

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MATEUS HENRIQUE MARINS

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE MÓDULO
FOTOVOLTAICO DANIFICADO**

Porto Alegre
2022

Mateus Henrique Marins

**ANÁLISE DE COMPORTAMENTO DE MÓDULO
FOTOVOLTAICO DANIFICADO**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2022

Mateus Henrique Marins

ANÁLISE DE COMPORTAMENTO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO DANIFICADO

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da disciplina de Projeto de Diplomação II, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Doutor pela UFRGS - Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro
Doutor pela UFRGS - Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Igor Pasa Wiltuschnig
Doutor pela UFRGS - Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich
Doutor pela UNICAMP - Campinas, Brasil

Porto Alegre, Outubro de 2022

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha filha Stella, razão de toda a minha dedicação desde o momento em que soube de sua existência. À minha amada esposa Brenda Marins, amor da minha vida e minha companheira nesta breve jornada neste mundo. A meus pais, Sírio e Elísia Marins, meus maiores exemplos e incentivadores, que me ensinaram o que é o amor e foram responsáveis pelo que sou hoje.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, o grande engenheiro. Sem Ele eu não chegaria onde cheguei, tampouco existiria. Obrigado, Senhor! Os méritos são Teus.

À minha família. Minha filha, minha esposa, meus pais, minha avós, padrinhos, primos, tios e amigos. Obrigado pelas orações, pela paciência, pela compreensão na ausência, pelo suporte e pelo carinho e amizade.

Ao meu orientador, professor Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, pela disponibilidade, atenção, compartilhamento de experiências e suporte durante o decorrer deste trabalho.

À empresa Soul Renováveis, pela oportunidade de ingresso no mercado de trabalho na área de engenharia elétrica durante o estágio curricular do curso. Agradeço, em especial neste trabalho, por disponibilizar os equipamentos estudados e por ceder acesso ao espaço da empresa para o desenvolvimento deste projeto.

À empresa M.A. Saul, pela oportunidade de aprendizado durante o período em que lá estive. Pela disponibilização de ferramentas e dados para este projeto.

Aos colegas e ex-colegas de curso, com os quais dividi tarefas, bancadas, dificuldades e vitórias.

“A quem muito foi dado, muito será exigido; e a quem muito foi confiado, muito mais será pedido.”

Lc 12, 48.

RESUMO

No presente projeto de diplomação analisou-se o funcionamento de um módulo fotovoltaico danificado. O objetivo deste estudo é avaliar a viabilidade da utilização de painéis que sofreram algum tipo de avaria em sua superfície durante o processo de transporte, carga ou descarga. Fazendo uso de carga resistiva variável obteve-se as curvas de corrente elétrica *versus* tensão elétrica. As medições foram realizadas em um módulo fotovoltaico danificado e foi utilizado um módulo em estado regular para comparações. Verificou-se um desempenho de 86,4% para o pior caso do equipamento estudado. Constatou-se uma diferença de temperatura superficial entre os módulos estudados. Por fim, estimou-se o tempo de retorno do investimento considerando uma instalação composta por módulos com características elétricas similares às medidas no presente estudo e para este caso obteve-se um atraso de 22% em relação ao tempo estimado para um módulo em estado novo.

Palavras-chave: Avarias. Geração de energia. Módulo fotovoltaico. Retorno de investimento.

ABSTRACT

In this project, the operation of a damaged photovoltaic module was analyzed. The objective of this study is to evaluate the availability of panels that were damaged in the process of transport, loading and unloading. Using a variable resistive load, the curves of electric current versus electric voltage were obtained. The measurements were carried out on a damaged photovoltaic module and a module in a regular state was used for comparisons. There was a satisfactory performance of the equipment studied. There was a difference in surface temperature between the modules tested. Finally, the payback was estimated considering an installation composed of modules with electrical characteristics similar to those measured in the present study.

Key-words: Damage. Payback. Photovoltaic module. Power Generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica	17
Figura 2 - Célula de silício monocristalino	18
Figura 3 - Célula de silício policristalino	18
Figura 4 - Células de silício amorfo	19
Figura 5 - Circuito equivalente do módulo fotovoltaico	20
Figura 6 - Curva característica I-V e curva P-V de um módulo fotovoltaico	20
Figura 7 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de irradiância (a) e temperatura (b)	21
Figura 8 - Especificação de coeficientes de variação em relação à temperatura	22
Figura 9 - Tela inicial do Global Solar Atlas	24
Figura 10 - Amostragem de irradiação diária por hora no Global Solar Atlas	25
Figura 11 - Registros fotográficos do módulo fotovoltaico danificado analisado.....	26
Figura 12 - Diagrama de disposição dos módulos no telhado.....	27
Figura 13 - Curva de corrente elétrica versus tensão elétrica do módulo de referência.....	28
Figura 14 - Registro fotográfico da medição de temperatura.....	29
Figura 15 - Manual de usuário Fluke: distância das medições de temperatura.....	30
Figura 16 - Desenho simplificando os pontos de medição de temperatura dos módulos	31
Figura 17 - Sensor de temperatura ambiente utilizado.....	32
Figura 18 - Circuito simplificado de medição de corrente elétrica e tensão elétrica.....	32
Figura 19 - Registros fotográficos do Reostato utilizado no projeto.....	33
Figura 20 - Limitação de medição por conta dos limites do reostato.....	34
Figura 21 - Quadro de cargas resistivas para medições acima de 4,5 A.....	35
Figura 22 - Associação do quadro de cargas resistivas com o reostato e com os instrumentos de medição.....	36
Figura 23 - Registro fotográfico do circuito de medição com os instrumentos.....	37
Figura 24 - Fluxograma da operação das medidas.....	38
Figura 25 - Relação entre a corrente de curto-circuito e condições climáticas no <i>datasheet</i> ..	40
Figura 26 - Temperatura nominal de operação do módulo descrito no <i>datasheet</i> do módulo de referência	40
Figura 27 - Circuito de medição de corrente elétrica e tensão elétrica.....	42
Figura 28 - Curva I-V para a primeira medição	49
Figura 29 - Curva I-V para a segunda medição.....	49

Figura 30 - Curva I-V para a terceira medição.....	50
Figura 31 - Curva I-V para a quarta medição.....	50
Figura 32 - Curva I-V para a quinta medição	51
Figura 33 - Curva I-V para a sexta medição	51
Figura 34 - Relação entre a corrente de curto-circuito e condições climáticas no <i>datasheet</i> ..	52
Figura 35 - Gráfico de estimativa de geração mensal.....	54
Figura 36 - Fluxograma de cálculo de payback.....	55
Figura 37 - Temperatura das células do módulo fotovoltaico avariado antes da primeira medição	56
Figura 38 - Temperatura medida sobre uma célula	57
Figura 39 - Comparação gráfica de temperatura superficial sobre os módulos	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de temperatura e irradiância solar para as condições STC e NOCT	23
Tabela 2 - Parâmetros e informações sobre os módulos utilizados	27
Tabela 3 - Dados nominais das resistências utilizadas no quadro de cargas.....	34
Tabela 4 - Combinações de conectores para diferentes Resistências equivalentes.....	35
Tabela 5 - Dados básicos sobre as condições para medições.....	39
Tabela 6 - Informações climáticas para as medições realizadas	41
Tabela 7 - Primeira sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica	43
Tabela 8 - Segunda sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica.....	43
Tabela 9 - Terceira sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica.....	44
Tabela 10 - Quarta sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica	45
Tabela 11 - Quinta sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica.....	46
Tabela 12 - Sexta sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica.....	47
Tabela 13 - Dados elétricos para o caso de máxima potência.....	48
Tabela 14 - Comparação entre corrente elétrica teórica e corrente elétrica medida.....	53
Tabela 15 - Características da unidade consumidora.....	53
Tabela 16 - Consumo mensal no ano de 2021	53
Tabela 17 - Resumo da estimativa financeira para os sistemas projetados.....	55
Tabela 18 - Dados para análise da viabilidade financeira para os sistemas projetados	55
Tabela 19 - Temperatura superficial sobre os módulos.....	57
Tabela 20 - Comparação de temperatura superficial sobre os módulos.....	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

NBR - Norma Brasileira

NMOT - *Nominal Module Operational Temperature*

NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature*

STC - *Standard Test Conditions*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	14
1.2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	14
1.3 RELEVÂNCIA DA SOLUÇÃO	15
1.4 DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1 A CÉLULA FOTOVOLTAICA	16
2.1.1 Célula de silício monocristalino	17
2.1.2 Célula de silício policristalino	18
2.1.3 Célula de silício amorfo	18
2.2 CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	19
2.2.1 Efeito da temperatura e da irradiância solar nas curvas	21
2.2.2 Ferramenta para análise da irradiância média mensal	23
2.3 AVARIAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	25
3 METODOLOGIA	26
3.1 DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS	27
3.2 MEDIÇÕES DE TEMPERATURA	29
3.2.1 Medição da temperatura superficial dos módulos	29
3.2.2 Medição de temperatura ambiente	31
3.3 MEDIÇÃO DE CORRENTE ELÉTRICA E TENSÃO ELÉTRICA	32
3.3.1 Reostato	33
3.3.2 Carga resistiva FAME	33
3.3.3 Medição de corrente elétrica e tensão elétrica	36
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	39
4.1 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS	39
4.2 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	42
4.2.1 Medidas de corrente elétrica e tensão elétrica	42
4.2.2 Potência elétrica	48
4.2.3 Curvas de corrente elétrica versus tensão elétrica	48
4.2.4 Análise a partir do módulo de referência	52
4.3 ANÁLISE DE PAYBACK	53
4.4 ANÁLISE DA TEMPERATURA DOS MÓDULOS	56
4.4.1 Comparação térmica entre o módulo de referência e o módulo danificado	57
5 CONCLUSÃO	60
6 REFERÊNCIAS	62

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Conforme passam os anos o consumo de energia elétrica cresce. Em parte, esse aumento é consequência da ampliação da variedade de equipamentos eletrodomésticos e eletrônicos em residências e do desenvolvimento dos instrumentos industriais.

A grande demanda somada ao alto custo faz com que frequentemente sejam pautadas alternativas de fontes de energia limpa e renovável para suprir ou, ao menos, colaborar com a matriz elétrica. A aquisição de usinas fotovoltaicas residenciais e industriais têm tido um crescimento significativo entre os brasileiros, compreendendo um aumento de cerca de 80% em comparação ao ano de 2021.

O processo de aquisição de um sistema fotovoltaico é composto por diversas etapas, entre elas: verificação de consumo e demanda do cliente, dimensionamento do sistema, compra dos equipamentos, projeto de instalação, instalação e comissionamento. Após a compra dos dispositivos, no processo de carga, movimento e descarga, por vezes ocorrem avarias nos módulos fotovoltaicos: amassamentos, trincas, arranhões, entre outros. Em praticamente todo o ramo comercial, produtos danificados - seja qual for o grau de dano - podem ser substituídos por novos. A expansão da indústria de descarte e reaproveitamento de componentes para sistema fotovoltaico não apresenta capacidade para reciclar a totalidade dos itens rejeitados, fazendo com que invariavelmente os responsáveis pelas instalações tenham que armazenar esses itens.

