão	-

## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Unidade
$\alpha$	Coeficiente térmico de variação da corrente de curto-circuito	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
$\beta$	Coeficiente térmico de variação da tensão de circuito aberto	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
$\beta'$	Coeficiente térmico de variação da tensão de circuito aberto absoluto	(mV/ $^{\circ}\text{C}$ )
$\beta^*$	Coeficiente térmico de variação da tensão de circuito normalizado	-
$e$	Carga elementar do elétron	[C]
$FF$	Fator de forma	-
$G$	Irradiância	[W/m <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente do dispositivo fotovoltaico	[A]
$I_{exp}$	Corrente medida experimentalmente	[A]
$I_{fg}$	Corrente fotogerada	[A]
$I_{fg\_STC}$	Corrente fotogerada em condições de teste padrão	[A]
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência	[A]
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito	[A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo	[A]
$k_b$	Constante de Boltzmann ( $1,38066 \times 10^{-23}$ )	[J/K]
$m$	Fator de idealidade do diodo	-
$N_s$	Número de células conectadas em série	-
$P_m$	Potência máxima	[W]
$R_s$	Resistência em série do módulo fotovoltaico	[ $\Omega$ ]
$R_s'$	Resistência em série da célula fotovoltaica	[ $\Omega$ ]
$R_p$	Resistência em paralelo do módulo	[ $\Omega$ ]
$R_p'$	Resistência em paralelo da célula	[ $\Omega$ ]
$T$	Temperatura	[K]
$V$	Tensão do dispositivo fotovoltaico	[V]
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência	[V]
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto	[V]

## Sumário

1. Introdução.....	13
2. Objetivo Geral.....	18
2.1. Objetivos específicos.....	18
3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	19
3.1. Efeito fotovoltaico .....	19
3.2. Junção <i>pn</i> .....	20
3.3. Célula fotovoltaica .....	21
3.4. Modelo de um diodo de cinco parâmetros.....	22
3.5. Curva característica corrente <i>versus</i> tensão .....	25
3.6. Influência da irradiância na curva característica I-V .....	27
3.7. Influência da temperatura na curva característica I-V .....	27
3.8. Efeitos metaestáveis em módulos de filmes finos .....	31
4. Metodologia .....	33
4.1. Extração dos parâmetros .....	33
4.2. Estabilização do módulo CIS.....	37
5. Resultados Obtidos .....	39
5.1. Temperatura dos módulos.....	39
5.2. Determinação do coeficiente térmico $\alpha$ .....	45
5.3. Determinação do coeficiente térmico $\beta$ .....	48
5.4. Determinação do coeficiente térmico $\gamma$ .....	54
5.5. Estabilização do módulo FV de filme fino.....	57
6. CONCLUSÃO .....	69
7. REFERÊNCIAS .....	71

## 1. Introdução

A energia elétrica tornou-se um produto cada vez mais importante na sociedade contemporânea e cada vez mais presente no dia a dia da população, permitindo a expansão da economia, criação de empregos, avanço tecnológico e a produção de alimentos em larga escala. Dessa forma, seu consumo é crescente tanto em países desenvolvidos como nos em desenvolvimento.

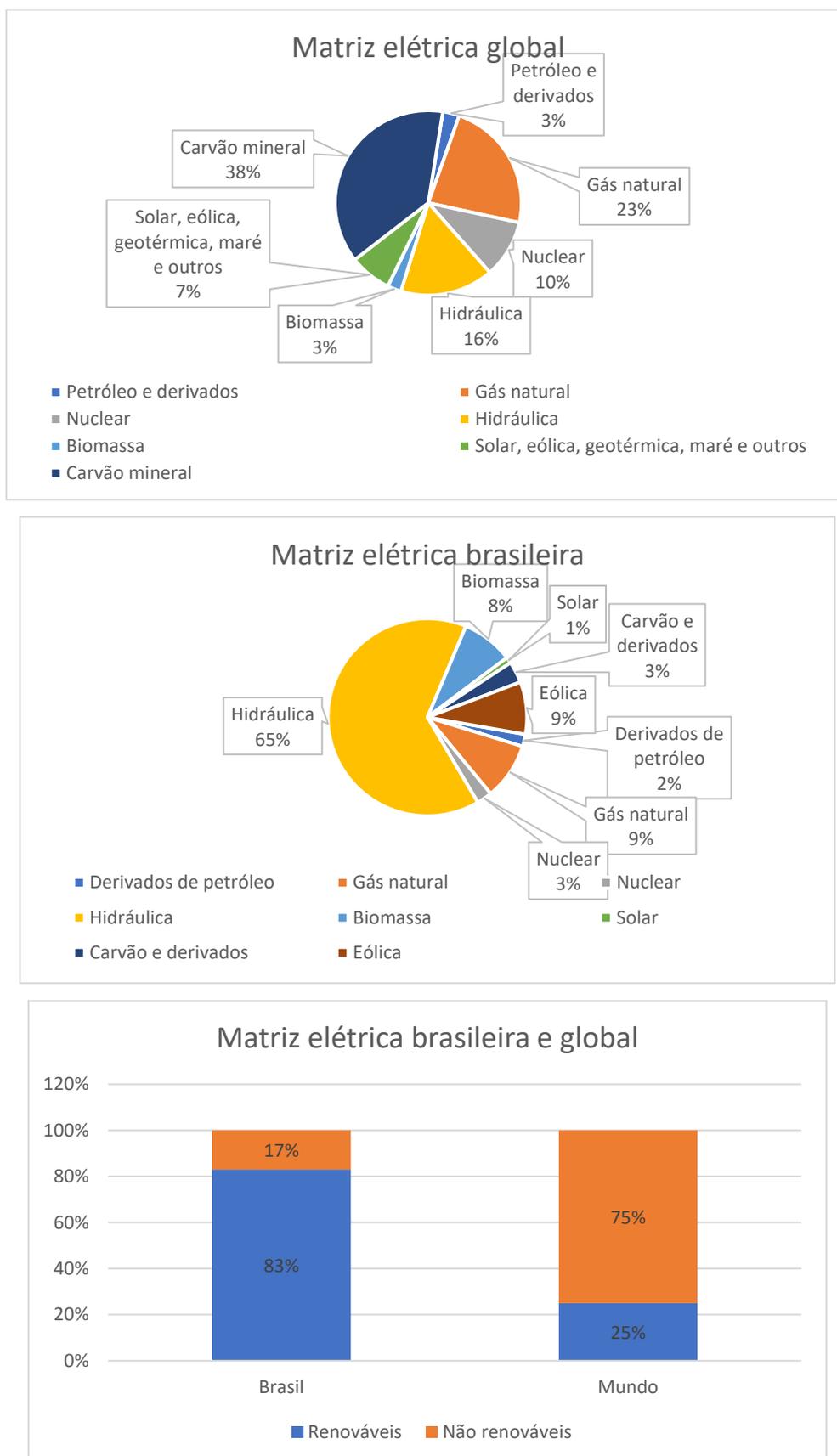
Atualmente, a matriz elétrica global é baseada em combustíveis fósseis, que são limitados e estão se tornando cada vez mais escassos à medida que são cada vez mais explorados, tornando necessária a exploração de tecnologias de fontes renováveis. Avanços nas áreas de usinas de energias renováveis, veículos elétricos, armazenamento de energia, eficiência energética e redes elétricas inteligentes capacitam o potencial das fontes renováveis.

Com o lançamento da Agenda 2030, em 2015, foram criados 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) que constituem uma lista de tarefas que colocam o mundo em um caminho sustentável. Um destes objetivos é fornecer energia acessível e limpa, visando reduzir as emissões dos gases do efeito estufa (GEE), já que a matriz elétrica global é predominantemente baseada em combustíveis fósseis.

No Brasil, a matriz elétrica é composta por uma grande parcela de origem renovável, especialmente hídrica. Como as fontes hídricas são dependentes dos períodos de chuva é imprescindível que haja diversificação da matriz elétrica. Assim, a energia solar fotovoltaica, que é a conversão direta da radiação solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico, surge como uma opção viável, já que é uma fonte renovável, limpa, abundante, confiável e que vem se expandindo globalmente. É apresentado na Figura 1 um quadro comparativo entre as matrizes elétricas global e brasileira.

Um sistema de geração fotovoltaica é uma fonte intermitente e dependente de diversos fatores, como a disponibilidade de radiação solar, inclinação do módulo fotovoltaico, acúmulo de partículas na superfície dos módulos, eficiência de conversão das células fotovoltaicas e inversor e também da temperatura de operação das células. Sabendo disso, é necessário que se tenha em mãos uma ferramenta que seja capaz de estimar e simular o desempenho do sistema.

Figura 1 - Comparativo entre a matriz elétrica global e brasileira



Fonte: EPE, (2020)

Normalmente, são utilizados programas computacionais que usam modelos matemáticos para estimar e calcular o desempenho do sistema fotovoltaico, sendo desejável que possuam uma interface amigável aos usuários, bem como precisão e confiabilidade adequada.

Um dos modelos mais utilizados para fazer essa representação dos dispositivos fotovoltaicos é o modelo de um diodo de cinco parâmetros, que possui precisão adequada com relação à quantidade e à facilidade para a obtenção dos parâmetros utilizados nos cálculos, apesar de apresentar algumas incertezas em condições de baixas irradiâncias (RUSCHEL et al., 2016).

A supervisão do desempenho de usinas fotovoltaicas exige o desenvolvimento de ferramentas que estimam e simulam sua operação em diversas condições. O uso de um modelo não confiável pode acabar resultando em perdas financeiras e desencorajar investimentos em projetos futuros, por exemplo. O uso da simulação como uma ferramenta para a supervisão dos sistemas fotovoltaicos é bastante útil, pois é capaz de identificar falhas no funcionamento de algum componente do sistema FV comparando as condições operacionais atuais com as simuladas. Nesses casos a precisão deve ser adequada, caso contrário não é possível notar essas diferenças de operação (RUSCHEL et al., 2016).

Os módulos fotovoltaicos possuem coeficientes térmicos (CT) que representam a variação dos parâmetros corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima com a temperatura. Eles são necessários para a simulação de um sistema fotovoltaico nas mais diversas condições de operação. Normalmente, os coeficientes são determinados com irradiância ( $G$ ) de  $1000 \text{ W/m}^2$  e espectro AM 1,5. Em geral, são considerados constantes ao longo da faixa de irradiâncias de operação dos dispositivos FV, conforme demonstrado no trabalho de Whitaker et al., (1992). Entender o funcionamento dos dispositivos fotovoltaicos em diversas temperaturas é fundamental, já que a operação normal se dá em uma ampla faixa de temperaturas, enquanto que as especificações dos módulos informadas no catálogo são obtidas a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Conforme relatado por Sarhan et al., (2006) e Singh, (2012) que com o aumento da temperatura há aumento da corrente de saturação reversa, conseqüentemente, há redução de  $V_{oc}$  que reduz também o fator de forma ( $FF$ ) e pôr fim a eficiência da célula fotovoltaica. Ao mesmo tempo, há redução do *gap*

do material, aumentando ligeiramente  $I_{sc}$ , entretanto, esse aumento não é capaz de superar a redução de  $V_{oc}$ .

Skoplaki and Palyvos, (2009) realizaram uma revisão dos modelos térmicos para o desempenho de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e não verificaram a variação do coeficiente  $\beta$  com a irradiância. Entretanto, já foi relatado por alguns autores a variação dos coeficientes térmicos em função da irradiância. Dash e Gupta, (2015) apresentaram medidas de coeficientes térmicos de variadas tecnologias em diferentes níveis de irradiância, concluindo que há sim variação dos coeficientes ao longo da faixa de irradiâncias, porém não propuseram uma relação matemática que modele essa variação. Berthod et al., (2016) apresentam diversas curvas do coeficiente de temperatura  $\beta$  em função da irradiância, entretanto, também não apresentam uma relação matemática desta dependência. Dubey et al., (2015) apresentam medidas com irradiância entre 600 e 1000 W/m<sup>2</sup>, afirmando que a variação de  $\beta$  não é detectável neste intervalo, todavia, o intervalo apresentado é relativamente pequeno considerando que a curva de variação de  $\beta$  com a irradiância assume caráter logarítmico, portanto, é necessário melhor investigação em intervalos inferiores a 600 W/m<sup>2</sup>. Dupré et al., (2015) observam que o módulo do coeficiente de temperatura  $\beta$  diminui com o aumento da tensão de circuito aberto e isso se deve ao fato de o  $V_{oc}$  da célula ser um bom indicador do balanço de geração e recombinação de pares elétron-lacuna.

No trabalho de Ruschel, (2019) foi realizada a análise experimental dos coeficientes térmicos  $\alpha$  e  $\beta$  em função da irradiância. Foi constatado que o coeficiente  $\alpha$  apresentou um coeficiente de relação relativamente baixo, além de que o valor máximo sugerido pela linha de tendência é cerca de 20% superior ao valor de referência. A partir disso, julgou-se desprezível a variação do coeficiente em razão da irradiância. Por outro lado, o coeficiente  $\beta$  apresentou uma tendência clara, com um coeficiente de correlação próximo à unidade da linha de tendência obtida e apresentou um caráter logarítmico. Entretanto, foram analisados apenas quatro módulos de silício cristalino.

A literatura apresenta relatos que mostram que os coeficientes térmicos apresentam variação com a irradiância, entretanto não são demonstradas relações que correlacionam este fenômeno com a aplicação do modelo de um diodo de cinco parâmetros. A investigação experimental deste fenômeno

contribui para melhor compreensão do conhecimento relacionado ao comportamento dos módulos fotovoltaicos em uma ampla faixa de temperaturas e irradiâncias.

## 2. Objetivo Geral

Investigar a dependência dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos com a irradiância solar, de forma que essas relações possam ser usadas em programas computacionais de simulação do desempenho de dispositivos fotovoltaicos.

### 2.1. Objetivos específicos

- a) Obter expressões que modelem a variação dos coeficientes térmicos da corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e máxima potência com a irradiância solar;
- b) Verificar a uniformidade da temperatura da câmara termostática utilizada para aquecimento dos módulos em ensaios de coeficientes térmicos;
- c) Verificar o efeito da estabilização de um módulo fotovoltaico de filme fino do tipo CIS nos valores dos coeficientes térmicos determinados experimentalmente.

### 3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

#### 3.1. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descrito pela primeira vez em 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel, quando constatou o aparecimento de uma diferença de potencial entre eletrodos imersos em uma solução ácida.

Quando um fóton incide sobre um material semicondutor, ele pode ser absorvido, refletido ou transmitido. Caso seja absorvido por um elétron na banda de valência, é possível que o elétron salte para a banda de condução caso a energia fornecida pelo fóton ao elétron seja maior que o gap do material semicondutor, criando um par elétron-lacuna. Na banda de condução o elétron pode se movimentar livremente. Dessa forma, quando um fóton é absorvido um elétron é despreendido do átomo. O par elétron-lacuna pode ser separado por um campo elétrico, e isso é alcançado com a ajuda da junção *pn*. Na ausência do campo elétrico, o elétron se recombinaria com a lacuna, enquanto que na presença do campo o elétron flui, criando uma corrente. Se a energia do fóton é menor que a energia da banda proibida, o elétron não terá energia suficiente para saltar para a banda de condução, de modo que esse excesso de energia será convertido em energia térmica ou ainda pode ser transmitido, gerando um aumento de temperatura. Nota-se que, independentemente da intensidade do fóton absorvido em relação à energia da banda proibida, apenas um elétron é libertado.

As células fotovoltaicas contêm uma junção de um semicondutor do tipo *p* e do tipo *n*, isto é, uma junção *pn*. Até certo ponto, elétrons e lacunas se difundem através dos limites da junção, criando um campo elétrico através dela. Os elétrons livres são gerados na camada *n* pela ação dos fótons. Quando fótons de luz solar atingem a superfície de uma célula fotovoltaica e são absorvidos pelo semicondutor, alguns destes fótons criam pares elétron-lacuna. Se estes pares estiverem suficientemente próximos à junção *pn*, o campo elétrico causa a separação das cargas: elétrons movem-se em direção ao lado do tipo *n* e as lacunas para o lado tipo *p*. Se os dois lados da célula estiverem conectados a uma carga uma corrente elétrica surgirá enquanto houver fótons incidindo sobre a célula.

### 3.2. Junção *pn*

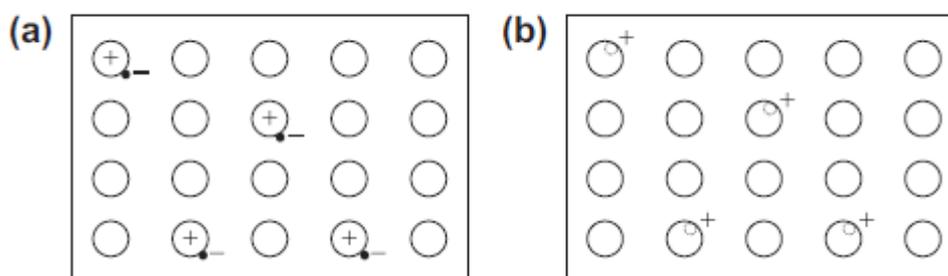
A junção é formada após a dopagem do semicondutor, que consiste na adição, de forma controlada, de impurezas (dopantes) no semicondutor, que mudam as propriedades elétricas do material intrínseco, isso é, o material sem dopagem.

Considerando uma célula fotovoltaica monojunção de silício cristalino, um material bastante comum na confecção das células, que é tetravalente, ou seja, possui quatro elétrons na banda de valência que fazem ligações covalentes com os átomos vizinhos, resultando em uma rede cristalina com oito elétrons compartilhados por cada átomo.

Ao ser introduzido um átomo trivalente na estrutura, como o boro, haverá falta de um elétron para completar as ligações com os átomos de silício da rede cristalina. Essa falta de um elétron é denominada de lacuna. Assim é formado o semicondutor do *tipo p*, que possui excesso de lacunas e é a região receptora de elétrons. As lacunas se movem por difusão ou deriva.

Caso o átomo introduzido seja pentavalente, como o arsênio, haverá um elétron excedente na rede cristalina, que forma o semicondutor do *tipo n*, que é uma região doadora de elétrons. Os elétrons introduzidos tornam-se livres para se movimentar pelo cristal.

Figura 2 - Diagrama esquemático de semicondutores tipo *n* e tipo *p*. (a) tipo *n*, com excesso de elétrons. (b) tipo *p*, com excesso de lacunas

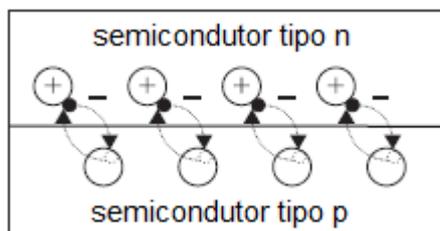


Fonte: Kalogirou, (2014)

Devido à diferença de concentração de elétrons e lacunas entre as duas regiões, os elétrons migram do semicondutor tipo *n* para o semicondutor tipo *p*

na região de interface da junção. A migração cessa quando o campo elétrico formado na junção  $pn$  interrompe o processo. Este campo elétrico é responsável por fazer a separação dos pares elétron-lacuna quando a energia dos fótons é absorvida pelos elétrons no momento em que a célula fotovoltaica é iluminada.

Figura 3 - Esquema de uma junção  $pn$



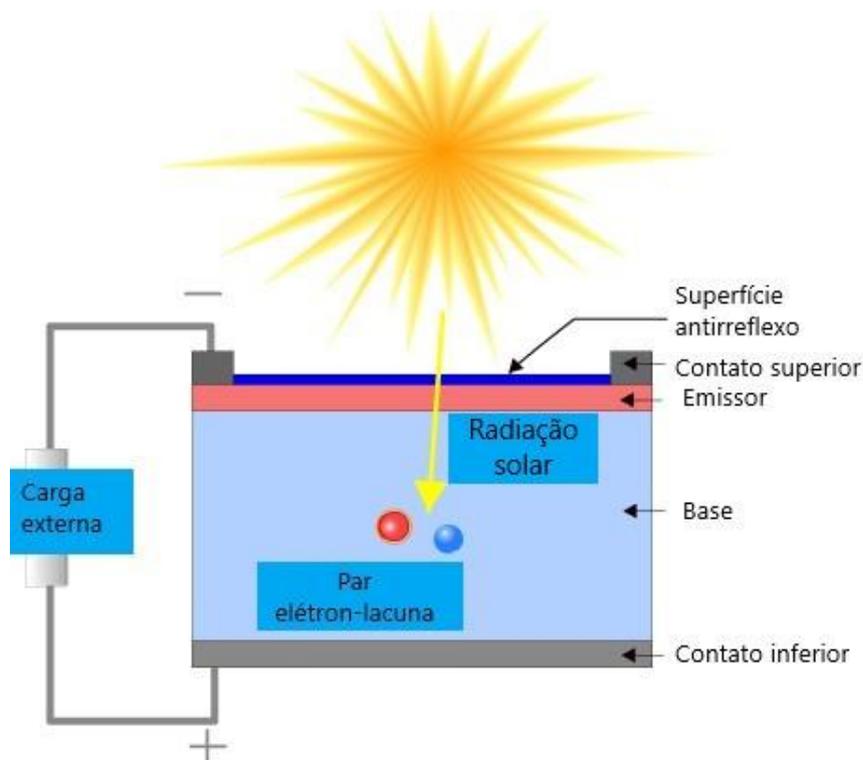
Fonte: Kalogirou, (2014)

### 3.3. Célula fotovoltaica

É o dispositivo no qual ocorre a conversão direta da radiação solar em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico. As células mais comuns são constituídas de silício, onde são formadas junções  $pn$ , semelhantes às junções de diodos semicondutores. As células fotovoltaicas de silício geram tensão na ordem de 0,6 V quando expostas à radiação solar, e neste caso é necessário um arranjo de várias células em série e em paralelo, formando módulos fotovoltaicos para que se obtenham valores de tensão e corrente necessários para alimentar equipamentos elétricos. A Figura 4 mostra uma representação de uma célula fotovoltaica.

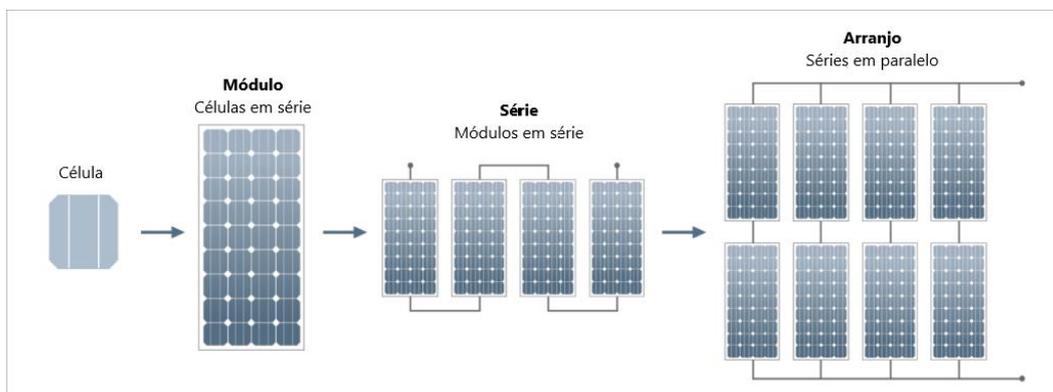
Um arranjo fotovoltaico é determinado quando um conjunto de módulos fotovoltaicos são interligados eletricamente, provendo energia a uma única saída de corrente contínua. Uma representação esquemática é mostrada na Figura 5.

Figura 4 - Esquema de uma célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de PVCDROM

Figura 5 – Configuração típica de um sistema fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Your home Australia

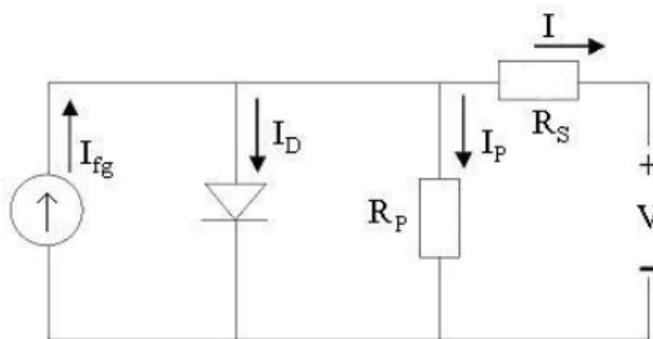
### 3.4. Modelo de um diodo de cinco parâmetros

A célula fotovoltaica pode ser descrita e estudada de maneira eficiente por um modelo baseado por elementos de um circuito elétrico equivalente. O modelo de um diodo representado na Figura 6 é largamente utilizado para a descrição

do comportamento elétrico das células fotovoltaicas. No modelo, a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico é representada por uma fonte de corrente, a junção *pn* é análoga a um diodo e incorpora os efeitos da corrente de saturação reversa e fator de idealidade do diodo.

Complementando o modelo, é acrescentado uma resistência em série  $R_S$  e uma resistência em paralelo  $R_P$  que reúnem em um componente resistivo diversos fatores que ocasionam perda de potência. A resistência série de uma célula fotovoltaica é originada, principalmente, pela resistência do contato superior da célula, resistência do material da célula, resistência do contato da grade condutora na face posterior da célula, resistência ao longo do barramento e dos dedos de contato na parte posterior da célula. Já a resistência em paralelo tem origem, principalmente, em fugas de corrente pelas bordas das células, em pequenos curtos-circuitos ou qualquer outro caminho alternativo para a corrente fotogerada. Este circuito pode ser usado tanto para uma célula individual quanto para um módulo ou ainda para um conjunto de diversos módulos e está representado na Figura 6.

Figura 6 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: Autor

Após a aplicação da Lei de Kirchoff das correntes no circuito equivalente a Equação 1 para a corrente da célula fotovoltaica é obtida:

$$I = I_{fg} - I_D - I_P \quad (1)$$

onde:

$I_{fg}$	Corrente fotogerada
$I_D$	Corrente do diodo
$I_P$	Corrente de fuga pela resistência paralela

A corrente que flui pela junção *pn* do diodo é descrita em função da tensão aplicada utilizando o modelo de Shockley, determinada pela Equação 2.

$$I_D = I_0 \cdot \left\{ \exp \left[ \frac{e \cdot V}{m \cdot k_b \cdot T_c} \right] - 1 \right\} \quad (2)$$

onde:

$I_D$	Corrente do diodo
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo
$e$	Carga elementar do elétron
$V$	Tensão nos terminais do diodo
$m$	Fator de idealidade do diodo
$k_b$	Constante de Boltzmann
$T_c$	Temperatura absoluta da junção

Assim, substituindo-se a Equação 2 na Equação 1 e calculando as quedas de tensão em  $R_S$  (resistência em série da célula fotovoltaica), é obtida a Equação 3, conhecida como modelo de cinco parâmetros ( $I_{fg}$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $R_S$  e  $R_P$ ) por relacionar as variáveis envolvidas no modelo de um diodo:

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_S')}{m \cdot k_b \cdot T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{(V + IR_S')}{R_P'} \quad (3)$$

Entretanto, quando células idênticas são conectadas em série, é necessário acrescentar o número de células associadas em série no módulo, resultando na Equação 4, que representa o modelo de um diodo para módulos fotovoltaicos.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_S)}{N_S \cdot m \cdot k_b \cdot T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{(V + IR_S)}{R_P} \quad (4)$$

onde:

$N_S$	<i>Número de células em série no módulo fotovoltaico</i>
$R_S$	<i>Resistência em série no módulo fotovoltaico</i>
$R_P$	<i>Resistência em paralelo no módulo fotovoltaico</i>

Quando todos os parâmetros são conhecidos, a Equação 4 reproduz o comportamento característico da curva I-V, corrente *versus* tensão, de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico.

### 3.5. Curva característica corrente *versus* tensão

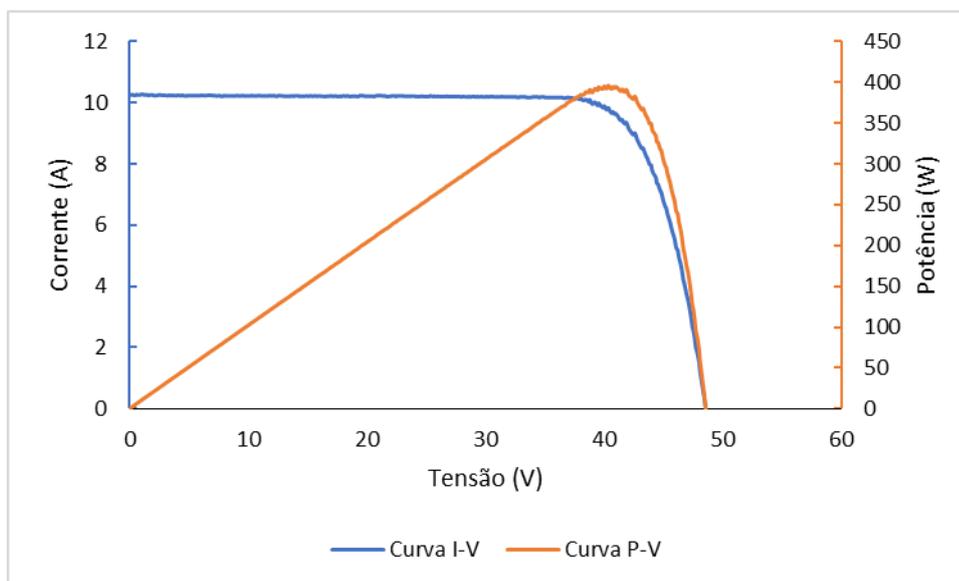
A curva I-V, corrente *versus* tensão, descreve o comportamento da corrente em função da tensão em uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico. O modelo de um diodo de cinco parâmetros, através da Equação 4, descreve matematicamente a curva característica do módulo fotovoltaico.

Os principais pontos da curva I-V são:

- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ): é a tensão na qual a corrente da célula ou módulo fotovoltaico é igual a zero.
- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): corrente obtida quando os terminais da célula fotovoltaica são postos em curto-circuito. A tensão é igual a zero, portanto.
- Ponto de potência máxima ( $P_{mp}$ ): Ponto em que o produto da corrente pela tensão é máximo. Os pontos do par I-V que determinam  $P_{mp}$  são denominados  $I_{mp}$  (corrente de máxima potência) e  $V_{mp}$  (tensão de máxima potência).

Na Figura 7 são apresentadas as curvas típicas I-V e P-V (potência *versus* tensão) de um módulo fotovoltaico de 144 células com configuração meia célula. Nota-se que nos pontos  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  a potência gerada é nula.

Figura 7 - Exemplo de curva I-V e curva P-V de um módulo fotovoltaico de 144 células (halfcell)



Fonte: Autor

Outro parâmetro importante que também é definido a partir da curva I-V é o fator de forma ( $FF$ ), definido pela Equação 5. O fator de forma é uma das maneiras de se determinar a qualidade dos dispositivos fotovoltaicos.

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (5)$$

onde:

$I_{mp}$  Corrente no ponto de máxima potência

$V_{mp}$  Tensão no ponto de máxima potência

$I_{sc}$  Corrente de curto-circuito

$V_{oc}$  Tensão de circuito aberto

A razão entre a potência elétrica entregue a uma carga conectada e o produto da área de incidência pela irradiância solar define a eficiência de conversão, como pode ser visto na Equação 6.

$$n = \frac{P_{saida}}{A \cdot G} \quad (6)$$

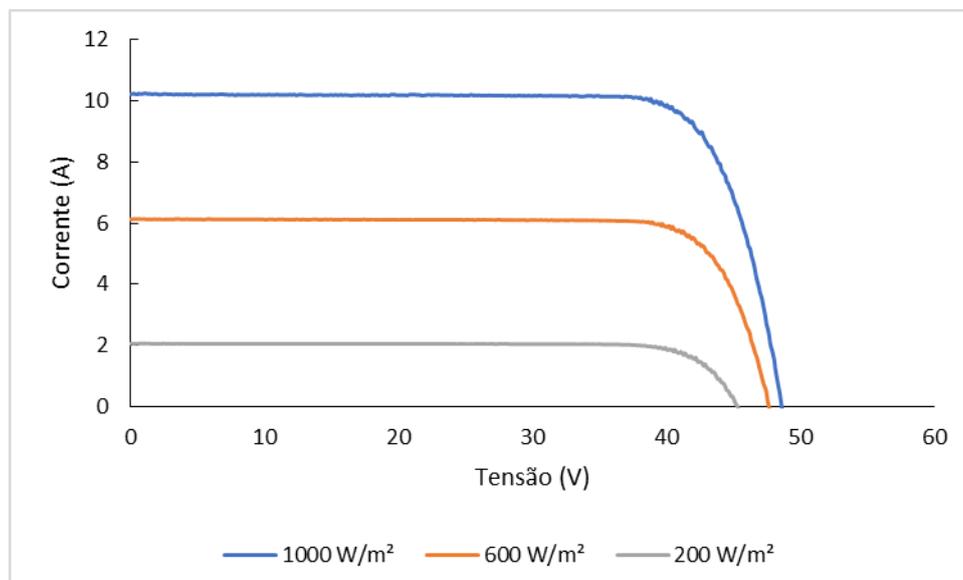
onde:

$P_{saída}$	Potência entregue à carga (W)
$A$	Área da célula fotovoltaica ( $m^2$ )
$G$	Irradiância solar ( $W/m^2$ )

### 3.6. Influência da irradiância na curva característica I-V

A corrente fotogerada  $I_{fg}$  é proporcional à irradiância solar. Como a relação entre a tensão e a corrente é exponencial, a variação da tensão de circuito aberto com a irradiância se dá de forma logarítmica. A Figura 8 apresenta diversas curvas I-V medidas experimentalmente na irradiâncias de 200, 600 e 1000  $W/m^2$  na mesma temperatura.

Figura 8 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico de 144 células (halfcell) em diferentes irradiâncias e mesma temperatura



Fonte: Autor

### 3.7. Influência da temperatura na curva característica I-V

A temperatura é outro fator que tem influência relevante na análise e caracterização do módulo fotovoltaico. O aumento na temperatura faz com que a corrente fotogerada aumente ligeiramente, como decorrência da redução do

*gap* do material semicondutor com o aumento da temperatura. Também causa aumento na corrente de saturação reversa do diodo.

Os módulos fotovoltaicos possuem coeficientes térmicos que representam a variação de diversos parâmetros com a temperatura e são necessários para a simulação do sistema em diversas condições de operação. Normalmente, os coeficientes térmicos são determinados com irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e variando a temperatura englobando a faixa de operação dos módulos fotovoltaicos. Em geral, são considerados constantes ao longo da faixa de irradiâncias de operação dos módulos.

É possível determinar os coeficientes de temperatura de maneira genérica a partir da Equação 7, no qual a variação do parâmetro em análise, neste caso um parâmetro  $Z$ , é normalizado pelo valor do parâmetro em uma temperatura padrão (EMERY et al., 1996).

$$c_T \left( \frac{1}{^\circ\text{C}} \right) = \frac{1}{Z(T_n)} \frac{\partial Z}{\partial T} \quad (7)$$

Utilizando notação convencional é possível calcular o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) com a temperatura ( $T$ ), denominado  $\alpha$ , por meio da Equação 8.

$$\alpha = \frac{1}{I_{sc}(T_n)} \cdot \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (8)$$

Onde  $T_n$  é a temperatura de normalização e deve ser de 25 °C, que é a temperatura para testes de dispositivos fotovoltaicos.

Para a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) o coeficiente de variação com a temperatura é calculado a partir da Equação 9. A redução de  $V_{oc}$  com o aumento da temperatura resulta na alteração da curva I-V característica do módulo fotovoltaico, implicando na redução da potência entregue pelo dispositivo quando há aumento da temperatura de operação.

$$\beta = \frac{1}{V_{oc}(T_n)} \cdot \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (9)$$

Green, (1982) já apresentava que um aspecto que não foi amplamente apreciado foi que com o aumento do  $V_{oc}$ , a sensibilidade com a temperatura diminuiu. Uma equação idêntica é apresentada em Dupré, (2015) e é expressa na Equação 10.

$$\frac{d V_{oc}}{dT} = - \frac{\frac{E_{g0}}{q} - V_{oc} + \frac{\gamma' k_b T}{q}}{T} \quad (10)$$

Onde,  $E_{g0}$  é o gap do material extrapolado linearmente para 0 K e  $\gamma'$  corresponde à sensibilidade à temperatura dos mecanismos que determinam o  $V_{oc}$ .