Por essa razão, propôs-se por meio deste trabalho, um estudo do comportamento de módulos fotovoltaicos danificados. Eles foram expostos à irradiação solar e então analisados. Os dados foram interpretados para diferentes condições climáticas, limitadas pela estação do ano em que o projeto foi desenvolvido, a fim de analisar o comportamento da forma mais abrangente possível.

1.2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Durante o processo de transporte dos dispositivos que compõem um sistema fotovoltaico, os módulos e os inversores podem sofrer avarias. Neste caso, realiza-se a substituição dos mesmos por novos, pois o contratante adquiriu um sistema em perfeito estado no ato da contratação.

Para que o desempenho dos módulos avariados seja satisfatório (seja gerada uma quantidade regular de energia), o comportamento deles deve ser estudado, e grandezas como

tensão (em operação e em circuito aberto) e corrente (em operação e curto-circuito) devem ser aferidas. É importante também considerar os riscos que esse tipo de equipamento pode oferecer devido às trincas e rachaduras na superfície, como superaquecimento, infiltração e aumento da umidade interna.

1.3 RELEVÂNCIA DA SOLUÇÃO

A análise do comportamento dos módulos danificados é essencial para a investigação sobre a possibilidade de reaproveitamento dos mesmos. Considerando que os dispositivos forneçam condições de operação satisfatórias e baixíssimos riscos, uma quantidade considerável de material eletrônico seria subtraída do montante a ser reciclado ou descartado, visto que a área de reciclagem deste tipo de material não se expandiu ao mesmo passo que a produção do mesmo. Em consequência, o processo de descarte pode causar certa contaminação do solo, condição esta que este trabalho não analisa.

1.4 DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal analisar o comportamento de módulos fotovoltaicos danificados em um sistema de microgeração distribuída e compará-los com módulos em perfeito estado. Para que este objetivo seja atingido, definem-se por objetivos específicos:

- Medição e análise de parâmetros elétricos e físicos para módulos danificados;
- Medição e análise de parâmetros elétricos e físicos para módulos em estado normal, considerados como referência;
- Análise das possibilidades de riscos decorrentes das avarias dos módulos;
- Análise da perspectiva de retorno financeiro com base nos módulos avariados;
- Comparação entre um sistema composto por módulos danificados e um sistema composto por módulos em estado normal.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O físico Edmond Becquerel foi o primeiro a observar o efeito fotovoltaico, no ano de 1839. Expondo à luz uma estrutura constituída por um eletrodo de platina, envolta por uma camada de brometo e cloreto de prata, foi aferida uma diferença de potencial nos extremos da mesma. Posteriormente, este efeito foi a resposta à necessidade de gerar energia através da irradiação solar. Embora a descoberta tenha sido feita no século XIX, apenas em 1956, devido à evolução da microeletrônica, o processo de industrialização deste dispositivo foi iniciado. (PINHO; GALDINO, 2014)

2.1 A CÉLULA FOTOVOLTAICA

As células fotovoltaicas, base do funcionamento dos módulos fotovoltaicos, são constituídas por material semicondutor, cuja operação consiste em conversão de energia proveniente da irradiação solar em energia elétrica. Nesses semicondutores existem duas camadas denominadas de bandas de energia que podem se apresentar de duas formas. A primeira banda é conhecida como banda de valência, cuja característica principal é a presença de elétrons. A segunda, por sua vez, é denominada de banda de condução e, diferentemente da primeira, nesta não há elétrons.

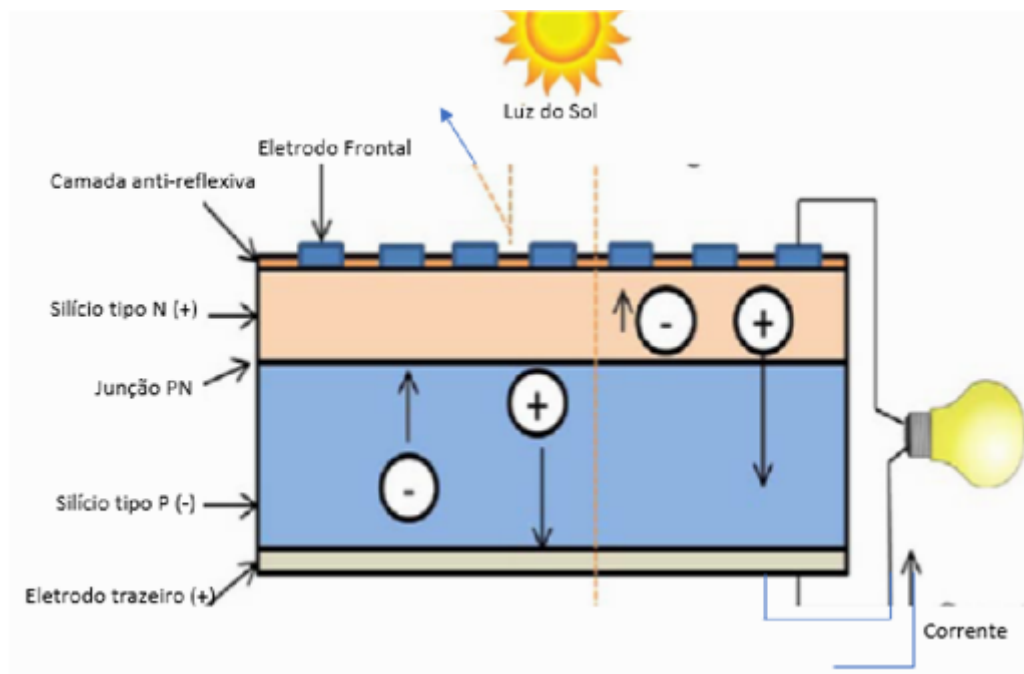
O material semicondutor preferencial para a fabricação das fotocélulas é o silício. Os seus átomos formam uma rede cristalina, que vinculada a um elemento dopante N, como o fósforo por exemplo, após a exposição de uma pequena quantidade de energia térmica, têm seus elétrons migrados da banda de valência para a banda de condução.

Se o silício for relacionado a um elemento como o boro que possui apenas três elétrons em seus átomos, ocorrerá a falta de um elétron para completar a ligação com o átomo de silício e dessa forma a falta deste elétron será denominada lacuna. Se exposto a uma pequena quantidade de energia térmica, um elétron de um espaço próximo pode ocupar esta lacuna, ocorrendo assim um deslocamento da lacuna. Deste modo, o boro é conhecido como dopante do tipo P, um receptor de elétrons. Uma junção PN é caracterizada por conter átomos de silício e boro numa metade e átomos de fósforo e silício na outra metade.

Para que haja uma corrente elétrica na junção PN é necessário que a junção seja exposta a fótons com energia maior que o valor mínimo de energia suficiente para que o elétron passe da banda de valência para a de condução. Esta diferença de potencial causada por um deslocamento de cargas é denominada de efeito fotovoltaico. A conexão entre as duas extremidades da junção gera uma corrente elétrica.

Na figura abaixo pode ser visualizada a estrutura física da célula fotovoltaica, detalhando as junções e identificando a geração de corrente.

Figura 1 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica



Fonte: Sampaio et al. (2017)

Há três modelos de célula fotovoltaica de silício: células de silício monocristalino, células de silício policristalino e células de silício amorfo.

2.1.1 Célula de silício monocristalino

A célula de silício monocristalino representa a primeira geração de módulos fotovoltaicos. São as mais comercializadas. A sua eficiência elétrica é relativamente elevada (aproximadamente 16%, podendo atingir cerca de 23% em laboratório), mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras, por conta do custo de uma grande quantidade de energia para fabricá-las com alto grau de pureza do silício e estrutura de cristal perfeita. Esta célula é mostrada na figura abaixo. (REIS, 2017)

Figura 2 - Célula de silício monocristalino

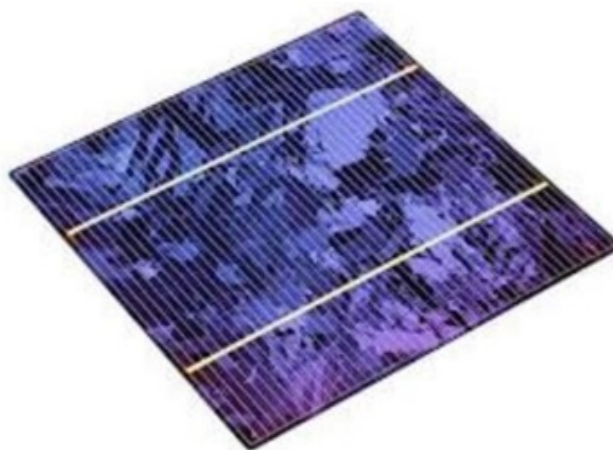


Fonte: Souza (2019b)

2.1.2 Célula de silício policristalino

As células policristalinas possuem um custo de produção inferior às monocristalinas por necessitarem de menos energia no seu fabrico, mas a consequência é a apresentação de uma eficiência inferior (entre 11% e 13%). Esta redução de percentual é causada, entre outros fatores, pelas imperfeições do cristal e impurezas do silício. (REIS, 2017)

Figura 3 - Célula de silício policristalino



Fonte: Souza (2019b)

2.1.3 Célula de silício amorfo

Entre todas, as células de silício amorfo são as de menor custo, porém seu rendimento também é inferior (cerca de 10%). As células de silício amorfo são películas de espessura fina, o que permite que além de fornecerem energia, podem ser utilizadas como material de construção. (REIS, 2017)

Figura 4 - Células de silício amorfo



Fonte: Reis (2017)

2.2 CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Para caracterizar módulos fotovoltaicos faz-se necessária a análise do seu circuito equivalente representado na Figura 5, bem como a determinação da curva característica - uma curva de corrente *versus* tensão.

Quando a célula está em curto-circuito, as correntes do diodo e da resistência paralela praticamente se anulam, dessa forma, assume-se que a corrente fotogerada (I_{fg}) é igual à corrente de curto-circuito (I_{SC}). (BÜHLER; KREZNINGER, 2007)

$$I_{fg} = I_{SC} - I_0 \cdot \left\{ \exp\left[\frac{e(V+IR_s)}{m k_B T}\right] - 1 \right\} - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (1)$$

onde:

I_0 [A] é a corrente de saturação reversa do diodo,

e [C] é a carga elementar,

m é o fator de idealidade do diodo,

k_B [J.K⁻¹] é a constante de Boltzmann,

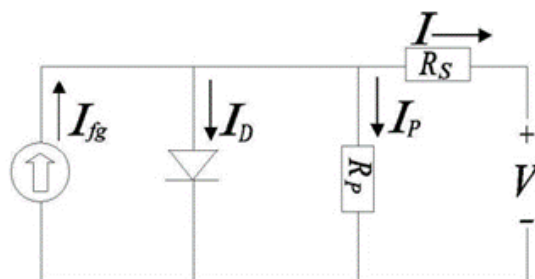
T [K] é a temperatura,

V [V] é a tensão,

R_s [Ω] é a resistência série e

R_p [Ω] a resistência paralela.