A Equação 10 mostra que a sensibilidade à temperatura de uma célula fotovoltaica depende do  $V_{oc}$ . Com valores elevados de  $V_{oc}$ , a célula é menos afetada pela temperatura. Para fins práticos de modelagem de desempenho fotovoltaico, a variação de  $V_{oc}$  com a temperatura é considerada, normalmente, linear dentro da faixa de temperatura de operação e constante com a irradiância, que é considerada uma aproximação razoável.

A Equação 11 representa o modelo de um diodo de uma célula ideal, no qual  $R_s = 0$  e  $R_{sh} \rightarrow \infty$ .

$$I = I_{fg} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (11)$$

Fazendo  $I = 0$  e  $V = V_{oc}$  a Equação 12 é obtida ao isolar  $V_{oc}$ . O  $V_{oc}$  depende do logaritmo da corrente fotogerada. Uma vez que a corrente fotogerada é proporcional à irradiância solar, o  $V_{oc}$  apresenta uma dependência logarítmica da irradiância.

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_{fg}}{I_0} + 1\right) \quad (12)$$

Considerando  $X$  como um fator de concentração solar, onde  $X = 1$  para  $1000 \text{ W/m}^2$ , uma expressão que relaciona o  $V_{oc}'$  para uma concentração de irradiância  $X$  é dada pela Equação 13 para uma célula fotovoltaica ideal.

$$V_{oc}' = V_{oc} + \frac{n k T}{q} \ln X \quad (13)$$

No trabalho experimental apresentado por Cotfas et al., (2018) uma variação de  $\beta$  com a irradiância solar é apresentada, porém as medidas foram realizadas até  $400 \text{ W/m}^2$ . Neste caso, a função logarítmica não era clara e uma função linear foi melhor ajustada aos valores experimentais.

Uma vez que o coeficiente  $\beta$  não é constante sobre a irradiância solar pelo modelo teórico, uma forma de implementar essa variação no modelo de um diodo de cinco parâmetros (Equação 14), pode ser facilmente obtida por meio dos seguintes passos.

$$I = I_{fg} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (14)$$

Uma maneira direta de implementar a variação  $\beta$  em função da irradiância solar é resolver a Equação 14 para reproduzir a curva I-V, recalculando  $I_0$  usando a Equação 15 com novos valores de  $V_{oc}$ , dados pela Equação 16.

$$I_0 = \frac{I_{fg} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\exp \left( \frac{q V_{oc}}{N_s n k T} \right) - 1} \quad (15)$$

$$V_{oc2} = V_{oc1} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (16)$$

De modo que o valor de  $\beta$  sendo dependente da irradiância, necessita de uma equação que modele tal efeito de maneira prática, que será alvo de investigação neste trabalho.

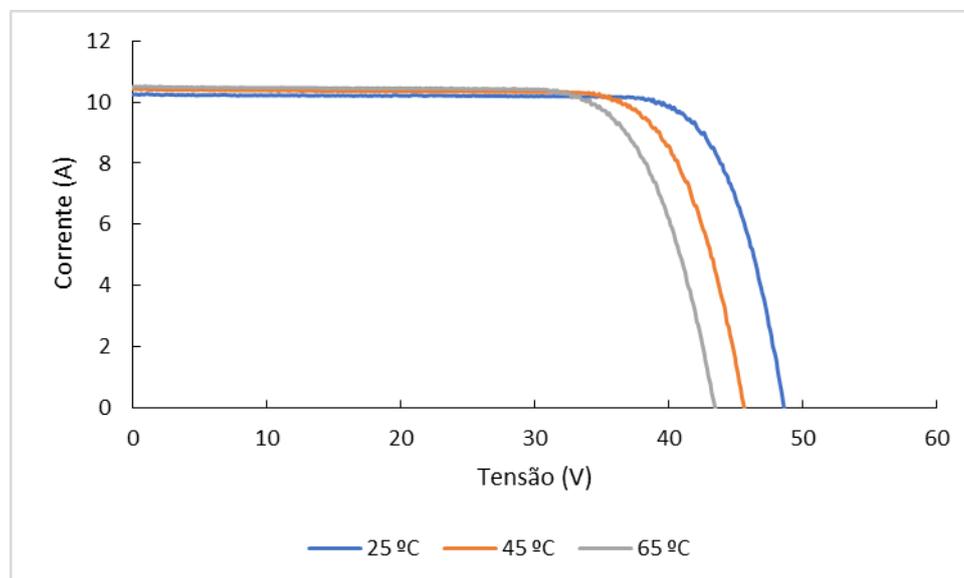
Para calcular a variação da potência máxima ( $P_m$ ) com a temperatura é utilizada a Equação 17.

$$\gamma = \frac{1}{P_m(T_n)} \cdot \frac{\partial P_m}{\partial T} \quad (17)$$

O conhecimento dos coeficientes térmicos permite o estudo do comportamento do módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas. Valores típicos de  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  encontrados na literatura para o silício cristalino são, respectivamente,  $0,05\% I_{sc} \text{ C}^{-1}$  e  $-0,33\% V_{oc} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  e  $-0,45\% P_{mp} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  ou em valores absolutos  $\beta'$  é da ordem de  $-2,2 \text{ mV/}^\circ\text{C}$  para uma célula fotovoltaica (FRIESEN et al., 2010).

A Figura 9 apresenta as curvas característica I-V medidas a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $65 \text{ }^\circ\text{C}$  e ilustra a influência do parâmetro nas curvas, nas quais percebe-se o deslocamento da curva I-V, reduzindo o valor da tensão de circuito aberto à medida que há aumento da temperatura de operação do módulo fotovoltaico. As curvas foram medidas sob a mesma irradiância.

Figura 9 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico de 144 células (halfcell) em diversas temperaturas



Fonte: Autor

### 3.8. Efeitos metaestáveis em módulos de filmes finos

Certos módulos de filmes finos, entre eles CdTe e CIGS, apresentam aumento na eficiência de conversão quando expostos à radiação solar que perdura por determinado período após a interrupção da exposição. Esse aumento é devido a ocorrência de efeitos metaestáveis. Segundo Bühler et al., (2014), a metaestabilidade possui uma taxa logarítmica de aumento da potência até que atinja seu valor máximo e decai exponencialmente para o tempo de relaxamento.

Esses efeitos influenciam os parâmetros de corrente-tensão e podem resultar em desempenho artificialmente elevado ou baixo. Em alguns casos os efeitos podem estar próximos da precisão da medição, e em outros casos podem ser inexistentes. Entretanto, em outros casos o desempenho do módulo pode variar mais de 10% de um valor medido inicialmente no escuro e após estabilizado. Tanto o  $V_{oc}$  como  $FF$  podem ser afetados por esses efeitos transitórios e, de modo geral, pode ser obtido um incremento no valor medido inicialmente no escuro entre as temperaturas de 25 e 80 °C, variando o tempo de estabilização entre as tecnologias (desde algumas horas até a semanas).

A ocorrência dos efeitos metaestáveis nos CIGS é um fenômeno complexo. Entretanto, há teorias que sugerem que esse fenômeno ocorre devido à deriva de portadores sob polarização ou também por variações nas propriedades dos elementos que atuam como doadores e receptores dependendo das características da luz absorvida (TITTON et al., 2016).

Segundo artigo publicado por Sasala e Sites, (1993) a tecnologia CIS apresentou incremento reversível na potência de até 5% graças aos efeitos metaestáveis. Também foi constatado no mesmo estudo que o aumento da temperatura implica na redução do tempo para a ocorrência do efeito.

## 4. Metodologia

### 4.1. Extração dos parâmetros

Neste trabalho os parâmetros  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  e  $P_{mp}$  foram extraídos pelo método analítico proposto por Chan et al., (1984) diretamente da curva I-V experimental dos módulos.

Foram selecionados sete módulos de silício mono e poli cristalino (m-Si e p-Si, respectivamente) e um CIS, totalizando oito módulos, que são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Características nominais dos módulos fotovoltaicos testados

Módulo	Material da célula	Número de células	Potência (W)	Eficiência (%)	$V_{oc}$ (V)	$V_{oc}$ por célula (V)	$I_{sc}$ (A)
A	m-Si	144	400	19,86	49,39	0,685	10,42
B	m-Si	60	290	17,6	39,30	0,655	9,80
C	p-Si	60	245	15,0	37,8	0,63	8,63
D	m-Si	60	260	16,16	37,8	0,63	8,99
E	p-Si	72	315	16,23	46,2	0,641	9,01
F	m-Si	60	265	16,47	37,9	0,631	9,11
G	m-Si	72	100	11,67	43,2	0,6	3,27
H	CIS	106	130	12,1	60,2	0,567	3,23

Fonte: Autor

As curvas I-V foram medidas em simulador LAPSS (*Large Area Pulsed Solar Simulator*) PASAN Sunsim IIIC, com flash de 10 ms. A precisão elétrica é de pelo menos de 0,2% e a colimação de luz é inferior a 15°.

As curvas I-V foram medidas numa faixa entre 100 e 1000 W/m<sup>2</sup>, a intervalos de 100 W/m<sup>2</sup> a cada nova medida. A variação da irradiância é obtida com a inserção de máscaras que bloqueiam parte da radiação que emerge das lâmpadas de flash. Para que as medidas sejam feitas é necessário abrir a porta da câmara termostática momentaneamente para o acionamento do flash do

simulador solar. Os ensaios foram feitos nas temperaturas médias de 25 °C, 35 °C, 45 °C, 55 °C e 65 °C. Assim, obteve-se uma matriz de curvas que contém 50 curvas I-V para cada módulo ensaiado, permitindo que o cálculo dos coeficientes térmicos para cada nível de irradiância.

Tabela 2 - Características do LAPSS e requerimentos da IEC 60904-9 para simulador solar classe A

Características	Simulador Solar Classe A	LAPSS PASAN SunSim 3C
Não uniformidade	2%	<1%
Instabilidade Temporal	2%	<1%
Relação de correspondência do espectro	0,75 – 1,25	0,875 – 1,125

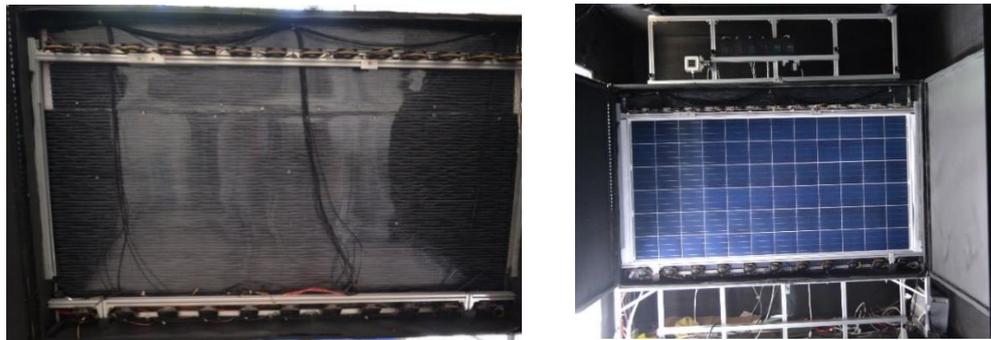
Fonte: Autor

Os coeficientes térmicos podem ser determinados utilizando iluminação natural (*outdoor*) ou um simulador solar (*indoor*). O método *indoor*, que foi utilizado neste trabalho, possui a vantagem de ser independente das condições climáticas e o controle das variáveis é facilitado devido ao ambiente ser controlado. Com o auxílio de uma câmara termostática é possível ajustar a temperatura do módulo até o valor desejado, de modo que a temperatura seja uniforme ao longo de toda sua extensão, reduzindo as incertezas das medidas. Já para o método *outdoor* os módulos são acomodados em uma estrutura para a exposição solar com uma cobertura para bloquear a incidência de radiação antes do início das medidas. O ensaio deve ser iniciado com temperatura próxima a 25 °C. A própria radiação solar é responsável pelo aquecimento do módulo e a medida da curva I-V é realizado em diversos valores de temperatura, até que se atinja a temperatura de equilíbrio do módulo fotovoltaico exposto à radiação solar (GASPARIN et al., 2016). Neste método, todas as curvas I-V devem ser corrigidas com a mesma irradiância solar.

Os módulos fotovoltaicos foram instalados em uma câmara termostática, desenvolvida no próprio LABSOL (GASPARIN et al., 2020) para providenciar o

aquecimento dos mesmos com a temperatura controlada. A câmara fica instalada no interior do túnel do simulador solar, como é ilustrado na Figura 10.

Figura 10 - Câmara de aquecimento aberta com um módulo fotovoltaico inserido (à esquerda sem módulo FV e à direita com módulo inserido)



Fonte: (GASPARIN et al., 2020)

O aquecimento na câmara termostática é proporcionado pela resistência de um fio com isolamento de silicone introduzido em alternância nos canais de uma placa de policarbonato alveolar, formando uma placa de aquecimento. Essa placa consiste em sete blocos resistivos com, aproximadamente, 20 cm de altura. Cada bloco é formado por catorze voltas do fio na placa de policarbonato. A potência dos blocos resistivos é de, aproximadamente, 400 W quando ligados em 220 V. A câmara possui ventiladores no topo e no fundo do módulo fotovoltaico para realizarem a convecção forçada no interior da câmara, facilitando o processo de uniformização da temperatura do módulo fotovoltaico. O sistema de convecção é formado por 25 ventiladores, sendo que 14 são instalados na parte superior da câmara e os 11 restantes na parte inferior. Neste caso, a subida do ar é forçada pela parte traseira do módulo e a descida pela parte frontal. Para fazer o controle de temperatura a placa de aquecimento foi dividida em três zonas com controlador de temperatura independentes. O controle da temperatura é feito por controladores PID NOVUS N1030 e relés de estado sólido. Para monitorar e controlar a temperatura do módulo é utilizado um sensor Pt100 para cada uma das três zonas.

Em adição aos circuitos de controle de temperatura, foram utilizados nove sensores de temperatura Pt100 instalados na parte traseira do módulo. Estes

sensores estão conectados em um equipamento de aquisição de dados modelo Keysight 34980A controlado pelo *software* Benchlink 34980A. A norma internacional IEC 60891 (2009) estabelece que para procedimentos de determinação dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos são necessários quatro sensores de temperatura instalados na parte traseira do módulo. A recomendação foi excedida neste trabalho pois tinha como objetivo monitorar a temperatura em nove locais do módulo, permitindo determinar a temperatura média do dispositivo fotovoltaico, assim como determinar a não uniformidade da temperatura a qualquer momento durante os testes.

Para que se determine os coeficientes térmicos dos módulos fotovoltaicos é necessário extrair os parâmetros  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  e  $P_m$  das curvas I-V medidas em diferentes temperaturas. Os parâmetros são plotados em função da temperatura e uma linha de regressão linear é utilizada para a obtenção dos coeficientes de variação para cada um dos parâmetros.

Para cada medida a câmara termostática deve ser momentaneamente aberta para expor o módulo ao *flash* do simulador. Logo após, as portas são fechadas novamente para manter o equilíbrio da temperatura.

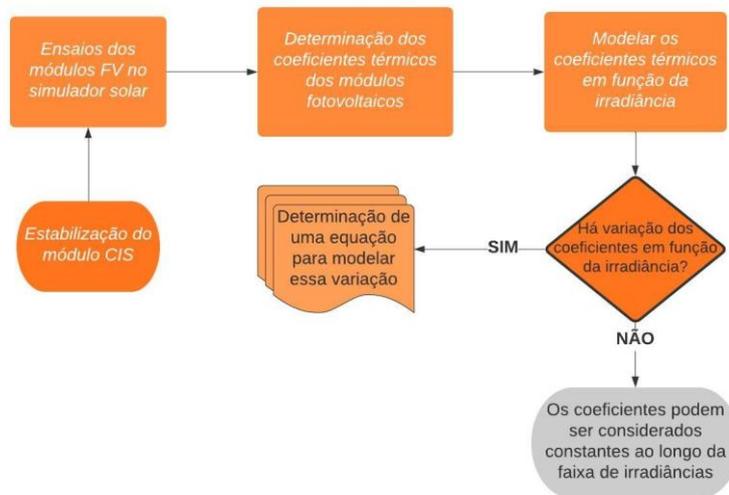
Figura 11 - Disposição dos sensores de temperatura na parte traseira do módulo fotovoltaico (vista frontal)

1	4	7
2	5	8
3	6	9

Fonte: Autor

Na Figura 12 é apresentado o fluxograma que exemplifica a metodologia seguida no desenvolvimento deste trabalho.

Figura 12 - Fluxograma da metodologia seguida neste trabalho



Fonte: Autor

#### 4.2. Estabilização do módulo CIS

Para estabilizar o módulo de filme fino foi feita a polarização direta deste, aplicando aproximadamente 90% de  $I_{mp}$  do mesmo, que é igual a 2,87 A e deixando-o sob radiação luminosa em um simulador solar classe C para exposição contínua de módulos FV desenvolvido no LABSOL por um período de 14 horas.

O simulador para exposição solar foi desenvolvido utilizando lâmpadas de vapor metálico como uma alternativa interessante e de custo razoavelmente baixo para estabilizar módulos de filmes finos. Foi construída uma câmara de exposição sob iluminação artificial com aproximadamente 800 W/m<sup>2</sup> de irradiância. É necessária a adequação do espectro de saída do simulador ao de referência da distribuição espectral da radiação solar no espectro visível AM 1,5G, conforme definido na norma IEC 60904-3. Foi alcançada a Concordância Espectral e uniformidade espacial da irradiância Classe C e para Estabilidade Temporal Classe A, como definida na norma internacional IEC 60904-9, 2007 (COSTA, 2018).

Após o período de estabilização o módulo foi retirado do simulador de exposição solar e foi direcionado para os ensaios de obtenção dos parâmetros  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  e  $P_{mp}$ . O módulo foi mantido polarizado com injeção da aproximadamente 90% de  $I_{mp}$  entre as medidas para que se mantivesse a estabilização do mesmo. Na Figura 13 é apresentado o simulador de exposição durante a condução de um ensaio.

Figura 13 - Módulo fotovoltaico inserido no simulador de exposição solar



Fonte: Autor

## 5. Resultados Obtidos

### 5.1. Temperatura dos módulos

As temperaturas dos módulos foram obtidas conforme demonstrado na seção 4 desse trabalho. Nas Tabelas 3 a 7 são apresentados os valores da média das temperaturas, desvio padrão e a diferença entre o maior e o menor valor entre os nove sensores do módulo fotovoltaico A, apresentado na Tabela 1.