Figura 5 - Circuito equivalente do módulo fotovoltaico



Fonte: Bühler; Krenzinger (2007)

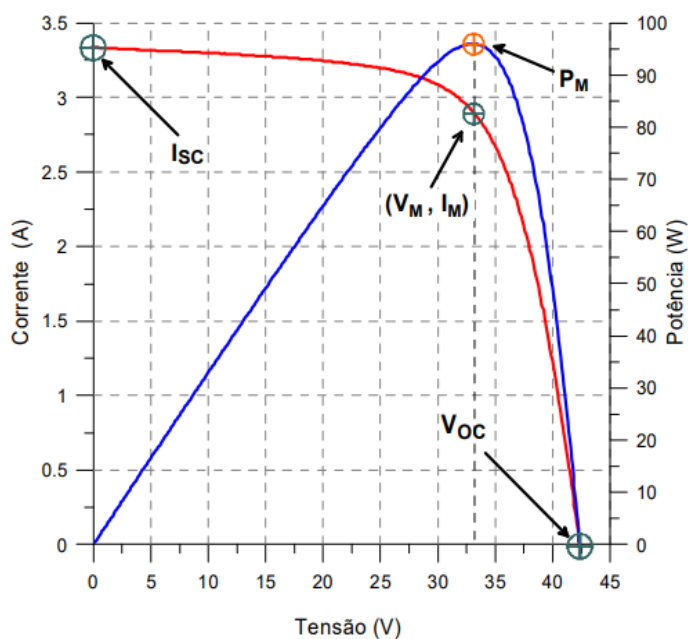
A equação (1), é elucidada pela ilustração acima, na qual:

I_{fg} [A] é a corrente elétrica proveniente da célula receptora de irradiação,

I_D [A] é a corrente elétrica do diodo,

I_p [A] é a corrente que circula na malha da resistência paralela.

Para determinar o módulo fotovoltaico ideal para o projeto, no sentido comercial, são ponderados principalmente, os seguintes aspectos: potência máxima, dimensões estruturais e custo. Em seguida, outros parâmetros dos módulos são relevantes para o projeto: corrente de curto circuito (mencionada anteriormente), tensão de circuito aberto, corrente de máxima potência e tensão de máxima potência. Para determinação do parâmetro “potência máxima” de um módulo deve ser analisada a curva representada abaixo.

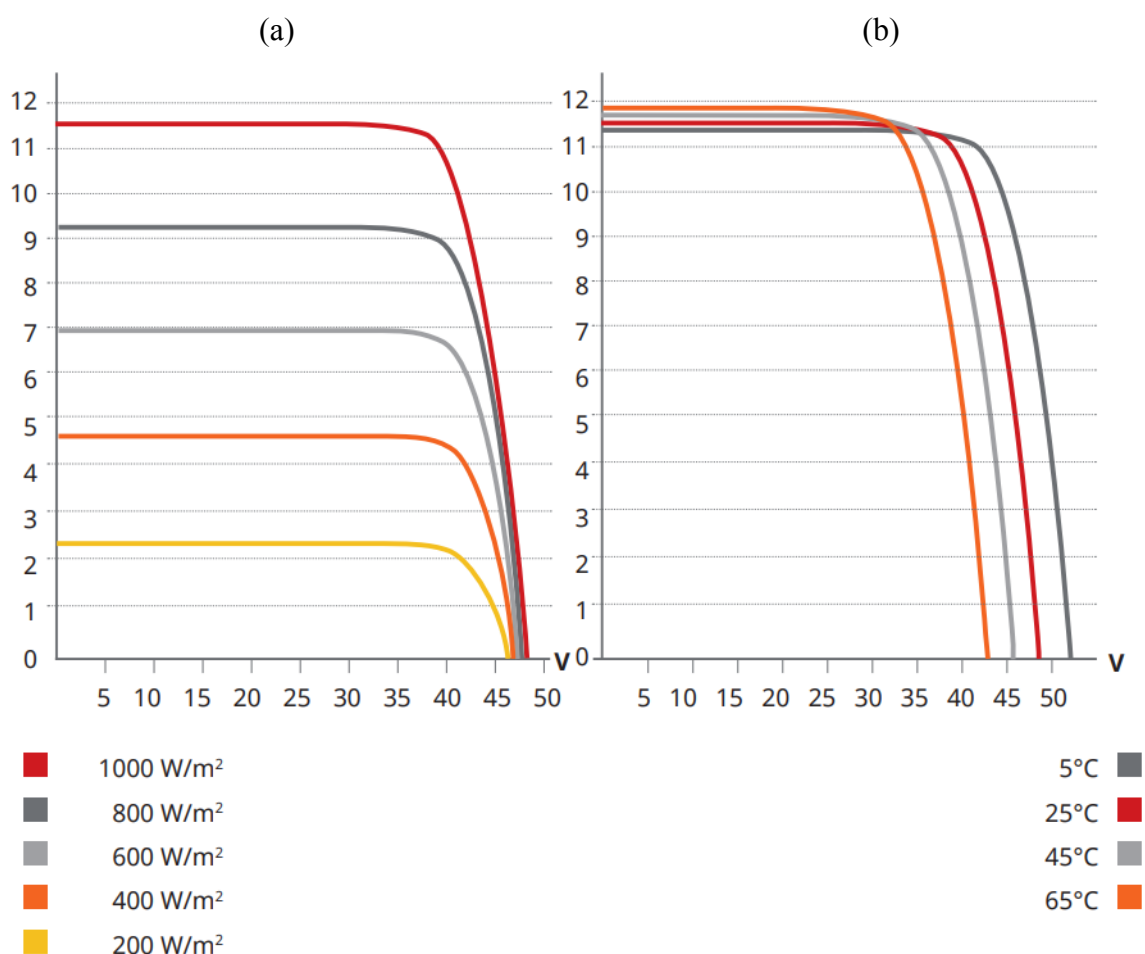
Figura 6 - Curva característica $I-V$ e curva $P-V$ de um módulo fotovoltaico

Fonte: Bühler; Krenzinger (2007)

2.2.1 Efeito da temperatura e da irradiância solar nas curvas

Os dados elétricos fornecidos no *datasheet* do equipamento são determinados considerando uma irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A curva mostrada na Figura 7 sofre variações que são dependentes da temperatura ambiente e da irradiância solar, como mostra a figura abaixo.

Figura 7 - Curva característica I - V de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de irradiância (a) e temperatura (b).



Fonte: Canadian Solar INC (2020)

A variação observada nas curvas da ilustração anterior é dada, numericamente por três principais coeficientes:

α , coeficiente de variação da corrente elétrica de curto-circuito (I_{SC}) com a temperatura;

β , coeficiente de variação da tensão elétrica de circuito aberto (V_{OC}) com a temperatura;

γ , coeficiente de variação da máxima potência (P_m) com a temperatura.

A unidade de medida destes coeficientes geralmente é fornecida como percentual de $1/^\circ\text{C}$ e esses valores são especificados no *datasheet* do módulo fotovoltaico, conforme representado abaixo.

Figura 8 - Especificação de coeficientes de variação em relação à temperatura

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA	
Especificação	Data
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0.36 %/ $^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0.29 %/ $^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura (Isc)	0.05 %/ $^\circ\text{C}$
Temperatura de operação nominal do módulo	$42 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$

Fonte: Canadian Solar INC (2020)

Os coeficientes apresentados podem ser determinados por meio de ensaios com os painéis. Para determinação do coeficiente de variação da corrente elétrica de curto-circuito com a temperatura utiliza-se a equação (2). (KIPPER et al., 2018)

$$\alpha = \frac{1}{I_{sc}(T_n)} \cdot \frac{\partial(I_{sc})}{\partial T} \quad (2)$$

Com o aumento da temperatura ocorre a diminuição de V_{oc} e, conseqüentemente, a atenuação da potência de saída do equipamento. Para a tensão elétrica de circuito aberto, o coeficiente de variação em relação à temperatura é calculado por meio da equação (3). (KIPPER et al., 2018)

$$\beta = \frac{1}{V_{oc}(T_n)} \cdot \frac{\partial(V_{oc})}{\partial T} \quad (3)$$

A potência máxima, fator importantíssimo na escolha do módulo fotovoltaico para dimensionamento de um sistema capaz de fornecer energia suficiente para atender às necessidades da unidade consumidora, também possui um coeficiente de variação com a temperatura, que pode ser calculado a partir da equação (4). (KIPPER et al., 2018)

$$\gamma = \frac{1}{P_m(T_n)} \cdot \frac{\partial(P_m)}{\partial T} \quad (4)$$

É possível relacionar a temperatura e a irradiância em um módulo fotovoltaico. Segundo Pinho (2014), um cálculo simplificado da temperatura de operação de um módulo pode ser realizado utilizando a equação 5.

$$T_{mod} = T_{mod} + K_t \cdot G \quad (5)$$

onde,

T_{mod} [°C] é a temperatura superficial do módulo,

T_{amb} [°C] é a temperatura ambiente,

G [W/m²] é a irradiância,

K_t [°C.m²/W] é o coeficiente térmico do módulo.

Em geral as condições padrão de ensaio (STC) não representam as condições reais de operação, então definiu-se por norma um valor de temperatura e irradiância na qual os parâmetros elétricos aproximam-se dos valores medidos em campo. Esta condição é denominada NOCT porém nos *datasheets* dos módulos, em geral, a chamam de NMOT. A tabela 1 mostra, para fins de comparação, os valores de temperatura e irradiância para as condições STC e NOCT.

Tabela 1 - Valores de temperatura e irradiância solar para as condições STC e NOCT

Condição	Irradiância [W/m ²]	Temperatura ambiente [°C]
STC	1000	25 °C
NOCT	800	20 °C

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

O valor do coeficiente térmico do módulo, K_t , presente na equação 4 é calculado a partir da equação 6.

$$K_t = \frac{NOCT (°C) - 20 °C}{800 W/m^2} \quad (6)$$

2.2.2 Ferramenta para análise da irradiância média mensal

A irradiância representa o fluxo de energia radiante instantâneo que incide sobre uma superfície, real ou imaginária, por unidade de área. Já a irradiação é a quantidade de energia radiante que incide em uma superfície durante um certo intervalo de tempo, por unidade de área desta, ou seja, é a irradiância num intervalo de tempo. (DACHERY, 2020)