Tabela 3 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 25°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio Padrão	Amplitude
25 °C	1000	25,4	0,24	0,73
	900	25,2	0,19	0,59
	800	24,9	0,15	0,48
	700	24,8	0,15	0,46
	600	24,8	0,16	0,49
	500	24,9	0,21	0,65
	400	25,0	0,27	0,82
	300	25,3	0,35	0,99
	200	25,4	0,40	1,08
	100	25,4	0,41	1,07

Fonte: Autor

Tabela 4 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 35°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio Padrão	Amplitude
35 °C	1000	36,7	1,31	3,91
	900	36,1	0,97	3,03
	800	35,5	0,75	2,44
	700	36,0	0,77	2,21
	600	35,5	0,72	2,3
	500	35,7	0,71	2,16
	400	35,5	0,72	2,3
	300	35,3	0,72	2,32
	200	35,6	0,71	2,17
	100	35,6	0,75	2,37

Fonte: Autor

Tabela 5 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 45°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio Padrão	Amplitude
45 °C	1000	47,7	1,03	3,2
	900	47,1	1,01	3,08
	800	46,4	1,04	3,05
	700	45,6	1,09	2,93
	600	45,7	1,22	3,04
	500	45,2	0,50	1,43
	400	44,9	0,51	1,51
	300	44,7	0,58	1,84
	200	45,3	0,64	2,02
	100	45,1	0,71	2,2

Fonte: Autor

Tabela 6 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 55°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio Padrão	Amplitude
55 °C	1000	54,5	1,07	3,0
	900	54,0	0,96	2,7
	800	56,1	1,25	3,89
	700	55,9	1,20	3,83
	600	56,6	1,33	4,19
	500	55,1	1,22	3,79
	400	54,8	1,18	3,67
	300	55,3	1,22	3,8
	200	56,7	1,30	4,01
	100	56,4	1,39	4,24

Fonte: Autor

Tabela 7 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico A a 65°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio Padrão	Amplitude
65 °C	1000	65,2	1,14	3,52
	900	64,7	1,19	3,33
	800	64,1	1,21	3,58
	700	64,0	1,25	3,70
	600	64,7	1,31	3,87
	500	65,5	1,35	4,01
	400	65,4	1,35	4,19
	300	64,9	1,54	4,05
	200	64,8	0,38	1,06
	100	64,3	0,63	1,89

Fonte: Autor

O módulo A possui 2007 mm de comprimento e 1003,5 mm de altura, totalizando uma área de 2,01 m<sup>2</sup>. Dessa forma, o tamanho do módulo acabou influenciando negativamente o processo de convecção no interior da câmara já que o módulo é grande demais e dificulta a circulação do ar, dificultando a

estabilização da temperatura. Esse fator explica a amplitude térmica maior com o aumento da temperatura.

Nas Tabelas 8 a 12 são apresentados os valores da média das temperaturas, desvio padrão e a diferença entre o maior e o menor valor entre os nove sensores do módulo fotovoltaico H, no ensaio de coeficientes térmicos com o módulo não estabilizado, apresentado na Tabela 1.

Tabela 8 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 25°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio padrão	Amplitude
25 °C	1000	25,9	0,31	0,89
	900	25,8	0,31	0,90
	800	25,7	0,33	0,90
	700	25,6	0,34	0,93
	600	25,5	0,34	0,93
	500	25,4	0,35	0,95
	400	25,2	0,36	0,99
	300	24,9	0,30	0,85
	200	24,8	0,28	0,80
	100	25,3	0,40	0,94

Fonte: Autor

Tabela 9 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 35°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio padrão	Amplitude
35 °C	1000	35,4	0,35	0,96
	900	34,8	0,30	0,86
	800	34,3	0,29	0,84
	700	34,6	0,27	0,78
	600	34,9	0,27	0,77
	500	35,0	0,28	0,81
	400	35,0	0,26	0,71
	300	34,5	0,31	0,89
	200	34,4	0,27	0,80
	100	34,1	0,31	0,87

Fonte: Autor

Tabela 10 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 45°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio padrão	Amplitude
45 °C	1000	45,3	0,55	1,54
	900	44,6	0,52	1,48
	800	45,1	0,45	1,23
	700	45,2	0,41	1,15
	600	44,8	0,42	1,29
	500	44,8	0,35	0,96
	400	44,9	0,44	1,31
	300	45,2	0,35	0,99
	200	45,1	0,41	1,16
	100	44,7	0,51	1,42

Fonte: Autor

Tabela 11 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 55°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio padrão	Amplitude
55 °C	1000	55,5	0,64	1,77
	900	54,6	0,60	1,83
	800	55,3	0,48	1,31
	700	55,0	0,50	1,44
	600	54,6	0,51	1,41
	500	54,5	0,48	1,33
	400	54,8	0,50	1,42
	300	55,0	0,57	1,66
	200	54,9	0,70	1,93
	100	54,7	0,76	2,16

Fonte: Autor

Tabela 12 - Dados obtidos para o módulo fotovoltaico H a 65°C

Temperatura ajustada	Irradiância	Média sensores	Desvio padrão	Amplitude
65 °C	1000	65,2	0,74	2,12
	900	64,2	0,73	2,16
	800	64,7	0,63	1,73
	700	65,6	0,58	1,63
	600	64,9	0,58	1,69
	500	65,4	0,53	1,52
	400	64,9	0,53	1,60
	300	65,2	0,48	1,41
	200	64,6	0,50	1,47
	100	64,6	0,50	1,48

Fonte: Autor

O módulo H possui 686 mm de comprimento e 1595 mm de altura, totalizando uma área de 1,01 m<sup>2</sup>. Ao contrário do módulo A, o módulo H é consideravelmente menor e acaba favorecendo a circulação de ar no interior da

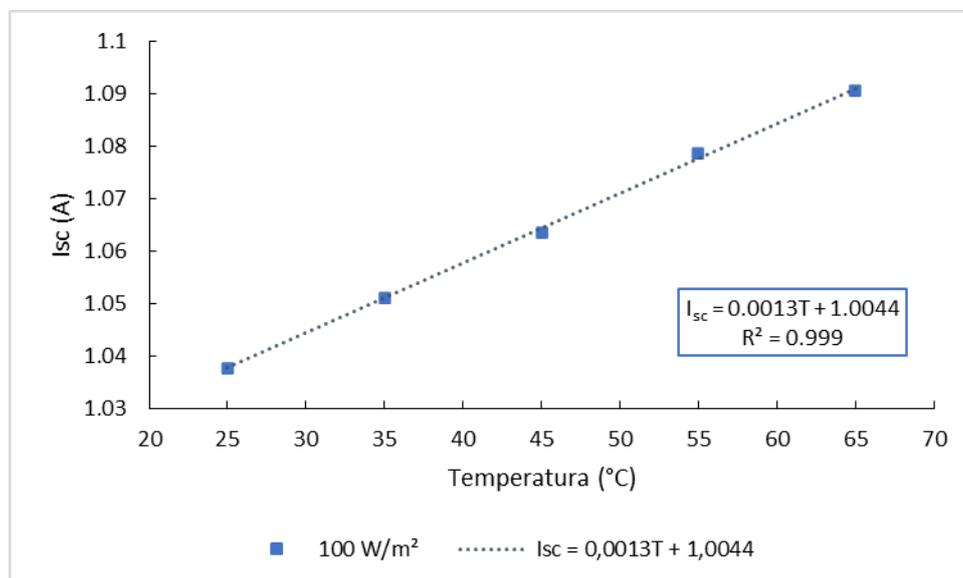
câmara, conseqüentemente, tornando a convecção mais eficiente. Por isso a variação da amplitude térmica é consideravelmente menor que no caso anterior.

A média da temperatura dos nove sensores foi usada para calcular os coeficientes térmicos de cada um dos módulos fotovoltaicos apresentados na Tabela 1.

## 5.2. Determinação do coeficiente térmico $\alpha$

A variação de  $I_{sc}$  com a temperatura é a definição do coeficiente térmico  $\alpha$ , e sua determinação depende de precisão instrumental adequada, já que para o módulo A o  $I_{sc}$  é da ordem 1 A para irradiância de  $100 \text{ W/m}^2$  e variação na ordem de  $1,3 \text{ mA/}^\circ\text{C}$ . A Figura 14 apresenta a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura para a irradiância de  $100 \text{ W/m}^2$ , para o módulo A, a fim de exemplificar a variação e a maneira de calcular o coeficiente  $\alpha$ .

Figura 14 - Variação de  $I_{sc}$  em função da temperatura na irradiância de  $100 \text{ W/m}^2$  para o módulo A



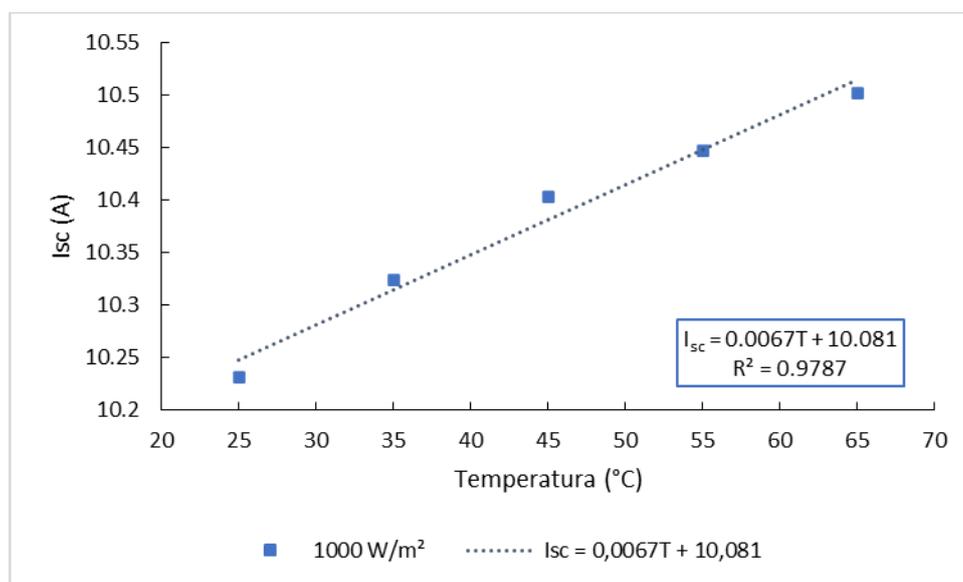
Fonte: Autor

Como pode ser observado no gráfico da Figura 14, o  $I_{sc}$  apresenta um pequeno aumento com o aumento da temperatura, resultado da redução do gap

do material semiconductor, que permite que mais fótons tenham energia para criar mais pares elétron-lacuna.

A Figura 15 apresenta a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura na irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>. O comportamento do parâmetro se mostra linear ao longo da faixa de irradiâncias e seu valor é da ordem de 10 A e sua variação é de 6,7 mA/°C para o módulo A.

Figura 15 - Variação de  $I_{sc}$  com a temperatura na irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> para o módulo A



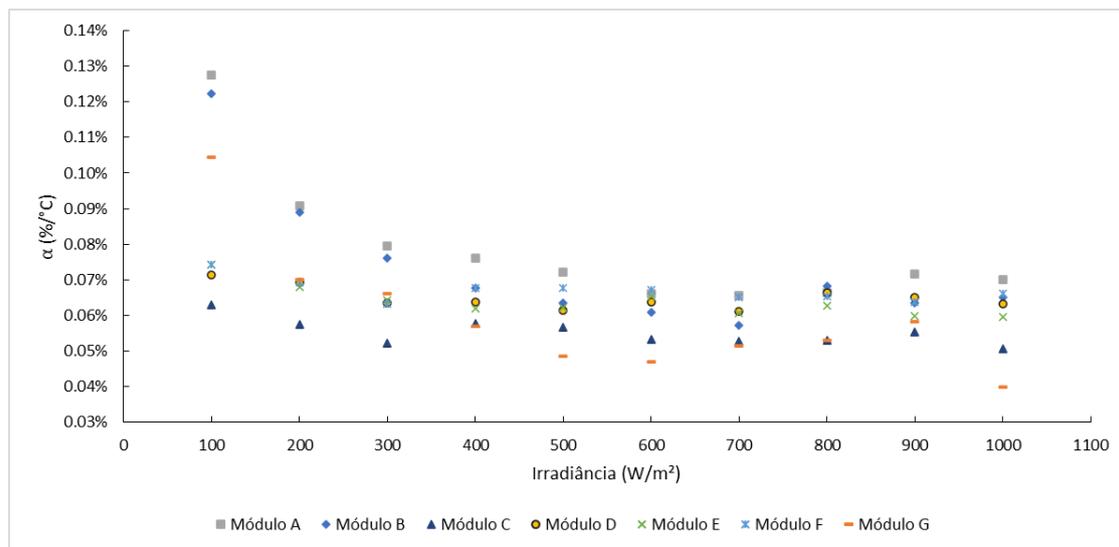
Fonte: Autor

Os valores dos coeficientes  $\alpha$  calculados entre as irradiâncias de 100 e 1000 W/m<sup>2</sup> foram determinados a partir de regressão linear conforme ilustrado nas Figuras 14 e 15, entre temperaturas de 25 e 65 °C. Na Figura 16 é apresentada a variação dos coeficientes térmicos  $\alpha$  com a irradiância dos módulos apresentados na Tabela 1.

Em baixa irradiâncias (abaixo de 300 W/m<sup>2</sup>) verificou-se uma pequena variação do coeficiente térmico. Os módulos A, B e G apresentaram comportamentos ligeiramente diferentes do restante dos módulos, demonstrando um crescimento mais acentuado em irradiâncias mais baixas. Supõe-se que esse comportamento se deu devido à tecnologia de fabricação das células do módulo, apesar de todos utilizarem lâminas de silício cristalino. Mesmo com essa variação não se justificou uma abordagem para modelar o

comportamento desse parâmetro com a variação da irradiância. Sendo assim, considera-se adequado que o coeficiente térmico  $\alpha$  é constante ao longo da faixa de irradiâncias.

Figura 16 - Variação de  $\alpha$  ao longo da faixa de irradiâncias para os sete módulos de silício cristalino ensaiados

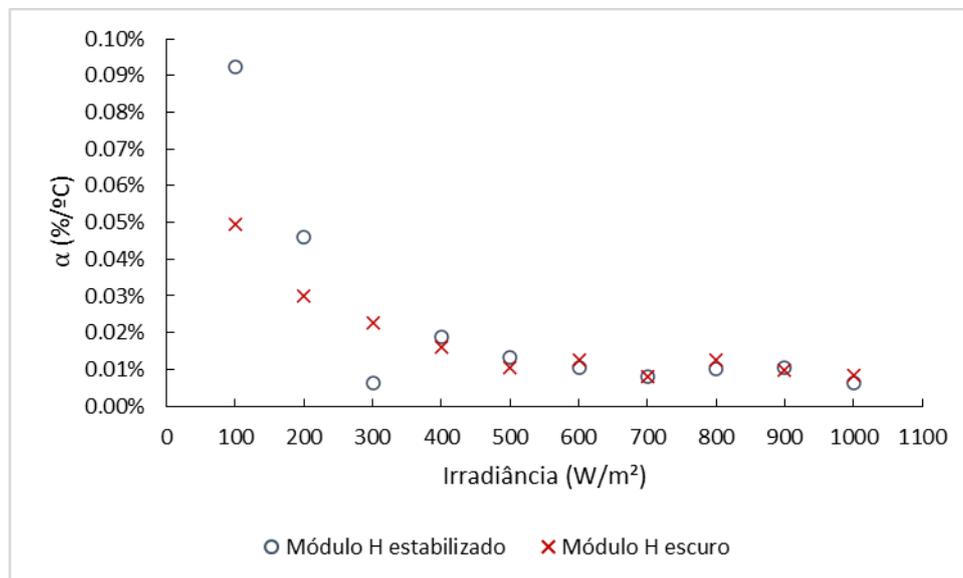


Fonte: Autor

Na Figura 17 é apresentada a variação de  $\alpha$  em função da irradiância do módulo fotovoltaico H apresentado na Tabela 1 em duas condições, com o módulo guardado por um longo período sem exposição à radiação solar e com o módulo após um período de estabilização.

Assim como no caso dos módulos de silício cristalino, o módulo de filme fino também apresentou uma pequena variação a partir de irradiâncias inferiores a 400 W/m<sup>2</sup>. Entretanto não foi feita uma abordagem para modelar esse comportamento já que a variação é pequena e há apenas dados de um módulo. Apesar disso, uma abordagem pode ser realizada em trabalhos futuros a partir de um grupo maior de medidas em diferentes exemplares.

Figura 17 - Variação de  $\alpha$  com a irradiância do módulo H nas condições de estabilizado com 14 horas de exposição a 800 W/m<sup>2</sup> e sem estabilização prévia após período no escuro



Fonte: Autor

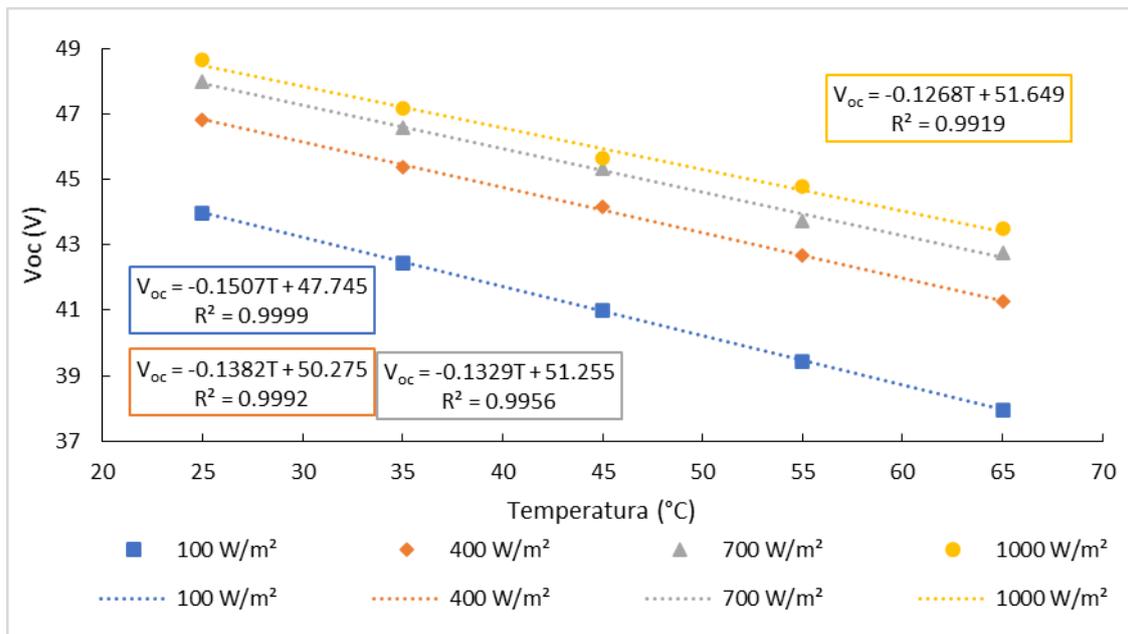
### 5.3. Determinação do coeficiente térmico $\beta$

Para que se determine o coeficiente térmico  $\beta$  é utilizada a variação do parâmetro tensão de circuito aberto com a temperatura. A Figura 18 apresenta a variação da tensão de circuito aberto com a temperatura entre as irradiâncias de 100, 400, 700 e 1000 W/m<sup>2</sup>, a fim de se ilustrar o comportamento do parâmetro. Os dados apresentados na Figura 18 foram extraídos do módulo fotovoltaico A apresentado na Tabela 1.

Observa-se a redução de  $V_{oc}$  com o aumento da temperatura, fator que ocorre devido à relação inversa de dependência da corrente de saturação do diodo e da temperatura.

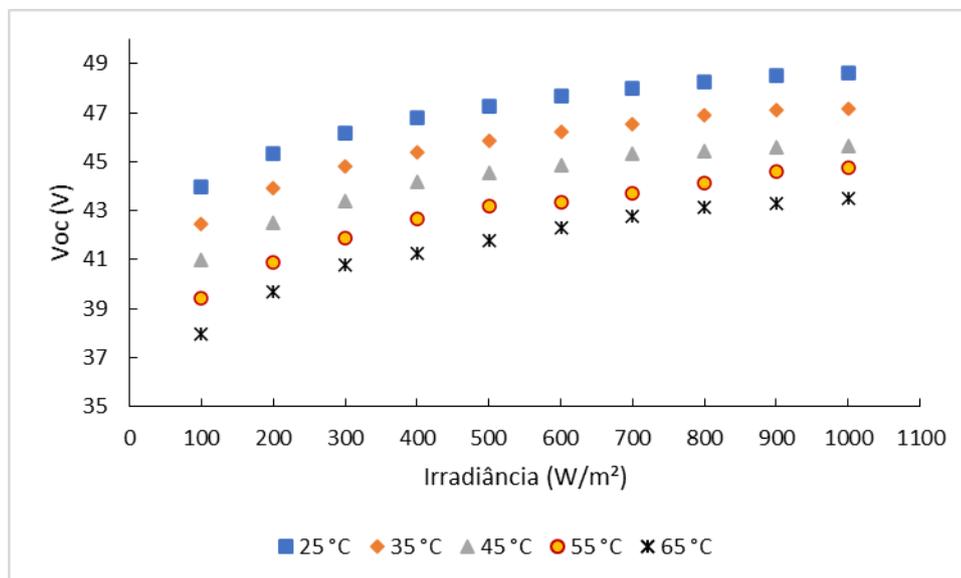
Na Figura 19 é apresentada a variação de  $V_{oc}$  com a irradiância do módulo fotovoltaico A, a fim de se mostrar o comportamento do parâmetro em função da irradiância.

Figura 18 - Variação de  $V_{oc}$  com a temperatura em diferentes irradiâncias para o módulo A



Fonte: Autor

Figura 19 - Variação de  $V_{oc}$  ao longo da faixa de irradiâncias em diversas temperaturas do módulo A

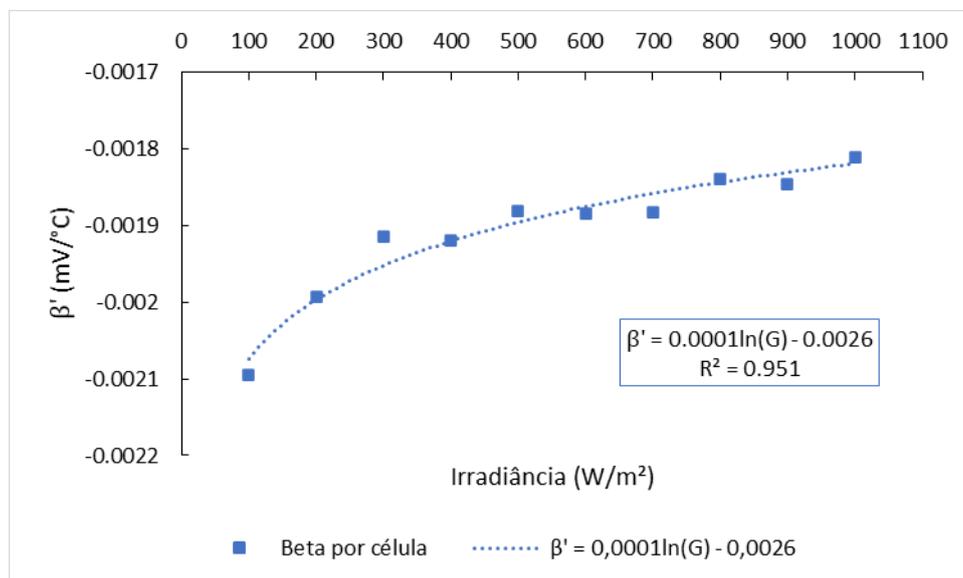


Fonte: Autor

Para ilustrar o comportamento da variação de  $\beta$  com a irradiância em valores absolutos de tensão ( $mV/^{\circ}C$ ) por célula, o valor do coeficiente  $\beta$  calculado a partir da variação da tensão de circuito aberto com a temperatura foi dividido

pelo número de células do módulo fotovoltaico, chamado de  $\beta'$ . A Figura 20 apresenta a variação do coeficiente térmico  $\beta$  com a irradiância do fotovoltaico A.

Figura 20 - Variação de  $\beta'$  ao longo da faixa de irradiâncias do módulo A



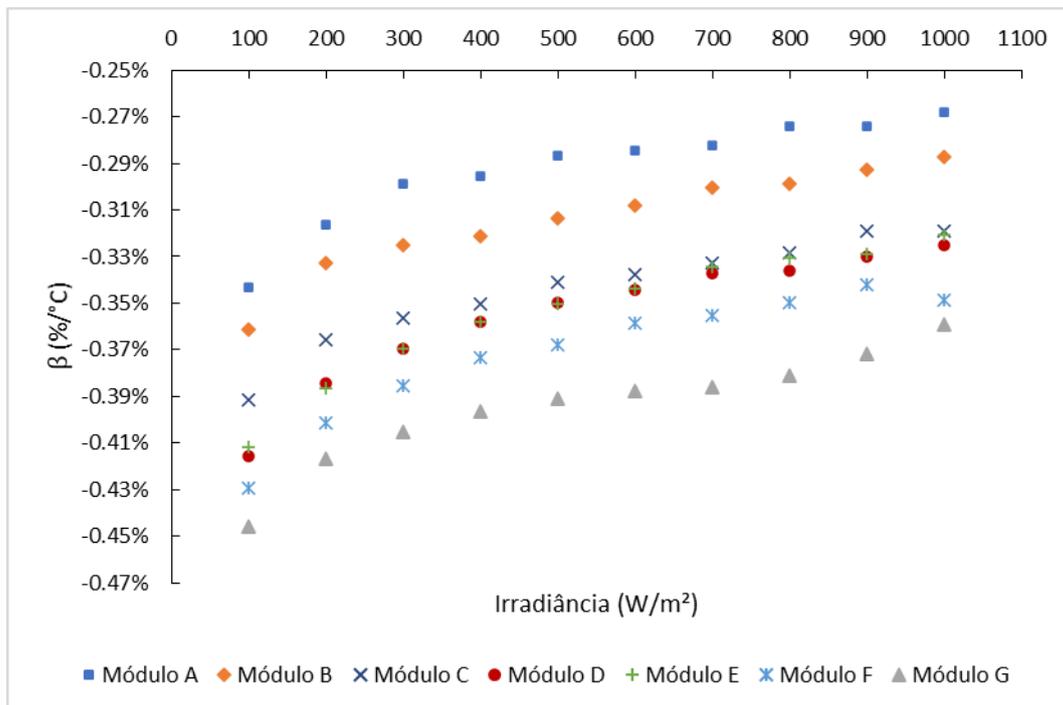
Fonte: Autor

Como é visto na Figura 20, a variação do coeficiente térmico  $\beta'$  com a irradiância apresenta caráter logarítmico, de modo que os efeitos da temperatura na tensão de circuito aberto são mais pronunciados em baixas irradiâncias. Observa-se uma similaridade entre o caráter logarítmico das curvas de variação de  $V_{oc}$  em função da irradiância e da variação de  $\beta$  em função da irradiância.

A Figura 21 mostra o comportamento de  $\beta$  com a irradiância para todos os módulos apresentados na Tabela 1. Também se observa que os módulos fotovoltaicos menos eficientes, caso dos módulos G, H, D e E, possuem os maiores valores de módulo de  $\beta$ .

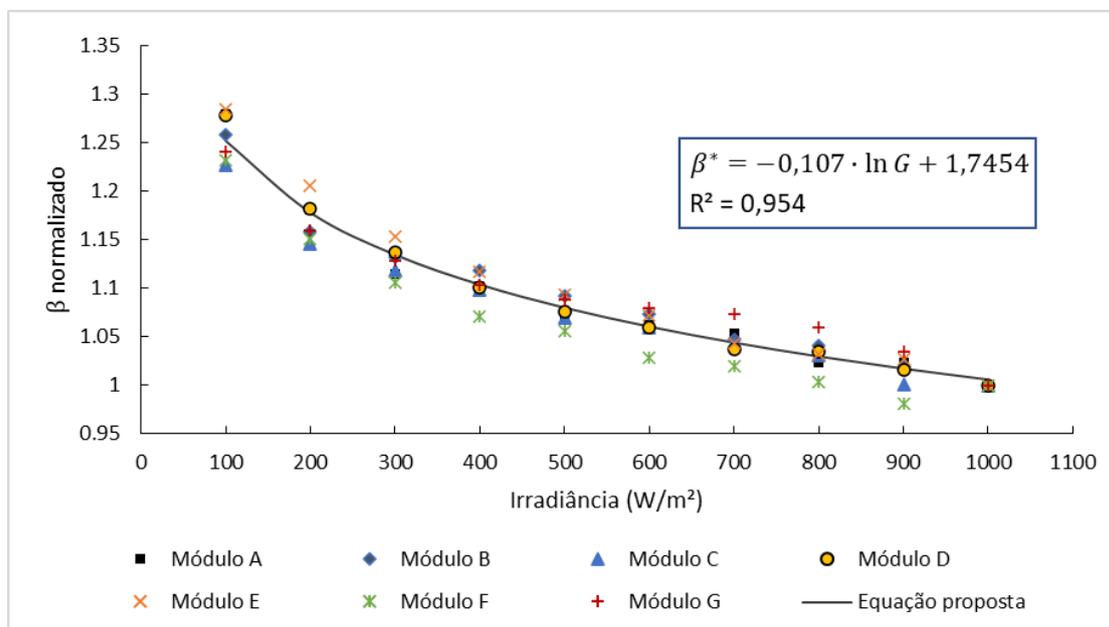
A Figura 22 mostra a variação do coeficiente térmico  $\beta$  (%) normalizado pelo seu valor a 1000 W/m² com a irradiância dos módulos fotovoltaicos apresentado na Tabela 1.

Figura 21 - Variação de  $\beta$  dos sete módulos de silício cristalino ensaiados ao longo da faixa de irradiâncias



Fonte: Autor

Figura 22 – Variação de  $\beta^*$  ao longo da faixa de irradiâncias



Fonte: Autor

Com as equações que modelam a variação  $\beta$  em relação à irradiância obtidas a partir de ajuste de curvas, obtêm-se a Equação 17, que modela a

variação de  $\beta$  em função da irradiância de todos os módulos apresentados neste trabalho. É possível calcular o valor do coeficiente térmico beta de qualquer módulo fotovoltaico tendo em mãos apenas o valor de  $\beta$  a  $1000 \text{ W/m}^2$ , que é fornecido pelos fabricantes no catálogo dos módulos comercializados. Observa-se que a equação proposta se mostrou adequada para demonstrar o fenômeno.

$$\beta^* = (-0,107 \cdot \ln G + 1,7454) \quad (17)$$

onde  $G$  é a irradiância que se deseja calcular o coeficiente  $\beta$ .

Desse modo, basta multiplicar a Equação 18 pelo valor de  $\beta_{STC}$  para obter o valor do coeficiente térmico  $\beta$  na irradiância desejada.

$$\beta = (-0,107 \cdot \ln G + 1,7454) \cdot \beta_{STC} \quad (18)$$

Por exemplo, pode-se calcular o valor do coeficiente térmico  $\beta$  para a irradiância de  $300 \text{ W/m}^2$  de um módulo que possui  $\beta$  igual a  $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$ .

$$\beta (300) = (-0,107 \cdot \ln(300) + 1,7454) \cdot (-0,31) \quad (19)$$

$$\beta (300) = -0,351 \quad (20)$$

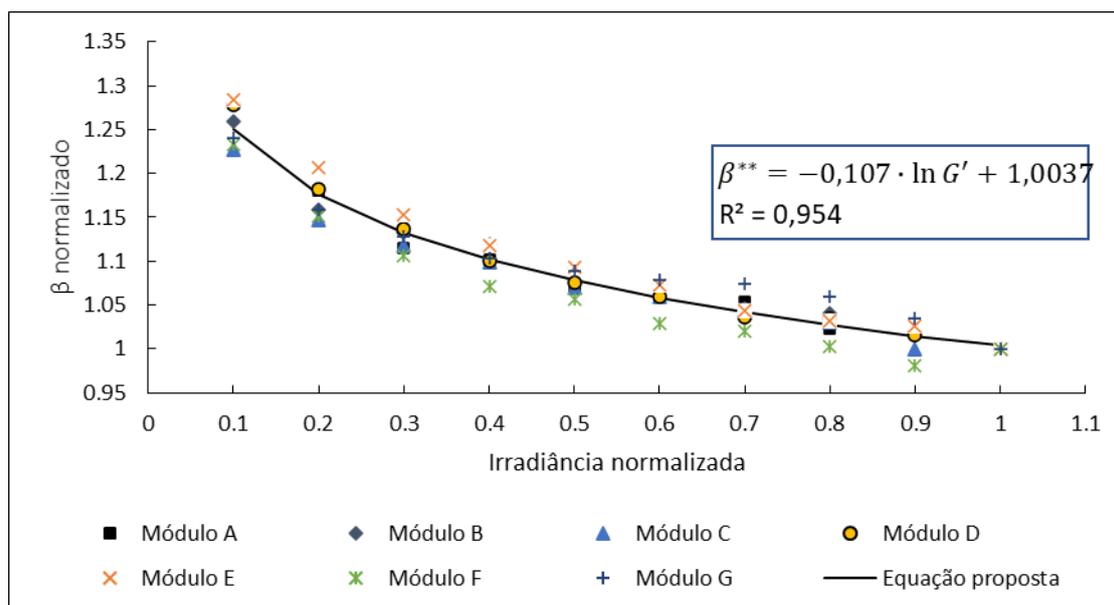
Também é possível obter uma equação para modelar o comportamento deste parâmetro com a irradiância normalizada a  $1000 \text{ W/m}^2$  ( $G'$ ), além do coeficiente  $\beta$  (%), como é apresentado na Figura 23.

Neste caso, a equação de regressão linear obtida possui o mesmo objetivo da Equação 17, entretanto, o coeficiente linear da Equação 21 é praticamente unitário.

Assim como na Equação 17, o coeficiente de determinação ajusta-se muito bem aos valores da amostra, visto que seu valor está muito próximo de 1 (0,954).

$$\beta^{**} = (-0,107 \cdot \ln G' + 1,0037) \quad (21)$$

onde  $G'$  é o valor da irradiância normalizado pelo valor da irradiância a  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Figura 23 - Variação de  $\beta^*$  em função da irradiância normalizada

Fonte: Autor

Utilizando o exemplo anterior, para calcular o valor de  $\beta$  na irradiância de  $300 \text{ W/m}^2$  com o valor de  $\beta$  informado no catálogo do módulo ( $-0,31 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ ).

$$\beta(300) = (-0,107 \cdot \ln(0,3) + 1,0037) \cdot (-0,31) \quad (22)$$

$$\beta(300) = -0,351 \quad (23)$$

Sendo assim, o uso de qualquer uma das Equações é satisfatório, visto que os resultados são virtualmente os mesmos. Considerando um módulo com  $\beta_{\text{STC}}$  igual a  $-0,31 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ .

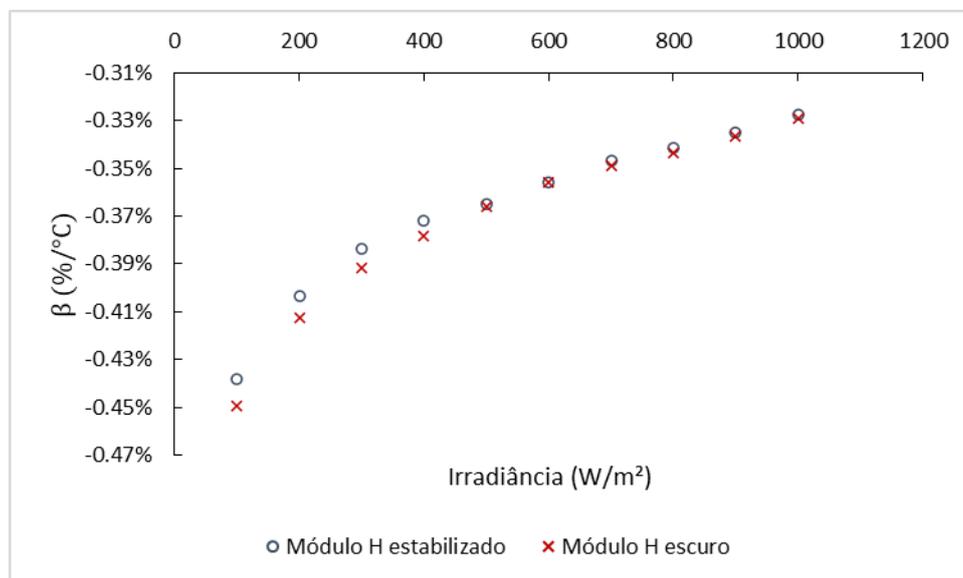
Tabela 13 - Comparação entre os valores obtidos utilizando as duas equações

	$\beta^* = -0,107 \cdot \ln G + 1,7454$	$\beta^{**} = -0,107 \cdot \ln G' + 1,0037$
$\beta_{(100)}$	-0,388	-0,387
$\beta_{(500)}$	-0,334	-0,334
$\beta_{(700)}$	-0,323	-0,322

Fonte: Autor

Na Figura 24 é apresentada a variação de  $\beta$  em função da irradiância para o módulo H no escuro e estabilizado para verificar a efetividade do processo de estabilização.