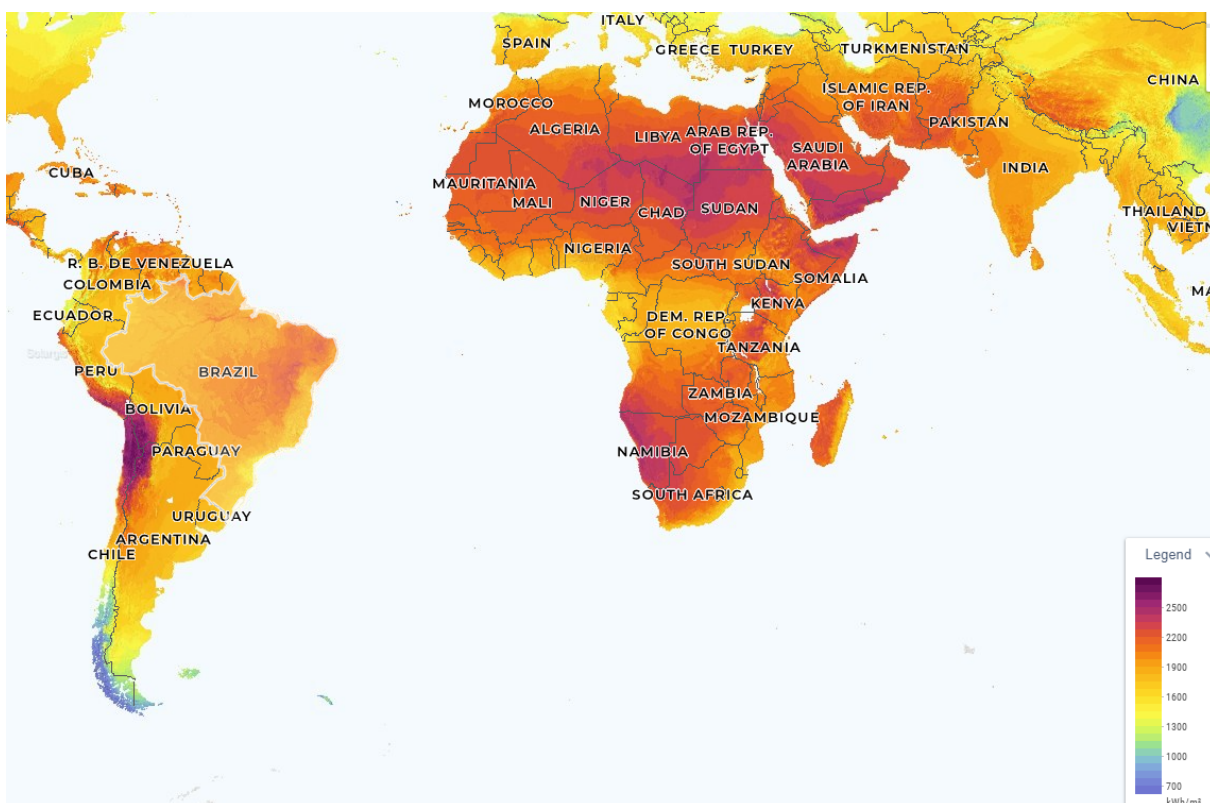
Segundo a norma ABNT NBR 10899 (2013) a irradiação pode ser definida por:

$$H = \int G \cdot dt \quad (7)$$

onde, G [W/m²] é a irradiância e H [Wh/m²] é a irradiação.

Portanto, a irradiação média mensal e, conseqüentemente a irradiância média, em qualquer local do planeta pode ser encontrada com a ferramenta *Global Solar Atlas* (SOLARGIS, 2017), cuja tela inicial é mostrada na figura 9. Basta definir as coordenadas do local que se deseja conhecer estes dados. A ferramenta utiliza como unidade de medida de irradiação kWh/m² e as amostras são dadas a cada hora (como mostra a Figura 10).

Figura 9 - Tela inicial do *Global Solar Atlas*



Fonte: Solargis (2017)

Figura 10 - Amostragem de irradiação diária por hora no Global Solar Atlas

Perfis médios por hora

Irradiação normal direta [Wh/m^2]



Fonte: Solargis (2017)

2.3 AVARIAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Quando os módulos fotovoltaicos sofrem danos a consequência pode ter relação direta com a criação de novos caminhos de circuito, cujas grandezas elétricas podem fluir ao longo da estrutura do sistema, bem como através de telhados metálicos e calhas de uma edificação.

Um equívoco comum é acreditar que os módulos fotovoltaicos param de funcionar se estiverem danificados ou quebrados. Além de apresentar o risco de um arco elétrico, quando os painéis avariados são expostos à chuva, a condutividade da água submete a estrutura a altos níveis de tensão. (SOUZA, 2019a)

3 METODOLOGIA

Para caracterizar módulos fotovoltaicos, danificados ou não, é necessário obter a curva de corrente elétrica *versus* tensão elétrica, pois esta é a informação mais relevante no que tange a operação ordinária do painel. Para análise de riscos referentes a sobreaquecimento faz-se necessária a análise da temperatura na superfície do módulo.

A metodologia implementada para a realização deste trabalho baseia-se na análise a partir da medição dos parâmetros elétricos de módulo fotovoltaico avariado, mostrado na figura 11, utilizando como base um módulo em bom estado. As quantificações de tensão elétrica, corrente elétrica e temperatura superficial serão realizadas em diferentes horários do dia em diferentes dias, buscando condições climáticas distintas, a fim de realizar a comparação para todas as possibilidades e, com estes dados, realizar uma análise de desempenho completa.

Figura 11 - Registros fotográficos do módulo fotovoltaico danificado analisado



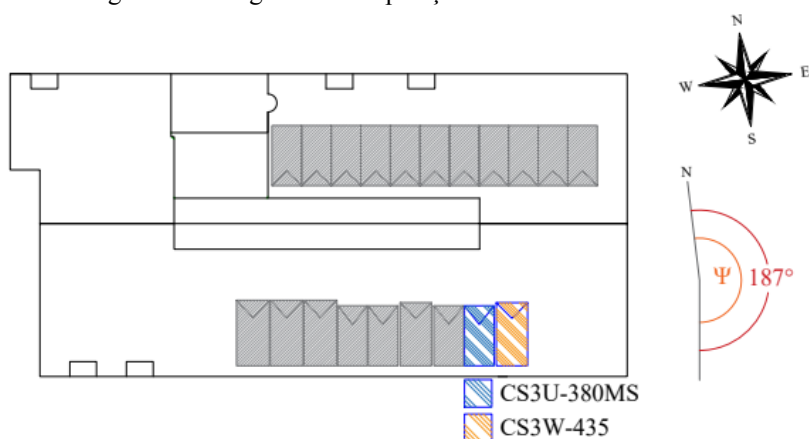
Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Quantificados os fatores descritos, é possível incluir os dados em uma projeção de geração de energia proveniente dos módulos estudados, a fim de buscar uma previsão do desempenho do sistema ao qual pertencem, bem como calcular o retorno financeiro de um sistema contendo módulos nestas condições.

3.1 DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS

Os módulos foram instalados previamente pela equipe da empresa Soul Renováveis, que forneceu os módulos danificados para o projeto. Eles foram dispostos sobre o telhado do prédio da própria empresa conforme disponibilidade de área do telhado, como mostra a Figura 12.

Figura 12 - Diagrama de disposição dos módulos no telhado



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

As informações a respeito dos módulos e da sua instalação no local de ensaios podem ser visualizadas na Tabela 2. Os parâmetros nominais que contém um asterisco possuem tal magnitude considerando Irradiância solar igual a 1000 W/m^2 e Temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tabela 2 - Parâmetros e informações sobre os módulos utilizados

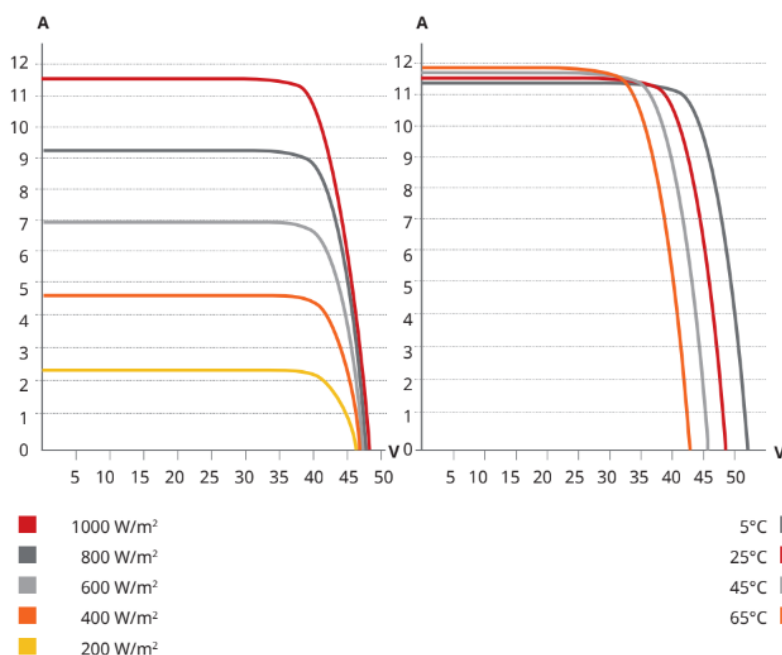
Parâmetros	Módulo de referência	Módulo avariado
Modelo	CS3U-380MS	CS3W-435
Máxima Potência Nominal (Pmax) *	380 W	435 W
Corrente elétrica de curto-circuito (Isc) *	10,01 A	11,42 A
Tensão elétrica de circuito aberto (Voc) *	47,8 V	48,5 V
Ângulo azimutal (Ψ)	7°	7°
Ângulo zenital (θ_z)	86°	86°

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Por conta de não possuir um painel do mesmo modelo que o módulo avariado a ser estudado para realizar a comparação direta, optou-se por utilizar o módulo de referência como padrão para análise indireta dos fatores climáticos. Por exemplo, medindo a corrente elétrica de curto-circuito é possível estimar um valor para a irradiância, de acordo com as curvas características mostradas no *datasheet*.

A figura 13 contém as curvas de corrente elétrica *versus* tensão elétrica, verificando-se que a irradiância influencia fortemente a corrente elétrica, enquanto a temperatura não causa variações expressivas para os objetivos do projeto.

Figura 13 - Curva de corrente elétrica *versus* tensão elétrica do módulo de referência



Fonte: Canadian Solar INC (2020)

A partir da medição da corrente elétrica de curto-circuito do módulo de referência é possível obter um fator de proporcionalidade α_{isc} que relaciona a corrente de curto-circuito para irradiância igual a 1000 W/m² e a corrente de curto-circuito considerando a exposição à irradiância presente no momento da medição. Este fator possibilitará, futuramente, uma análise relacionando a corrente de curto-circuito nominal do módulo avariado e a corrente de curto-circuito proporcional às condições climáticas.

3.2 MEDIÇÕES DE TEMPERATURA

3.2.1 Medição da temperatura superficial dos módulos

Conhecer a temperatura superficial dos módulos é de extrema importância para analisar os riscos de sobreaquecimento e até mesmo incêndio. Esse parâmetro também pode ser utilizado, junto à temperatura ambiente e ao coeficiente térmico do módulo para medir indiretamente a irradiância, grandeza esta que está diretamente relacionada à magnitude de corrente que o painel pode fornecer.

Para medição da temperatura sobre o módulo foi utilizado um termômetro visual infravermelho FLUKE VT02, conforme mostrado na figura 14, na qual o visor do instrumento mostra uma captura de temperatura medida.

Figura 14 - Registro fotográfico da medição de temperatura



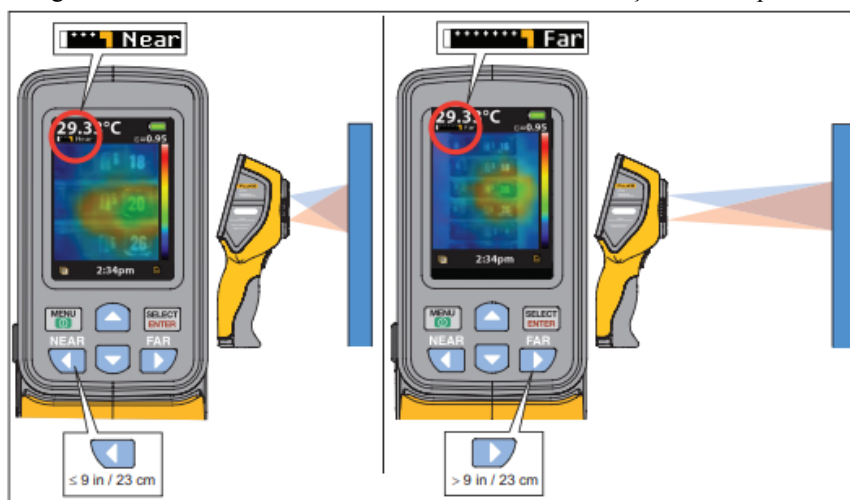
Fonte: elaborado pelo autor (2022)

De acordo com as instruções contidas no manual de utilização (FLUKE CORPORATION, 2012), os termômetros do modelo utilizado e similares precisam ser ambientados para oferecer medições mais precisas. O tempo de aquecimento ou resfriamento adequado varia de acordo com o modelo e com as condições ambientais. Embora a maioria deles necessite ser exposto entre três e cinco minutos ao ambiente, recomenda-se mantê-lo

aproximadamente dez minutos no ambiente antes de iniciar as medições e assim foi feito com o instrumento utilizado antes de iniciar as medições.

O termômetro possui uma função para corrigir a paralaxe. Pressionando os botões *NEAR* ou *FAR* determina-se se a medição será realizada a uma distância entre 15 e 23 centímetros ou superior a 23 centímetros, respectivamente, como mostra a figura 15.

Figura 15 - Manual de usuário Fluke: distância das medições de temperatura

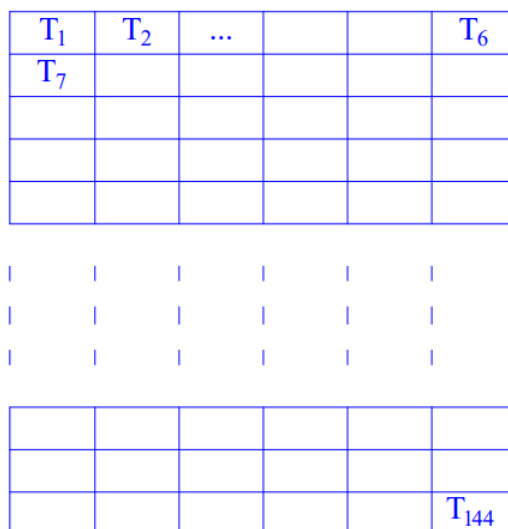


Fonte: Fluke Corporation (2012)

Para o desenvolvimento deste trabalho foi selecionada a opção *FAR*. Esta escolha se deu por conta das medições serem realizadas a distâncias superiores a 23 centímetros, especialmente nas áreas do painel onde o acesso com o instrumento era dificultado.

Foi realizada uma varredura por toda a superfície do módulo, buscando pontos com picos de calor. Com o objetivo de limitar o número de pontos de medição, optou-se por centralizar o instrumento de medição de temperatura sobre cada célula, totalizando 144 medidas por módulo. Essas medidas foram repetidas após cada ciclo de medição da curva de corrente elétrica *versus* tensão elétrica e os valores de temperatura em cada célula são registrados - de T_1 a T_{144} , conforme a figura abaixo.

Figura 16 - Desenho simplificando os pontos de medição de temperatura dos módulos



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

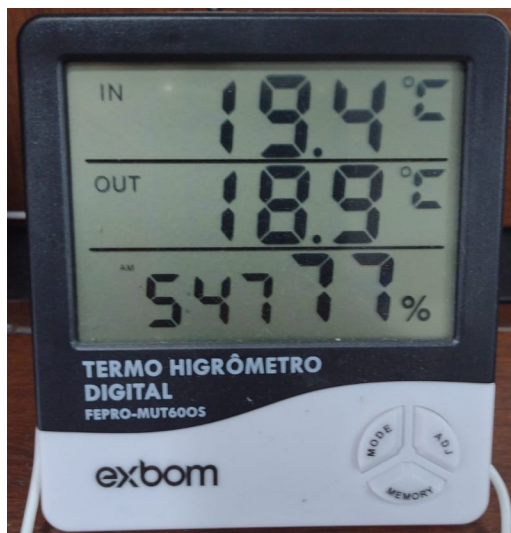
3.2.2 Medição de temperatura ambiente

A medição de temperatura ambiente serve como auxílio para a medição indireta da irradiância. Em posse desta medida, junto à medida da temperatura superficial do módulo e ao coeficiente térmico do módulo obtido pelo *datasheet*, é possível calcular a irradiância a partir da equação 8.

$$G = \frac{T_{mod} - T_{amb}}{Kt} \quad (8)$$

onde, Kt [$^{\circ}C/Wm^2$] é o coeficiente térmico do módulo, T_{mod} [$^{\circ}C$] é a temperatura superficial do módulo e T_{amb} [$^{\circ}C$] a temperatura ambiente. Principalmente pelo fato de não possuir um sensor específico medindo a irradiância instantaneamente, faz-se necessário obter esta grandeza de forma alternativa, a fim de parametrizá-la após ter em posse todos os dados. Para medição da temperatura ambiente foi utilizado um sensor digital termo higrômetro EXBOM FEPRO-MUT600S, mostrado na figura abaixo.

Figura 17 - Sensor de temperatura ambiente utilizado

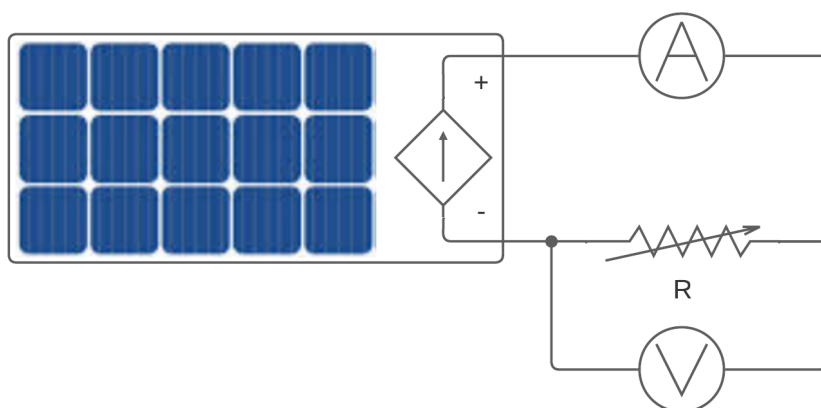


Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

3.3 MEDIÇÃO DE CORRENTE ELÉTRICA E TENSÃO ELÉTRICA

Com o objetivo de traçar a curva de corrente elétrica *versus* tensão elétrica foi desenvolvido um circuito que possibilitasse a variação de carga resistiva. Conforme aumenta-se a carga nos terminais do módulo o valor da corrente é atenuado, partindo de I_{sc} (corrente elétrica de curto-circuito) até zero. Ao mesmo tempo, a tensão, que inicialmente possuía valor igual a zero, tem seu valor sendo ampliado até atingir o valor de V_{oc} (tensão elétrica de circuito aberto), conforme a Lei de Ohm. A figura abaixo mostra o circuito de forma simplificada.

Figura 18 - Circuito simplificado de medição de corrente elétrica e tensão elétrica



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

De acordo com o *datasheet* do módulo, ele poderia atingir 435 W de potência na melhor condição climática e se posicionado na melhor orientação. Partindo do pressuposto

que na estação do ano na qual o trabalho foi desenvolvido as condições climáticas não seriam as que forneceriam as maiores magnitudes para o projeto, considerou-se que este valor de pico de potência não seria atingido. Entretanto, desconhecendo *a priori* o efeito de um módulo danificado, para evitar acidentes e danos aos equipamentos de medição, projetou-se cargas resistivas a serem alimentadas por este equipamento considerando a potência máxima.

3.3.1 Reostato

Por conta do alto custo para adquirir uma carga resistiva variável de alta potência, optou-se por utilizar um reostato de resistência máxima nominal $50\ \Omega$, disponibilizado pelo LMEAE (Laboratório de Máquinas Elétricas Acionamentos e Energia) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, mostrado na figura 19, porém o reostato suportava apenas 4,5 A, o que considerou-se insuficiente para o experimento completo, partindo do princípio que a corrente elétrica do painel poderia atingir a magnitude de aproximadamente 11 A. Foi definido, então, realizar com o reostato as medidas desde zero até 4,5 A.

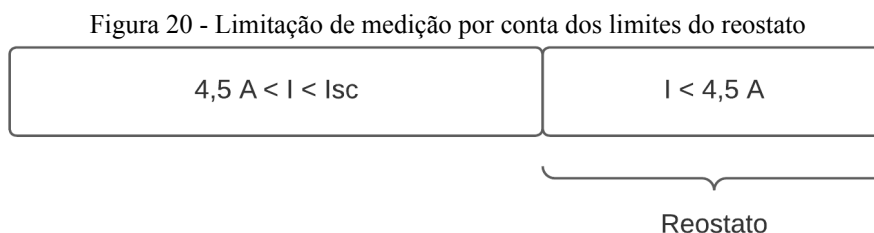
Figura 19 - Registros fotográficos do Reostato utilizado no projeto



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

3.3.2 Carga resistiva FAME

Utilizando apenas o reostato a medição ficaria limitada a 4,5 A, como mostrado na figura abaixo.



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Para resolver este problema foi desenvolvido um quadro de cargas resistivas, utilizando cinco resistências ordinariamente utilizadas em chuveiros da marca FAME, cujas características nominais são mostradas na tabela 2. A corrente elétrica que estes equipamentos conseguem suportar possui uma magnitude superior à corrente máxima proveniente dos módulos fotovoltaicos. Para conhecer a sua resistência nominal, basta aplicar à Lei de Ohm as informações contidas no produto, conforme a equação (9).

$$R = \frac{V^2}{P} \quad (9)$$

onde, R é a resistência nominal [Ω] calculada do produto, V é a tensão elétrica nominal [V] e P é a potência elétrica nominal [W].