Figura 24 - Variação de  $\beta$  ao longo da faixa de irradiâncias do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

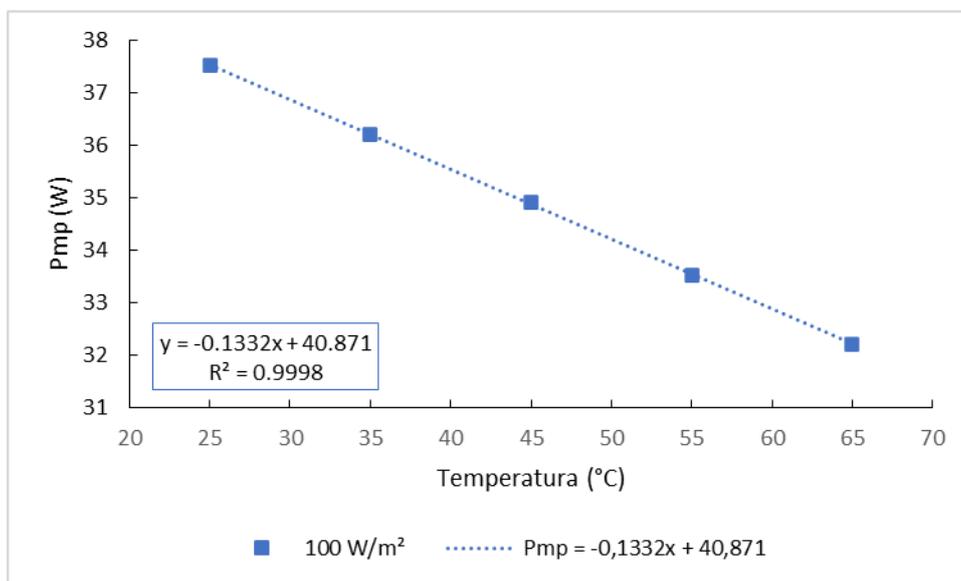
Observa-se uma pequena variação entre os valores de  $\beta$  com o módulo estabilizado e no escuro. É possível que esse resultado seja explicado pelo aumento da tensão de circuito aberto que se obtém após a estabilização do módulo, já que houve uma leve melhora do  $V_{oc}$  após estabilização do módulo.

#### 5.4. Determinação do coeficiente térmico $\gamma$

A variação de  $P_{mp}$  com a temperatura é a definição do coeficiente térmico  $\gamma$ . A Figura 25 apresenta a variação de  $P_{mp}$  com a temperatura do módulo A apresentado na Tabela 1 na irradiância de 100 W/m².

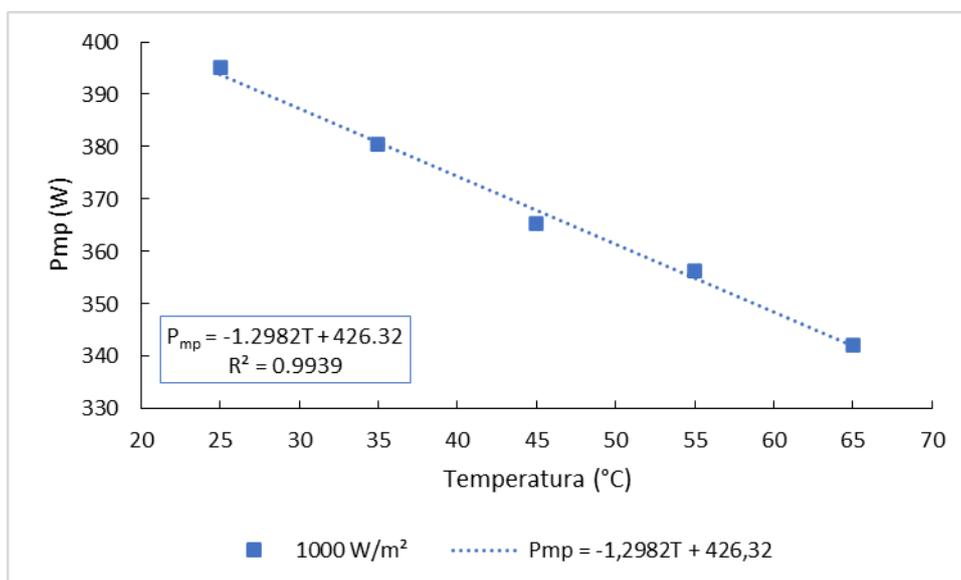
A Figura 26 apresenta a variação de  $P_{mp}$  com a temperatura na irradiância de 1000 W/m² com dados do módulo A apresentado na Tabela 1.

Figura 25 - Variação de  $P_{mp}$  com a temperatura na irradiância de  $100 \text{ W/m}^2$  do módulo A



Fonte: Autor

Figura 26 - Variação de  $P_{mp}$  com a temperatura na irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  do módulo A

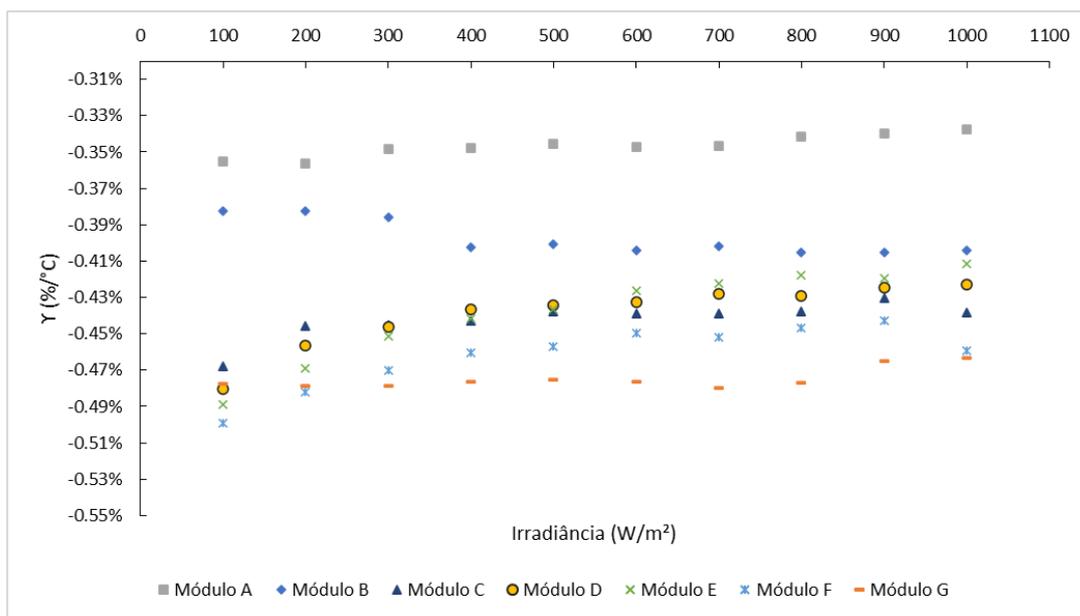


Fonte: Autor

Como esperado, há redução de  $P_{mp}$  com o aumento da temperatura já que o aumento da corrente fotogerada é insuficiente para compensar a redução da tensão causado pelo aumento da temperatura, resultando na redução da potência do dispositivo em temperaturas elevadas.

Os valores dos coeficientes  $\gamma$  calculados entre as irradiâncias de 100 e 1000 W/m<sup>2</sup> foram determinados a partir de regressão linear conforme ilustrado nas Figuras 25 e 26, entre temperaturas de 25 e 65 °C. Na Figura 27 é apresentada a variação dos coeficientes térmicos  $\gamma$  com a irradiância dos módulos apresentados na Tabela 1, onde os valores de  $\gamma$  são normalizados em relação ao valor correspondente a cada irradiância.

Figura 27 - Variação de  $\gamma$  ao longo da faixa de irradiâncias



Fonte: Autor

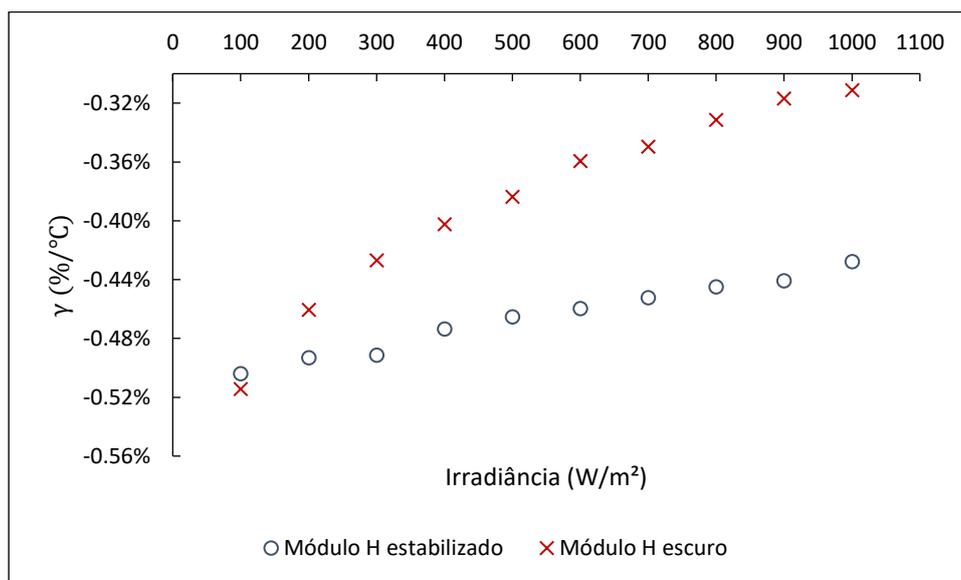
Constatou-se uma pequena variação de  $\gamma$  com a irradiância em irradiâncias inferiores a 300 W/m<sup>2</sup>. Os módulos A e B apresentaram comportamento diferente dos demais módulos, com comportamento mais próximo ao coeficiente térmico  $\alpha$ . Já os módulos C a G apresentaram comportamento mais próximo ao coeficiente térmico  $\beta$ , demonstrando um caráter logarítmico em função da irradiância.

Essa diferença pode ser causada pelo processo de fabricação das células fotovoltaicas, que apesar de serem de silício cristalino, possuem diferentes técnicas de fabricação. Entretanto, assim como no caso do coeficiente térmico  $\alpha$ , essa variação não foi uniforme para todos os módulos ensaiados, o que não justificou uma abordagem para modelar a variação do coeficiente térmico  $\gamma$  em função da irradiância. Maiores estudos podem levar a uma melhor compreensão

deste fenômeno a partir da correlação com outras variáveis. Neste trabalho, portanto, não é feita uma hipótese para este comportamento.

Na Figura 28 é apresentada a variação de  $\gamma$  em função da irradiância para o módulo H no escuro e estabilizado para verificar a efetividade do processo de estabilização.

Figura 28 - Variação de  $\gamma$  ao longo da faixa de irradiâncias do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

A diferença entre os valores de  $\gamma$  foi bastante considerável, sendo que o  $\gamma$  do módulo estabilizado apresentou valores maiores que o módulo no escuro, em geral. Essa grande diferença entre os valores de  $\gamma$  acabou sendo surpreendente já que se esperava o resultado oposto após a estabilização do módulo, visto que se esperava uma melhoria nos parâmetros do módulo fotovoltaico após a sua estabilização

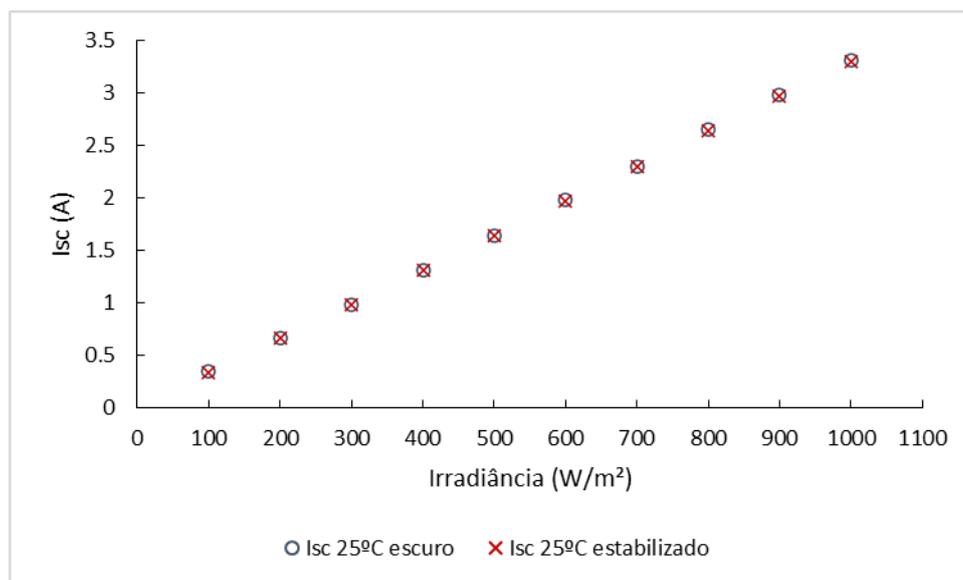
### 5.5. Estabilização do módulo FV de filme fino

O módulo FV de tecnologia CIS, módulo H na Tabela 1, foi estabilizado conforme detalhado na seção 4.2. Sendo assim, foi feita uma comparação entre os dados obtidos com o módulo no escuro e estabilizado a fim de se verificar se há alguma diferença significativa entre os coeficientes térmicos obtidos em cada

uma das duas situações. Foi feita a análise de apenas um módulo com o objetivo de verificar se o comportamento dos coeficientes térmicos de um módulo de tecnologia de filmes finos seria similar ao de um módulo de silício cristalino.

A Figura 29 apresenta a variação de  $I_{sc}$  com a irradiância na temperatura de 25 °C do módulo H da Tabela 1.

Figura 29 - Variação de  $I_{sc}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25 °C para o módulo H (CIS)



Fonte: Autor

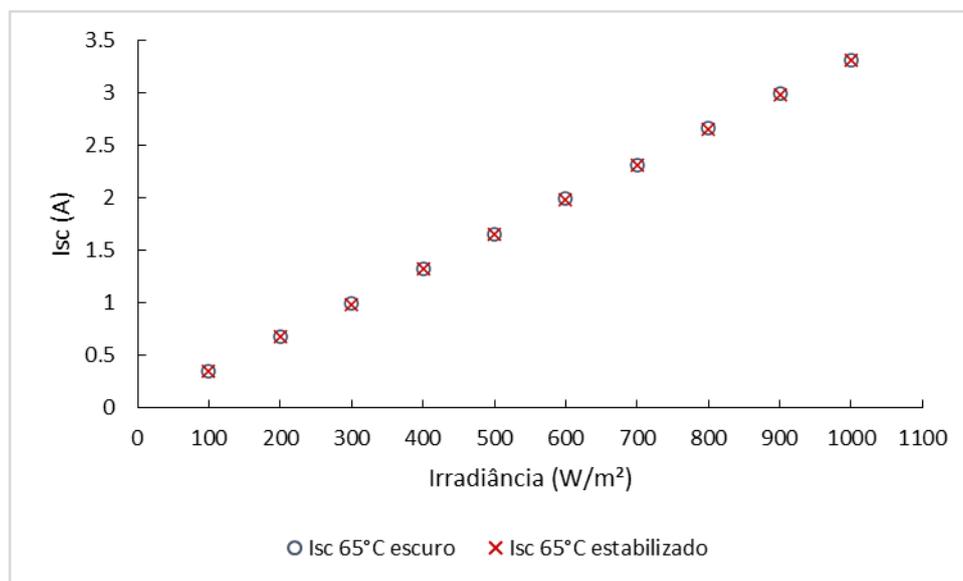
Observa-se que não há praticamente nenhuma diferença entre os valores obtidos para o módulo no escuro e após a estabilização.

Na Figura 30 está representada a variação do mesmo parâmetro em função da irradiância, entretanto, na temperatura de 65 °C.

Assim como no caso anterior, os valores de  $I_{sc}$  são praticamente idênticos em ambos os casos, sugerindo que não há diferenças significativas neste parâmetro causadas pela estabilização do módulo.

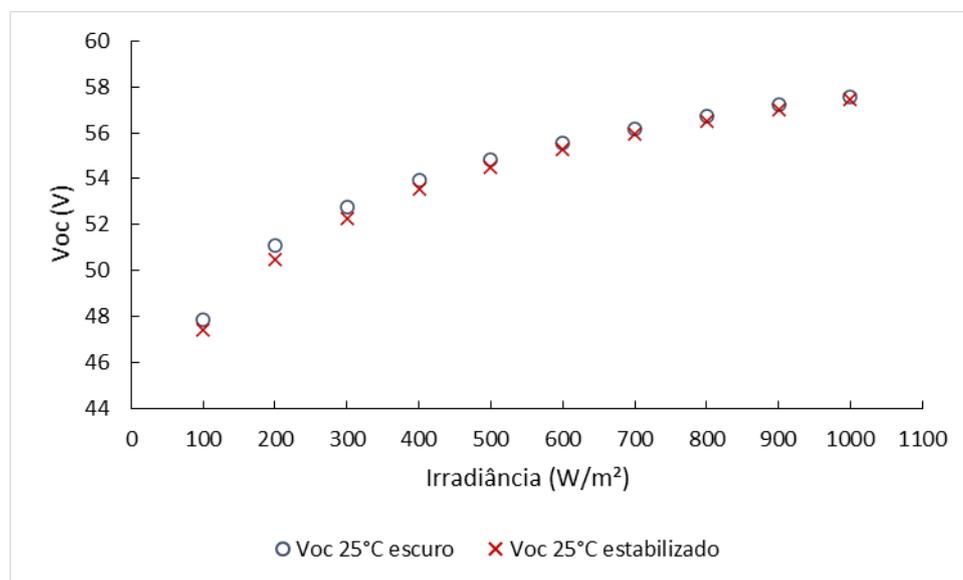
Seguindo a análise, a Figura 31 apresenta a variação de  $V_{oc}$  com a irradiância do módulo H da Tabela 1 na temperatura de 25 °C.