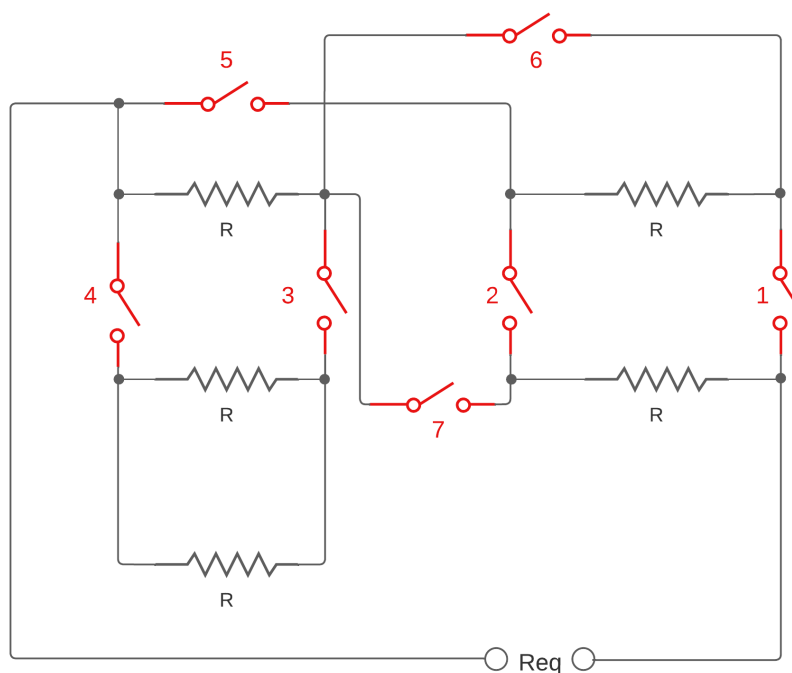
Tabela 3 - Dados nominais das resistências utilizadas no quadro de cargas

Equipamento	Potência elétrica	Tensão elétrica	Resistência calculada
Resistência FAME	5400 W	127 V	2,98 Ω

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

A fim de possuir diferentes valores de resistência elétrica equivalente a partir da associação das resistências de alta potência, o quadro foi montado utilizando conectores pré-isolados entre as cargas, de modo que de forma prática e rápida as associações pudessem ser feitas, desfeitas e refeitas. A figura abaixo mostra o circuito elétrico com as cargas e os conectores, onde Req é a resistência equivalente medida nos terminais do quadro.

Figura 21 - Quadro de cargas resistivas para medições acima de 4,5 A.



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Os conectores estão numerados na imagem para otimizar o processo de comutação dos mesmos, tornando desnecessária uma nova análise do circuito a cada etapa para definir qual será a combinação seguinte. A tabela 3 mostra as resistências medidas com uso do multímetro Hikari HM-2010 referentes às combinações a partir dos conectores fechados. Nela também encontram-se os valores para a resistência simulada e a resistência elétrica medida em cada caso. Na coluna “Múltiplos de R_{CH} ”, R é a resistência de um único elemento de 5400 W.

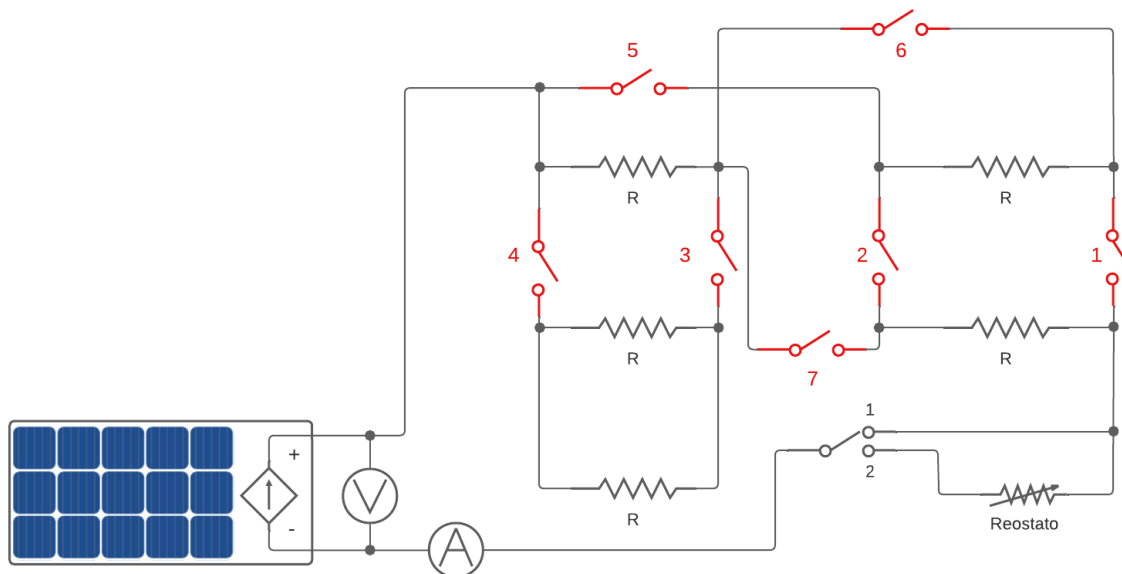
Tabela 4 - Combinações de conectores para diferentes Resistências equivalentes

Etapa	Conectores fechados	Múltiplos de R_{CH}	Req calculada	Req medida
1	1, 2, 5, 6, 7	$0 \cdot R$ (Isc)	0,0 Ω	0,0
2	1, 2, 3, 4, 5, 6	$R/5$	0,59 Ω	0,4
3	1, 3, 4, 5, 6	$R/4$	0,74 Ω	0,5
4	1, 2, 5, 6	$R/3$	0,99 Ω	0,7
5	1, 2, 5	$R/2$	1,49 Ω	1,0
6	1, 2, 3, 4, 7	$5 \cdot R/6$	2,48 Ω	1,6
7	1, 6	R	2,98 Ω	2,0
8	3, 4, 7	$4 \cdot R/3$	3,97 Ω	2,4
9	1, 2, 7	$3 \cdot R/2$	4,47 Ω	2,7
10	7	$2 \cdot R$	5,96 Ω	3,7
11	2, 3, 4, 6	$7 \cdot R/3$	6,95 Ω	4,4
12	2, 6	$3 \cdot R$	8,94 Ω	5,4

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Após o desenvolvimento do quadro de cargas, o panorama de medição ficou completo, com medições de corrente elétrica de zero até o valor de I_{sc} . O circuito final de medição com as cargas está mostrado na figura 22. Há uma conector do tipo “banana” que conecta e desconecta o Reostato ao quadro de cargas, representado no diagrama pela chave de duas posições.

Figura 22 - Associação do quadro de cargas resistivas com o reostato e com os instrumentos de medição

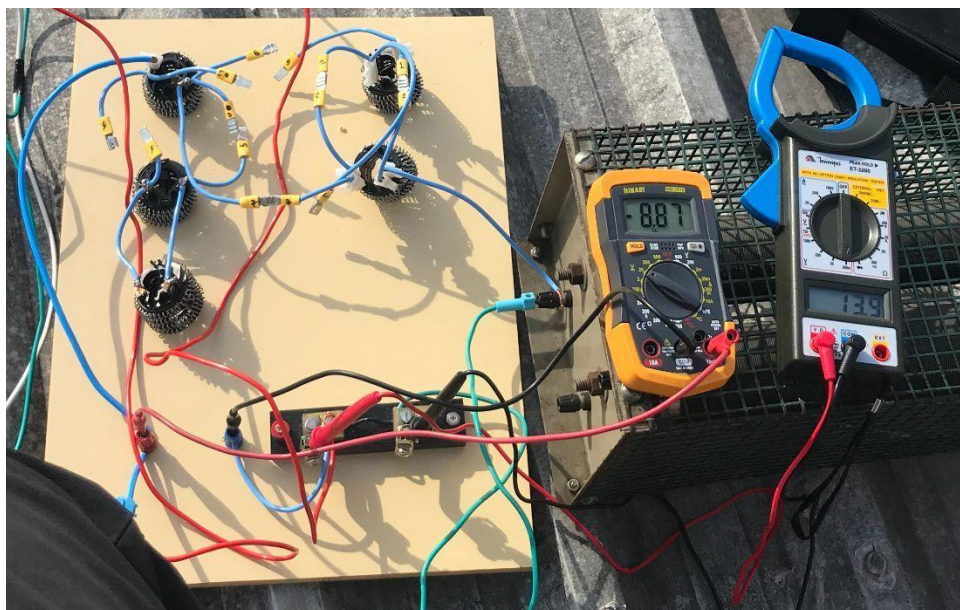


Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

3.3.3 Medição de corrente elétrica e tensão elétrica

Após a estruturação do equipamento de medição, iniciou-se o processo de medição de corrente elétrica e tensão elétrica. Para medir a tensão elétrica foi utilizado um multímetro Hikari® HM-2010. Para a medição de corrente elétrica, como os multímetros à disposição suportavam no máximo 10 A em corrente contínua e o dispositivo analisado poderia fornecer valor excedente a este, optou-se por usar um resistor *Shunt* H&B® de relação 60 mV / 15 A e medir sobre ele a tensão elétrica. Com o uso de um multímetro Minipa® ET-3200 foi realizada a medição da tensão sobre o resistor *Shunt*. Um registro fotográfico do circuito de ensaio com os instrumentos de medição pode ser visualizado na figura abaixo.

Figura 23 - Registro fotográfico do circuito de medição com os instrumentos

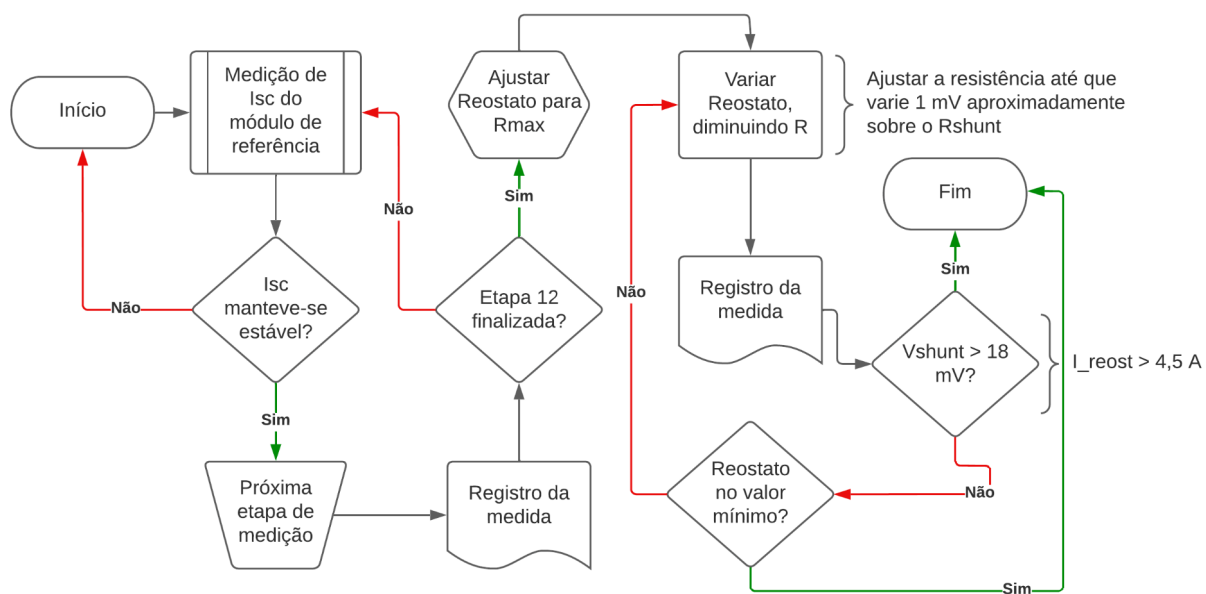


Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Antes de realizar cada medida verificava-se se a magnitude da corrente elétrica de curto-circuito do módulo de referência mantinha-se estável, pois ela representa o parâmetro para verificação indireta da variação ou não da irradiância. Em caso afirmativo, realizava-se a medida da resistência da próxima etapa (vide etapas descritas anteriormente na tabela 4).

Após a execução da medida referente à etapa 12, inicia-se a medição com o reostato. Ele era variado até o fim do curso, para resistência máxima medida ($44,2 \Omega$) e então ajustado até que a tensão sobre o *Rshunt* fosse igual a 18 mV, que correspondem aos 4,5 A que o reostato suporta. O processo completo de medição pode ser visualizado no fluxograma abaixo.

Figura 24 - Fluxograma da operação das medidas



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Os fatores climáticos, em especial a irradiância e a temperatura, têm influência direta nos parâmetros elétricos. Para possibilitar uma análise mais abrangente, dentro dos limites estabelecidos pelas condições climáticas da estação na qual o projeto foi desenvolvido, optou-se por realizar as medições em diferentes dias e horários, a fim de buscar condições climáticas distintas, conforme mostra a tabela abaixo.

Tabela 5 - Dados básicos sobre as condições para medições

Nº da medição	Data	Horário	Temperatura superficial [°C]	Temperatura ambiente [°C]
1	17/07	11:04	17,3	12,4
2	17/07	15:21	14,3	13,1
3	24/07	13:28	29,3	28,0
4	24/07	14:47	28,8	27,6
5	13/08	15:08	27,7	25,5
6	13/08	15:32	27,0	22,4

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Anterior a cada ciclo de medição de corrente elétrica e tensão elétrica foi realizada a medição da temperatura na superfície dos módulos.

A irradiância foi estimada indiretamente de duas formas:

- a partir da corrente de curto-circuito do módulo de referência
- a partir da temperatura superficial do módulo, da temperatura ambiente e do coeficiente térmico do módulo (disponibilizado no *datasheet*)

A corrente elétrica de curto-circuito é diretamente proporcional à irradiância. Com base em dois conjuntos de dados extraídos do *datasheet* do módulo de referência - o que não sofreu danos - é possível estimar encontrar uma curva para determinar a irradiância sobre o módulo. O documento fornece a corrente de curto-circuito para duas diferentes condições climáticas (STC e NMOT) e conseqüentemente, dois diferentes níveis de irradiância, conforme mostrado na figura abaixo.

Figura 25 - Relação entre a corrente de curto-circuito e condições climáticas no *datasheet*

DADOS ELÉTRICOS STC*		DADOS ELÉTRICOS NMOT*	
CS3U	380MS	CS3U	380MS
Potência Max. Nominal (Pmax)	380 W	Potência Max. Nominal (Pmax)	283 W
Tensão de Operação (Vmp)	40.0 V	Tensão de Operação (Vmp)	37.2 V
Corrente de Operação (Imp)	9.50 A	Corrente de Operação (Imp)	7.60 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	47.8V	Tensão de circuito aberto (Voc)	44.8V
Corrente de curto-circuito (Isc)	10.01 A	Corrente de curto-circuito (Isc)	8.08 A

Fonte: CANADIAN SOLAR INC (2020a)

onde,

para $G = 1000 \text{ W/m}^2$, $I_{sc} = 10,01 \text{ e}$

para $G = 800 \text{ W/m}^2$, $I_{sc} = 8,08$.

A partir desses dados obteve-se a equação (10).

$$G = 103,6 \cdot I_{sc} - 37,3 \quad (10)$$

A segunda forma de calcular indiretamente a irradiância é a partir da temperatura ambiente, da temperatura do módulo e do coeficiente térmico do módulo. O coeficiente térmico é obtido a partir da temperatura nominal de operação do módulo, encontrado no *datasheet* e mostrado na figura abaixo.

Figura 26 - Temperatura nominal de operação do módulo descrito no *datasheet* do módulo de referência

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA	
Especificação	Data
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0.36 %/°C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0.29 %/°C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0.05 %/°C
Temperatura de operação nominal do módulo	42 ± 3 °C

Fonte: CANADIAN SOLAR INC (2020a)

A partir das equações (11) e (12) calculou-se uma faixa de irradiância a partir dos dados de temperatura superficial e temperatura ambiente.

$$G = \frac{T_{mod} - T_{amb}}{K_t} \quad (11)$$

onde,

$G \text{ [W/m}^2\text{]}$ é a irradiância

$T_{mod} \text{ [}^\circ\text{C]}$ é a temperatura na superfície do módulo

$T_{amb} \text{ [}^\circ\text{C]}$ é a temperatura ambiente e

K_t [$^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$] é o coeficiente de temperatura.

$$K_t = \frac{NMOT - 20}{800} \quad (12)$$

onde,

NMOT é a temperatura nominal de operação do módulo mostrado no *datasheet*

20 ($^{\circ}\text{C}$) é a temperatura nas condições NMOT e

800 [W/m^2] é a irradiância nas condições NMOT.

A tabela 6 mostra uma relação completa das condições climáticas para cada medição.

Tabela 6 - Informações climáticas para as medições realizadas

Nº da medição	Tensão sobre o <i>shunt</i> (módulo referência) [mV]	Corrente elétrica (módulo de referência) [A]	Irradiância (a partir de I_{sc}) [W/m^2]	Irradiância (a partir da temperatura) [W/m^2]
1	14,2	3,55	330,5	156,8 ~ 206,3
2	6,7	1,68	136,3	38,4 ~ 50,52
3	20,3	5,08	488,6	41,6 ~ 54,7
4	18,2	4,55	434,2	44,8 ~ 58,9
5	12,1	3,03	276,6	150,4 ~ 197,8
6	5,8	1,45	112,9	147,2 ~ 193,6

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Os valores obtidos para irradiância a partir da temperatura foram mostrados como uma faixa porque há uma incerteza relacionada ao coeficiente de temperatura. A temperatura nominal de operação do módulo mostrada no *datasheet* possui o valor de 42 ± 3 $^{\circ}\text{C}$. Calculou-se então a irradiância para ambos os casos, 39 $^{\circ}\text{C}$ e 45 $^{\circ}\text{C}$.

Não foram apresentados valores de precisão das medidas nem incertezas relacionadas porque a grandeza que se desejava conhecer não estava sendo medida diretamente e a sua magnitude foi calculada apenas com a finalidade de estimar um valor aproximado para relacionar aos dados das características elétricas obtidas *a posteriori*.

Os resultados obtidos para irradiância a partir da temperatura não convergem com os valores obtidos a partir da corrente elétrica de curto-circuito. Esta inconsistência ocorre por conta da irradiância não ser um parâmetro de variação tão lenta quanto a temperatura e possuir muitas incertezas envolvidas (relacionadas à temperatura ambiente, à temperatura do módulo e ao coeficiente de temperatura), fazendo com que a estimativa a partir da temperatura possa corresponder a um valor de irradiância média. Optou-se, portanto, por

considerar a irradiância obtida a partir da corrente elétrica de curto-circuito do módulo de referência.

4.2 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

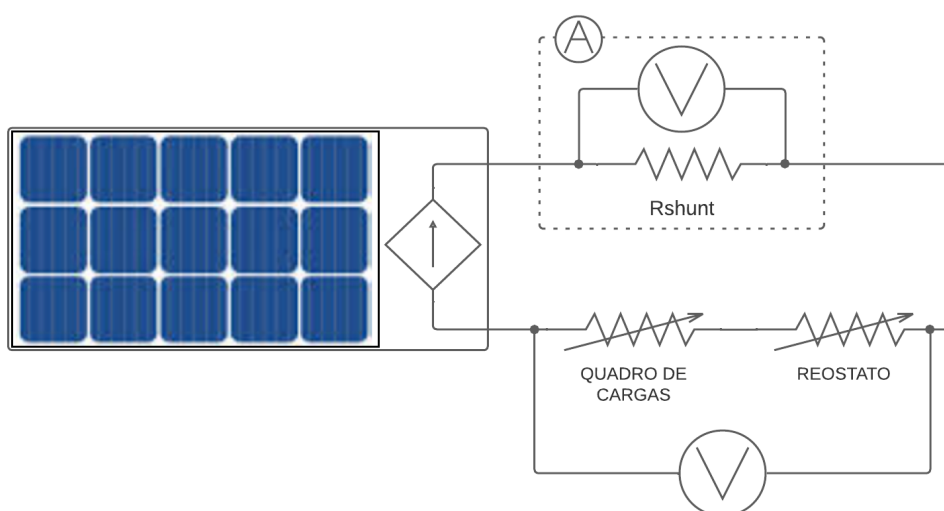
O procedimento adotado para medição de corrente elétrica e tensão elétrica foi dividido em três etapas: medição da corrente elétrica de curto-circuito, medição da tensão elétrica de circuito aberto, medição simultânea das duas grandezas com variação da carga.

A corrente de curto-circuito é, em condições normais, o maior valor de corrente medido na curva de corrente elétrica *versus* tensão elétrica. O seu valor foi o primeiro medido em cada ciclo de medidas, pois, nos casos em que fosse inferior a 4,5 A, toda a curva poderia ser obtida utilizando o reostato, fazendo desnecessário o uso do quadro de cargas resistivas. Uma das funções disponíveis no multímetro da marca Hikari é o amperímetro que pode medir até 10 A, porém apenas por 10 segundos, o que inviabilizaria a medição de grande quantidade de valores. Outra razão pela qual optou-se por não utilizar esta função é o fato de não conhecer *a priori* o comportamento do módulo. Em caso de medir algum nível de corrente superior ao limite da escala, pelo fato desta não possuir fusível, poderia danificar o equipamento.

4.2.1 Medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

A figura 27 mostra novamente o circuito utilizado para a medição das grandezas.

Figura 27 - Circuito de medição de corrente elétrica e tensão elétrica



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Como mostrado anteriormente, as medições foram realizadas em diferentes dias e horários, com o objetivo de diversificar os fatores climáticos. As tabelas abaixo contêm os valores medidos de tensão elétrica em ambos os multímetros, sendo uma coluna referente à tensão sobre o resistor *Shunt*, cujas medidas serão utilizadas para cálculo da corrente elétrica. Os números são mostrados exatamente conforme lidos no visor do instrumento.

As duas primeiras medições, mostradas nas tabelas 7 e 8, foram realizadas ainda sem ter à disposição o reostato. Desta forma, só foi possível adquirir valor para posteriormente traçar a parte inicial da curva $I-V$, além da medida da tensão elétrica de circuito aberto, na última linha.