Figura 30 - Variação de  $I_{sc}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

Figura 31 - Variação de  $V_{oc}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25°C do módulo H (CIS)

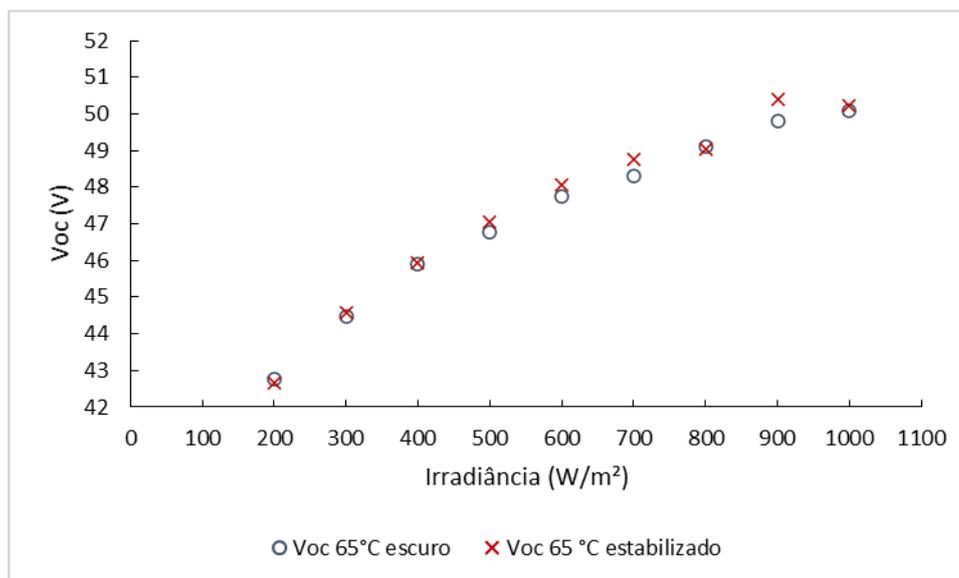


Fonte: Autor

Observa-se uma pequena variação do parâmetro em baixas irradiâncias, com o módulo no escuro apresentando valores ligeiramente superiores que o módulo estabilizado.

Na Figura 32,  $V_{oc}$  é apresentado em função da irradiância na temperatura de 65 °C.

Figura 32 - Variação de  $V_{oc}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

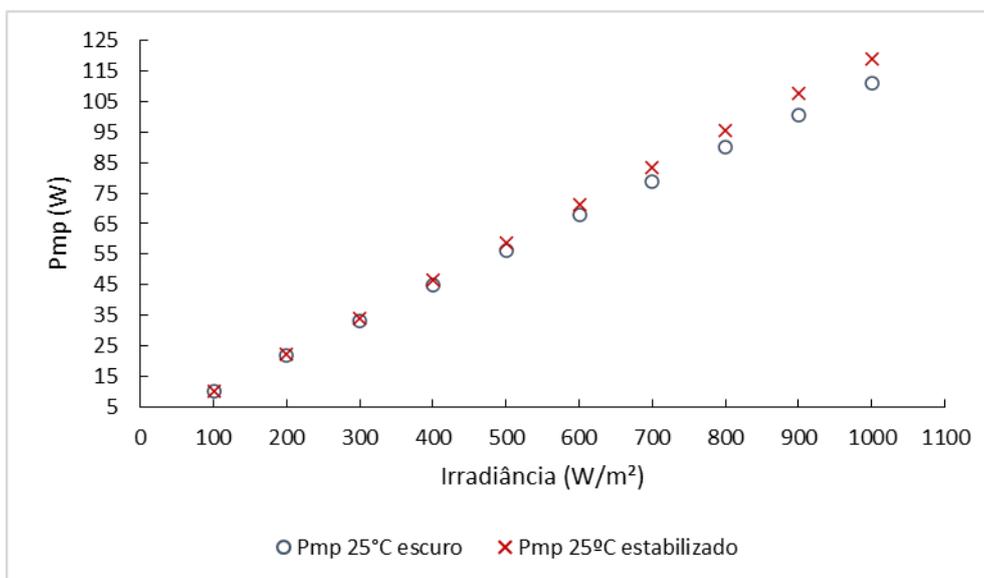
Ainda assim observa-se que os valores de  $V_{oc}$  para ambas situações é muito próximo, entretanto, o valor de  $V_{oc}$  é consideravelmente menor quando comparado com o mesmo parâmetro obtido na temperatura de 25 °C, como era esperado.

Na Figura 33 é apresentada a variação do parâmetro  $P_{mp}$  em função da irradiância na temperatura de 25 °C

Neste caso, observou-se uma diferença mais significativa entre o  $P_{mp}$  após a estabilização. Quando o módulo estava no escuro a potência máxima obtida foi de 111,09 W enquanto que a potência obtida após a estabilização foi de 119,09 W, que representa uma diferença de 7,2%.

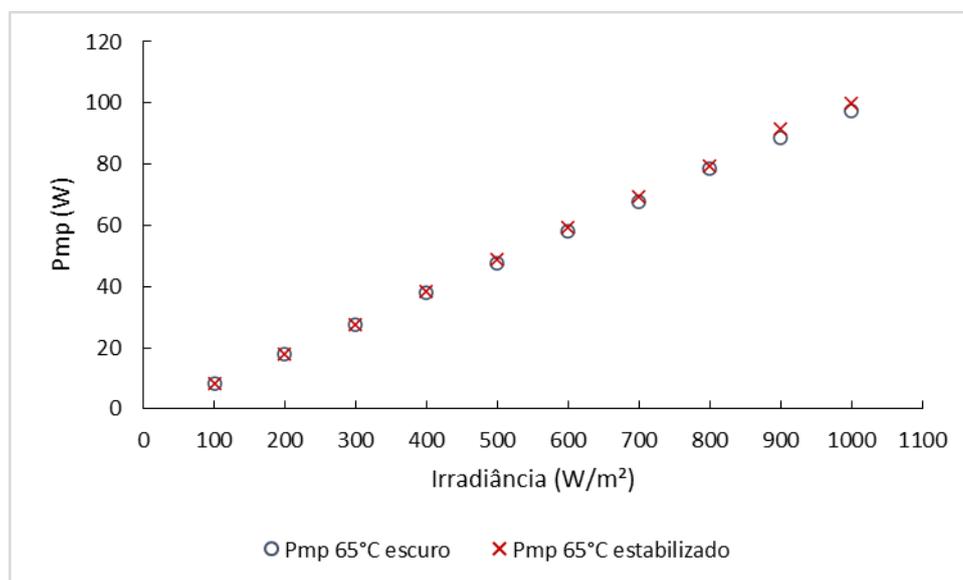
A Figura 34 traz a variação de  $P_{mp}$  em função da irradiância na temperatura de 65 °C.

Figura 33 - Variação de  $P_{mp}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25 °C do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

Figura 34 - Variação de  $P_{mp}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)



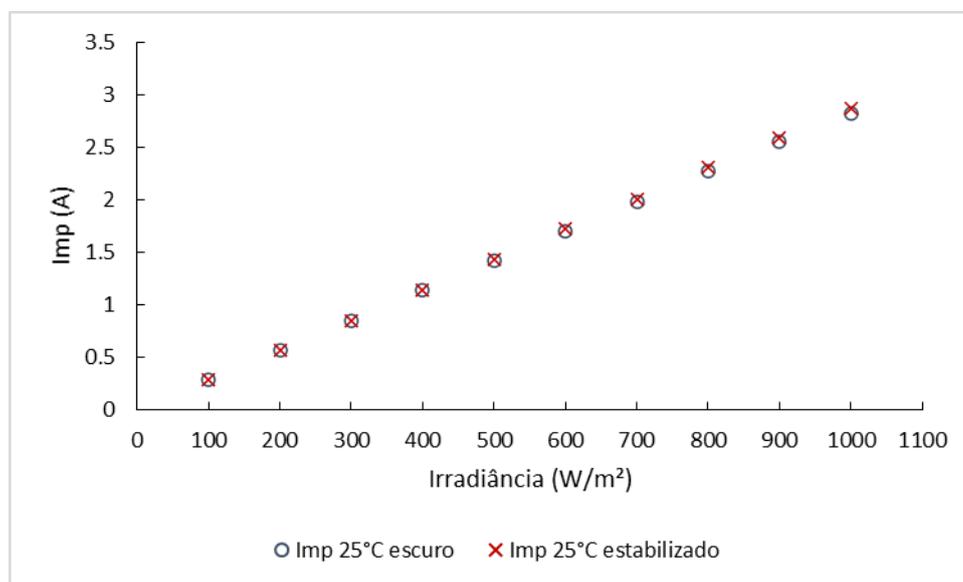
Fonte: Autor

Neste caso a diferença entre os valores de  $P_{mp}$  não apresentaram uma diferença muito significativa. Assim como era esperado, a potência máxima do módulo apresentou uma redução bastante considerável de, aproximadamente, 20 W com o aumento da temperatura. Esse resultado sugere que a estabilização

do módulo não seja um fator determinante para aumento da performance do módulo FV com temperaturas elevadas, em comparação com a diferença em *STC*, que é muito clara. Entretanto, como foi analisado apenas um módulo não é possível fazer tal afirmação, sendo necessário que se realizem ensaios em um maior número de dispositivos.

Na tentativa de justificar essa variação de  $P_{mp}$  com a irradiância foi feita a análise de  $I_{mp}$  com a irradiância na temperatura de 25 °C.

Figura 35 - Variação de  $I_{mp}$  ao longo da faixa de irradiância na temperatura de 25 °C para o módulo H (CIS)

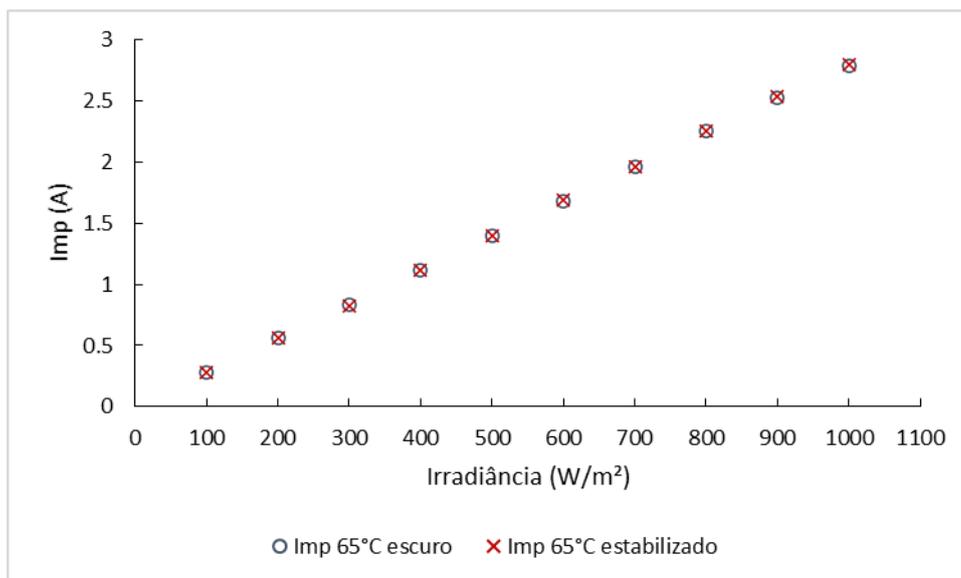


Fonte: Autor

Assim como no caso de  $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$  também não apresentou diferenças significativas quando o módulo estava no escuro ou estabilizado. Na Figura 36 é mostrada a variação do mesmo parâmetro em função da irradiância na temperatura de 65 °C.

Assim como nos casos anteriores os valores de  $I_{mp}$  não apresentaram diferenças significativas. Portanto, supõe-se que o parâmetro  $V_{mp}$  seja responsável pela diferença observada na potência do módulo.

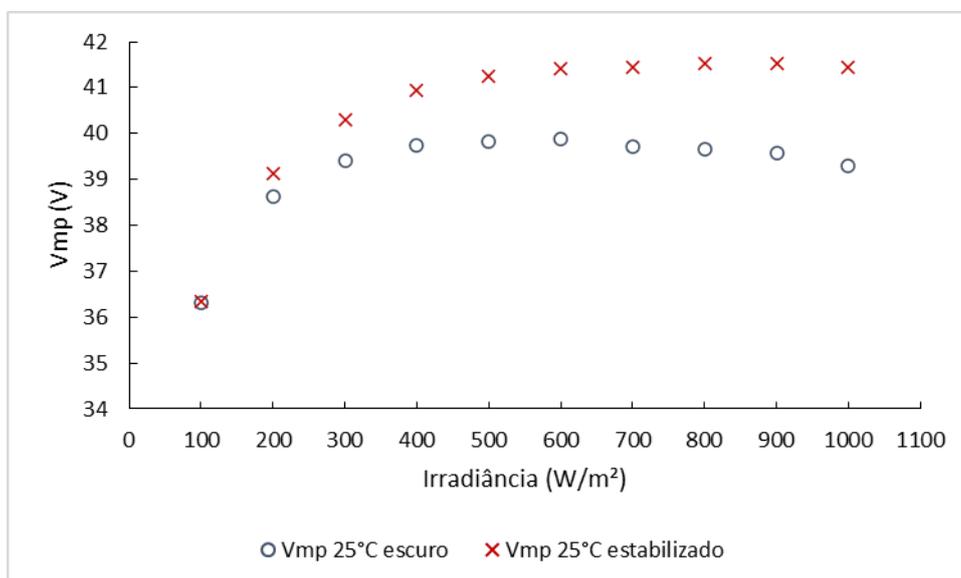
Figura 36 - Variação de  $I_{mp}$  ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

A Figura 37 apresenta a variação de  $V_{mp}$  em função da irradiância na temperatura de 25 °C.

Figura 37 - Variação de  $V_{mp}$  ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 25 °C do módulo H (CIS)



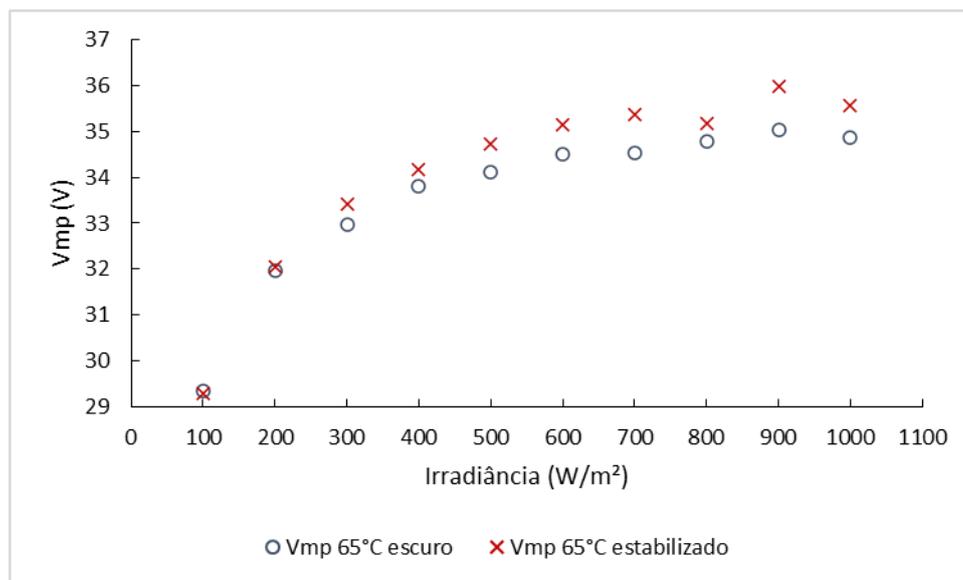
Fonte: Autor

Neste caso foi observado uma variação bastante considerável com relação ao módulo no escuro e estabilizado, que pode ser um fator que explique o

aumento de  $P_{mp}$  após o módulo ter sido estabilizado. O aumento deste parâmetro sugere melhora na  $FF$  do módulo fotovoltaico.

A Figura 38 traz a variação de  $P_{mp}$  com a irradiância na temperatura de 65 °C.

Figura 38 - Variação de  $V_{mp}$  ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)

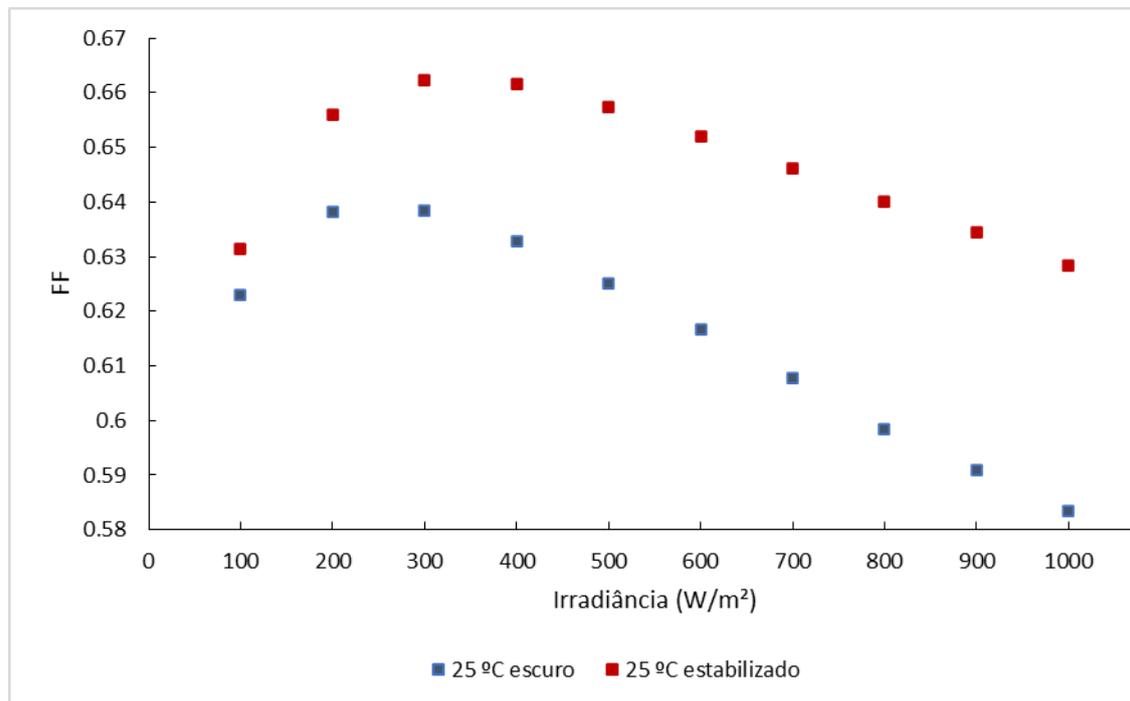


Fonte: Autor

Ainda foi observado que houve um aumento no valor de  $V_{mp}$  quando o módulo foi estabilizado. Também se percebe que o comportamento do parâmetro tem característica logarítmica mais pronunciado que no caso de  $V_{oc}$ .

A fim de se constatar a efetividade do processo de estabilização do módulo fotovoltaico H, a Figura 39 traz uma comparação entre  $FF$  do módulo no escuro e estabilizado na temperatura de 25 °C.

Figura 39 - Variação de  $FF$  ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 25 °C do módulo H (CIS)



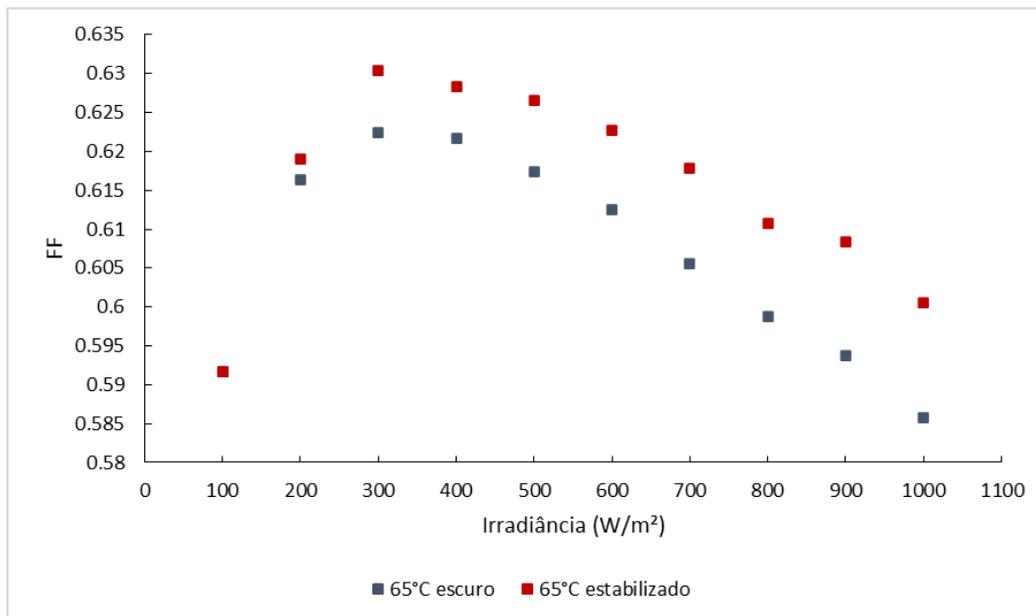
Fonte: Autor

Observa-se um aumento significativo do parâmetro  $FF$ , na temperatura de 25 °C após o processo de estabilização do módulo, como era esperado visto o aumento de  $V_{mp}$  apresentado após a estabilização do módulo fotovoltaico.

Na Figura 40 é feita uma comparação entre o  $FF$  do módulo escuro e estabilizado na temperatura de 65 °C.

Assim como no caso com a temperatura de 25 °C, o  $FF$  na temperatura de 65 °C também apresentou aumento, ou seja, a curva I-V adquire uma forma mais quadrada. Esse aumento não foi tão pronunciado devido ao aumento da temperatura que afeta os parâmetros da curva I-V.

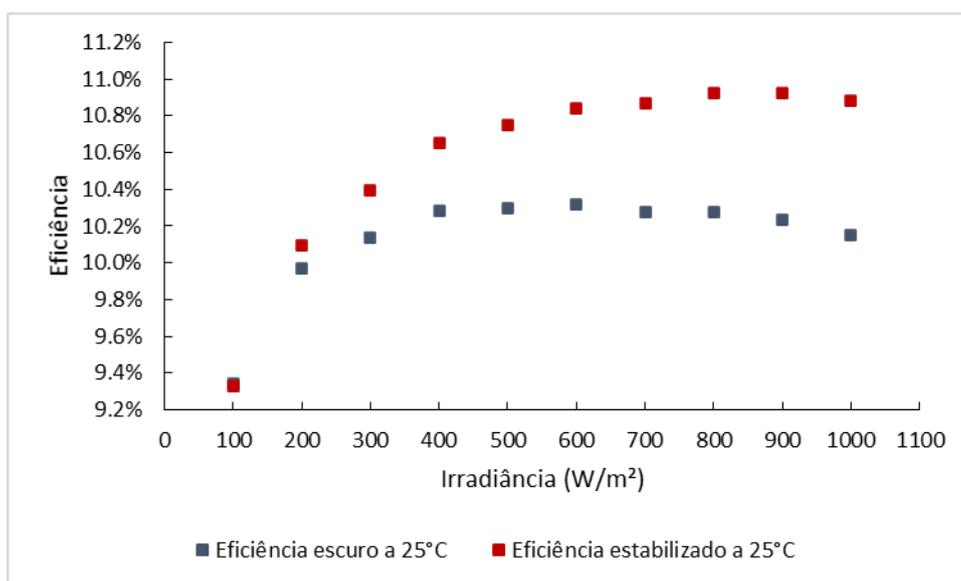
Figura 40 - Variação de  $FF$  ao longo da faixa de irradiâncias na temperatura de 65 °C do módulo H (CIS)



Fonte: Autor

Seguindo a análise da estabilização do módulo H, é apresentado na Figura 41 a comparação da variação da eficiência em função da irradiância na temperatura de 25 °C entre os dois estados do módulo fotovoltaico.

Figura 41 - Variação da eficiência do módulo H (CIS) em função da irradiância na temperatura de 25 °C

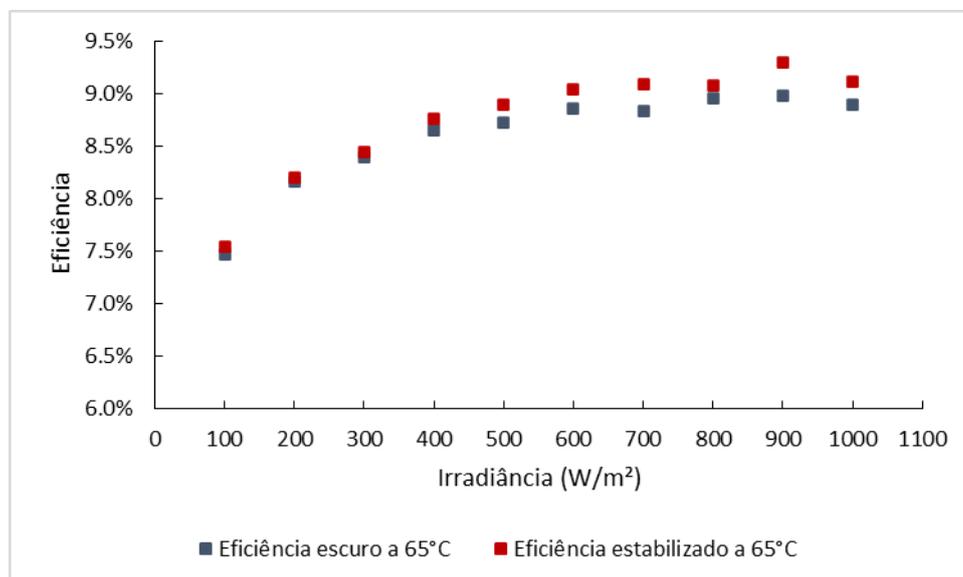


Fonte: Autor

Pode-se observar que há um aumento da eficiência do módulo estabilizado em irradiâncias mais altas, principalmente a partir de 400 W/m<sup>2</sup>. Este comportamento pode ser explicado pelo aumento de  $FF$  que é verificado com a estabilização do módulo fotovoltaico, resultando em maiores valores de  $P_{mp}$ , aumentando a eficiência sensivelmente.

Na Figura 42 é apresentada a variação da eficiência do módulo H em função da irradiância na temperatura de 65 °C.

Figura 42 - Variação da eficiência do módulo H (CIS) em função da irradiância na temperatura de 65 °C



Fonte: Autor

Assim como no caso da temperatura de 25 °C, também foi constatado um aumento de eficiência na temperatura de 65 °C após a estabilização. Pode-se atribuir esse pequeno aumento ao  $FF$ , que também apresentou melhora quando estabilizado. Entretanto, esse aumento da eficiência que foi verificado é relativamente pequeno e pode-se atribuir esse fator ao aumento da temperatura que impacta negativamente no  $V_{oc}$  do módulo, que acaba reduzindo fortemente a potência do módulo. O aumento da temperatura também, aparentemente, causa atenuação do processo de estabilização.

Dessa forma, optou-se por utilizar os parâmetros obtidos após a estabilização do dispositivo fotovoltaico para a determinação dos coeficientes

térmicos. Entretanto, é necessário analisar mais módulos fotovoltaicos para verificar se os dados obtidos neste trabalho se estendem a outros módulos de filme fino.

## 6. CONCLUSÃO

Analisando as curvas de sete módulos fotovoltaicos obtidas com o auxílio de um simulador solar em diversas condições de irradiância e temperatura, foi formada uma matriz de curvas I-V. Além disso, foi gerada também uma matriz de temperaturas dos módulos fotovoltaicos, que incluem sete módulos de silício cristalino e um módulo de tecnologia de filmes finos. Esse módulo de filme fino foi estabilizado por um processo de exposição à luz (*light soaking*) utilizando um simulador solar desenvolvido no próprio LABSOL da UFRGS.

A partir da matriz de curvas I-V e das temperaturas obtidas experimentalmente foi possível calcular os coeficientes térmicos  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  dos módulos fotovoltaicos. Para o cálculo dos coeficientes do módulo CIS foram utilizados os parâmetros do módulo estabilizado.

Foi verificada uma pequena variação do coeficiente térmico  $\alpha$ , que em baixas irradiâncias, abaixo de 300 W/m<sup>2</sup>, apresentou um pequeno incremento. Entretanto não justifica uma abordagem para modelar o comportamento desse parâmetro com a variação da irradiância. Sendo assim, o coeficiente térmico  $\alpha$  pode ser considerado constante ao longo da faixa de irradiâncias.

De maneira contrária ao que é comumente praticado na simulação de curvas I-V de módulos fotovoltaicos, o coeficiente térmico  $\beta$  não se mostrou constante ao longo da faixa de irradiâncias, apresentando um caráter logarítmico ao longo da faixa de irradiâncias. O módulo do valor do coeficiente térmico é maior em baixas irradiâncias, indicando que em baixas irradiâncias a sensibilidade à temperatura é mais pronunciada, ou seja, quanto maior o valor da temperatura maior será a redução de  $V_{oc}$ , isso se deve à dependência inversamente proporcional da corrente de saturação reversa do diodo com a temperatura. A equação empírica proposta, baseada em uma função logarítmica, do tipo  $\beta^*(G) = (-0,107 \cdot \ln G + 1,7454)$ , apresentou resultados compatíveis com os dados experimentais e pode ser inserida em programas de simulação de desempenho de dispositivos fotovoltaicos. Para isso basta ter em mãos o valor de  $\beta$  fornecido pelos fabricantes dos módulos nos catálogos dos mesmos, que é obtido nas condições de STC, e multiplicar este parâmetro pela equação proposta neste trabalho.

A inclusão desta função permitiria melhorar a qualidade da simulação do comportamento dos sistemas em diversas condições de irradiância e temperatura, especialmente nas condições de baixas irradiâncias, onde o uso de um valor constante de  $\beta$  tende a produzir maiores desvios na simulação.

Para o coeficiente térmico  $\gamma$  também foi observado uma pequena variação desse coeficiente em condições de baixa irradiância. Entretanto, é necessário maiores estudos para que se possa chegar a uma melhor compreensão deste fenômeno a partir da correlação com outras variáveis. Portanto, não foi feita uma hipótese para modelar a variação do coeficiente  $\gamma$  em função da irradiância.

Também foi feita a análise dos coeficientes térmicos para um módulo de tecnologia de filmes finos. Como foi feita a análise em apenas um módulo não foi feita uma abordagem para modelar a variação dos coeficientes térmicos em função da irradiância, entretanto, foi observado que o comportamento destes parâmetros tem o mesmo caráter apresentado pelos módulos de silício cristalino.

Como sugestão para trabalhos futuros há a possibilidade de estudar o comportamento da equação proposta neste trabalho considerando dados obtidos de maneira *outdoor*, ou seja, em sistemas que estejam efetivamente em operação, para que assim seja possível verificar se essa equação é adequada em situações reais de operação.

É necessário incluir mais módulos de tecnologia filme fino na análise dos coeficientes térmicos para obtenção de uma equação fidedigna, já que foi constatado que o comportamento dos coeficientes se dá de maneira similar à tecnologia de silício cristalino.

O trabalho desenvolvido permitiu uma maior compreensão sobre o comportamento dos coeficientes térmicos dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino em função da irradiância. Uma investigação preliminar em um módulo CIS permitiu avaliar as variações dos parâmetros em função de uma estabilização.

## 7. REFERÊNCIAS

BERTHOD, Charly et al. On the Variability of the Temperature Coefficients of mc-Si Solar Cells with Irradiance. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 92, n. 1876, p. 2–9, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.002>>

BÜHLER, Alexandre José. et al. Uma Análise Sobre Efeitos Metaestáveis Em Módulos Fotovoltaicos Ci ( G ) S Por Exposição À Luz Solar. [s. l.], v. V, n. 1, p. 27–33, 2014.

CHAN, D. S. H. et al. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. [s. l.], v. 29, n. 3, p. 329–337, 1984.

COSTA, Eurides Ramos. **DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR SOLAR CONTÍNUO PARA TESTE DE ESTABILIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2018. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), [s. l.], 2018.

COTFAS, Daniel Tudor; COTFAS, Petru Adrian; MACHIDON, Octavian Mihai. Study of temperature coefficients for parameters of photovoltaic cells. **International Journal of Photoenergy**, [s. l.], v. 2018, 2018.

DASH, P. K.; GUPTA, N. C. Variation of Temperature Coefficient of Different Technology Photovoltaic Modules with respect to Irradiance. **International Journal of Current Engineering and Technology**, [s. l.], v. 55, n. 11, p. 2277–4106, 2015. Disponível em: <<http://inpressco.com/category/ijcet>>

DUBEY, Rajiv et al. Measurement of temperature coefficient of photovoltaic modules in field and comparison with laboratory measurements. **2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015**, [s. l.], 2015.

DUPRÉ, O.; VAILLON, R.; GREEN, M. A. Physics of the temperature coefficients of solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 140, p. 92–100, 2015.

EMERY, K. et al. Temperature dependence of photovoltaic cells, modules, and systems. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 1275–1278, 1996.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. [s.d.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 8 dez. 2020.

FRIESEN, G.; PAVANELLO, D.; VIRTUANI, A. Overview of Temperature Coefficients of Different Thin Film Photovoltaic Technologies. **25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain**, [s. l.], n. JANUARY, p. 4248–4252, 2010. Disponível em: <<http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?paper=9122>>

GASPARIN, Fabiano Perin et al. Statistical analysis of I-V curve parameters from photovoltaic modules. **Solar Energy**, [s. l.], v. 131, p. 30–38, 2016.

GASPARIN, Fabiano Perin; KIPPER, Felipe Detzel; KREZNINGER, Arno. COEFICIENTES TÉRMICOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM SIMULADOR SOLAR. **CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar**, [s. l.], 2020.

GREEN, M. A.; EMERY, K. SILICON SOLAR CELLS WITH REDUCED TEMPERATURE SENSITIVITY. **Electronics letters**, [s. l.], v. 18, n. 2, p. 40–41, 1982.

KALOGIROU, Soteris A. **Solar Energy Engineering Processes and Systems**. second ed. Oxford: Elsevier, 2014.

PVCDROM. **Solar Cell Structure**. [s.d.]. Disponível em: <<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-structure>>. Acesso em: 8 dez. 2020.

RUSCHEL, Cristiano Saboia et al. Assessment of PV modules shunt resistance dependence on solar irradiance. **Solar Energy**, [s. l.], v. 133, p. 35–43, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.047>>

RUSCHEL, Cristiano Saboia. **ANÁLISE E PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DO MODELO DE UM DIODO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2019. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [s. l.], 2019.

SARHAN, Waleed M. et al. Effect of temperature on the efficiency of the thermal cell. **Asian Journal of Chemistry**, [s. l.], v. 18, n. 2, p. 982–990, 2006.

SASALA, R. A.; SITES, J. R. Time dependent voltage in CuInSe<sub>2</sub> and CdTe solar cells. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], n. 1, p. 543–568, 1993.

SINGH, Priyanka; RAVINDRA, N. M. Temperature dependence of solar cell performance - An analysis. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 101, p. 36–45, 2012. Disponível em:  
<<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2012.02.019>>

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, [s. l.], v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009. Disponível em:  
<<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>>

TITTON, M. G.; DE BONA, J. C.; BÜHLER, Alexandre José. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CI ( G ) S : ANÁLISE DA TECNOLOGIA. **Asades**, [s. l.], v. 3, n. June, p. 04.11-04.20, 2016.

WHITAKER, C. M. et al. Effects of irradiance and other factors on PV temperature coefficients. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], v. 1, p. 608–613, 1992.

**Your home Australia**. 2013. Disponível em:  
<<https://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>>. Acesso em: 25 fev. 2021.