Tabela 7 - Primeira sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
14,2	2	0,00	20
14,4	2	1,44	20
13,7	2	1,71	20
13,8	2	2,41	20
13,6	2	3,40	20
11,8	2	4,72	20
12,6	2	6,30	20
11,5	2	6,92	20
10,9	2	7,35	20
10,5	2	9,71	20
9,8	2	10,78	20
9,1	2	12,28	20
0,0	2	46,5	200

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Tabela 8 - Segunda sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
7,1	2	0,00	20
6,9	2	0,69	20
7,0	2	0,87	20
8,0	2	1,40	20
6,4	2	1,61	20
5,9	2	2,36	20

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
5,8	2	2,93	20
5,6	2	3,36	20
5,5	2	3,71	20
5,3	2	4,90	20
5,5	2	6,05	20
5,4	2	7,29	20
0,0	2	44,7	200

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

A partir da terceira sequência de medidas, em posse do reostato, foi possível registrar uma quantidade maior de valores, desde a corrente elétrica de curto-circuito até a tensão elétrica de circuito aberto. As tabelas 9 e 10 mostram os valores medidos no dia 24/07 e as tabelas 11 e 12 mostram os valores medidos no dia 13/08.

Tabela 9 - Terceira sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
19,9	2	0,00	20
20,5	2	1,89	20
22,4	2	2,71	20
22,2	2	3,74	20
20,2	2	5,13	20
19,3	2	6,04	20
18,4	2	7,56	20
20,0	2	8,87	20
19,3	2	11,84	20
17,0	2	12,53	20
16,3	2	14,70	20
16,3	2	15,43	20
18,8	2	21,0	200
18,6	2	27,7	200
18,4	2	28,0	200
18,1	2	29,6	200
18,2	2	30,1	200
19,1	2	31,6	200
16,5	2	38,3	200

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
14,4	2	39,7	200
12,7	2	40,1	200
11,1	2	40,8	200
10,6	2	41,0	200
9,9	2	41,3	200
8,8	2	41,9	200
4,5	2	42,5	200
6,4	2	42,6	200
0,0	2	42,9	200

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Tabela 10 - Quarta sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
19,8	2	0	20
19,1	2	1,06	20
17,4	2	1,21	20
17,0	2	1,83	20
16,9	2	2,97	20
16,5	2	3,37	20
16,3	2	4,45	20
15,8	2	5,04	20
16,1	2	6,57	20
16,0	2	7,88	20
15,6	2	10,01	20
21,7	2	13,83	20
18,0	2	14,72	20
20,8	2	16,80	20
21,5	2	19,41	20
20,6	2	21,1	200
20,3	2	22,6	200
20,5	2	23,8	200
17,1	2	25,5	200
19,5	2	32,6	200
16,0	2	36,8	200
18,4	2	37,3	200
16,9	2	38,1	200

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
16,0	2	38,4	200
14,5	2	39,5	200
13,4	2	39,7	200
12,4	2	40,2	200
10,8	2	40,5	200
9,1	2	41,0	200
7,8	2	41,4	200
0,0	2	43,3	200

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Tabela 11 - Quinta sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
12,3	2	0,00	20
12,0	2	1,03	20
12,2	2	1,32	20
11,9	2	1,77	20
11,8	2	2,65	20
11,9	2	4,30	20
11,6	2	5,18	20
12,0	2	6,80	20
11,6	2	7,72	20
11,4	2	10,20	20
11,4	2	12,23	20
10,9	2	13,21	20
10,9	2	14,50	20
11,2	2	15,76	20
11,4	2	19,71	20
11,3	2	27,1	200
11,2	2	28,1	200
11,1	2	31,4	200
10,8	2	37,1	200
9,4	2	39,5	200
7,7	2	40,9	200
6,3	2	41,7	200
5,4	2	42,2	200
4,1	2	42,6	200

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
3,4	2	42,8	200
0,0	2	43,0	200

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Na oitava medição notou-se, ao medir a corrente de curto-circuito, que a irradiância estava baixíssima e como a corrente elétrica é muito afetada por este fator, optou-se por realizar apenas as medições dos valores próximos à tensão elétrica de circuito aberto.

Tabela 12 - Sexta sequência de medidas de corrente elétrica e tensão elétrica

Tensão elétrica (shunt) [mV]	Escala [V]	Tensão elétrica [V]	Escala [V]
6,2	2	0,00	20
6,0	2	24,1	200
5,9	2	25,5	200
5,9	2	34,8	200
5,8	2	35,5	200
5,7	2	36,0	200
5,8	2	36,2	200
5,7	2	37,6	200
5,0	2	38,2	200
5,1	2	38,4	200
5,3	2	38,8	200
4,8	2	39,3	200
4,7	2	39,4	200
4,6	2	39,6	200
4,5	2	39,8	200
4,4	2	40,0	200
4,3	2	40,1	200
4,1	2	40,3	200
4,0	2	40,5	200
3,9	2	40,6	200
3,6	2	40,9	200
3,0	2	41,0	200
0,0	2	42,7	200

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

4.2.2 Potência elétrica

A potência elétrica é calculada como o produto entre a tensão elétrica e a corrente elétrica. O produto entre estas duas grandezas que resultar no maior valor dentro da faixa compreendida entre a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, denomina-se ponto de máxima potência. A potência máxima teórica foi calculada a partir do fator de forma (FF) do módulo, que é calculado a partir da equação 13 e dos dados fornecidos no *datasheet*.

$$FF \% = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{40,5 \cdot 10,75}{48,5 \cdot 11,42} = 78,6\% \quad (13)$$

onde, V_{mp} [V] é a tensão elétrica no ponto de máxima potência, I_{mp} [A] é a corrente elétrica no ponto de máxima potência, V_{oc} [V] é a tensão elétrica de circuito aberto e I_{sc} [A] é a corrente elétrica de curto-circuito.

Para as duas primeiras medições o valor potência máxima não foi calculado porque a curva $I-V$ não foi obtida por completo, o que resultaria em dados inconsistentes. A partir do fator de forma e em posse dos valores estimados de tensão elétrica de circuito aberto e corrente elétrica de curto-circuito para cada caso, determinou-se a potência máxima, mostrada na tabela 13.

Tabela 13 - Dados elétricos para o caso de máxima potência

Número da medição	Tensão elétrica de máxima potência (Vmp) [V]	Corrente elétrica de máxima potência (Imp) [A]	Potência elétrica máxima (Pmax) [W]	Potência elétrica máxima teórica (Pmax) [W]
1	-	-	-	157,8
2	-	-	-	73,5
3	38,3	4,13	158,3	217,0
4	37,3	4,60	171,6	194,6
5	37,1	2,70	100,2	129,8
6	37,6	1,43	53,6	59,2

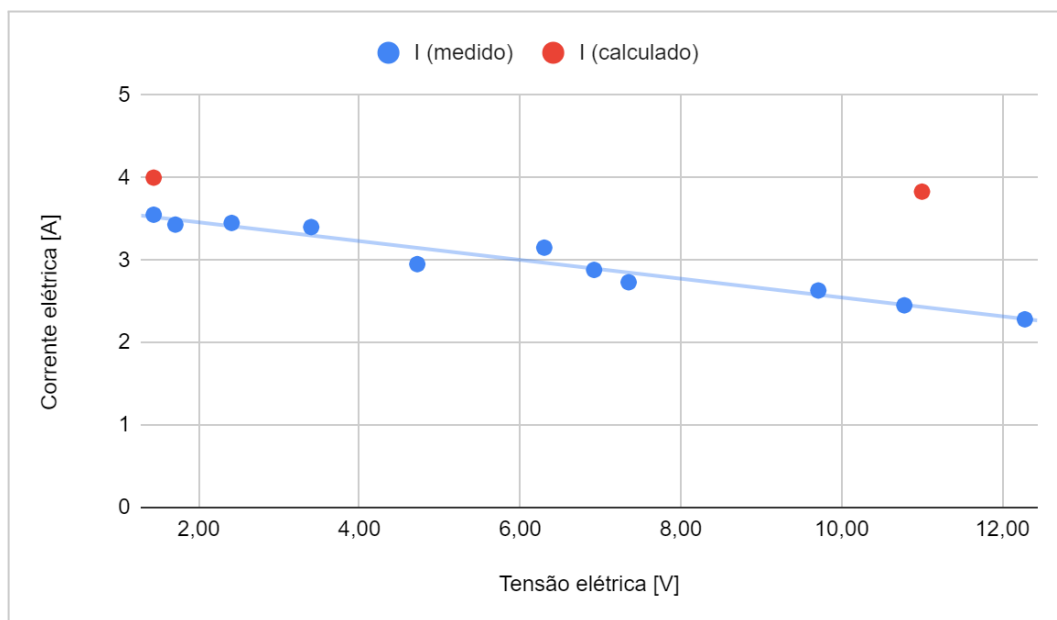
Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

4.2.3 Curvas de corrente elétrica versus tensão elétrica

Em posse dos valores medidos obteve-se as curvas de tensão elétrica *versus* corrente elétrica. Os gráficos podem ser visualizados nas imagens abaixo, nos quais a dispersão azul corresponde aos valores medidos e a dispersão vermelha corresponde aos valores teóricos. Para os dois primeiros ensaios são mostrados apenas os pontos teóricos de corrente elétrica de

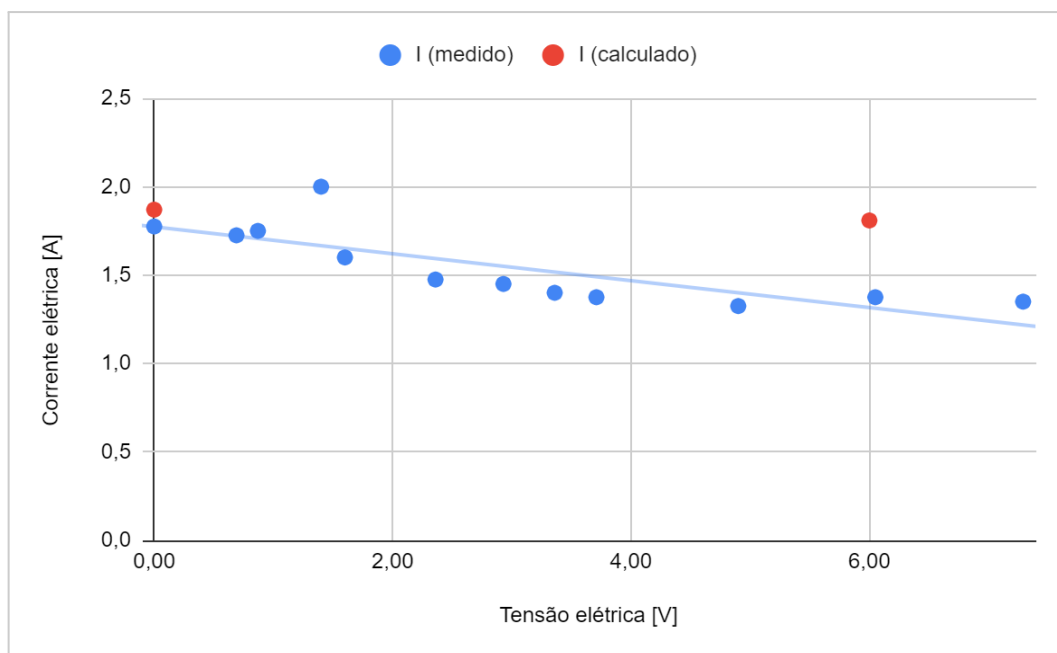
curto-circuito e o ponto de máxima potência da curva. Para as demais medições são mostrados os pontos de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e o ponto de máxima potência.

Figura 28 - Curva I - V para a primeira medição

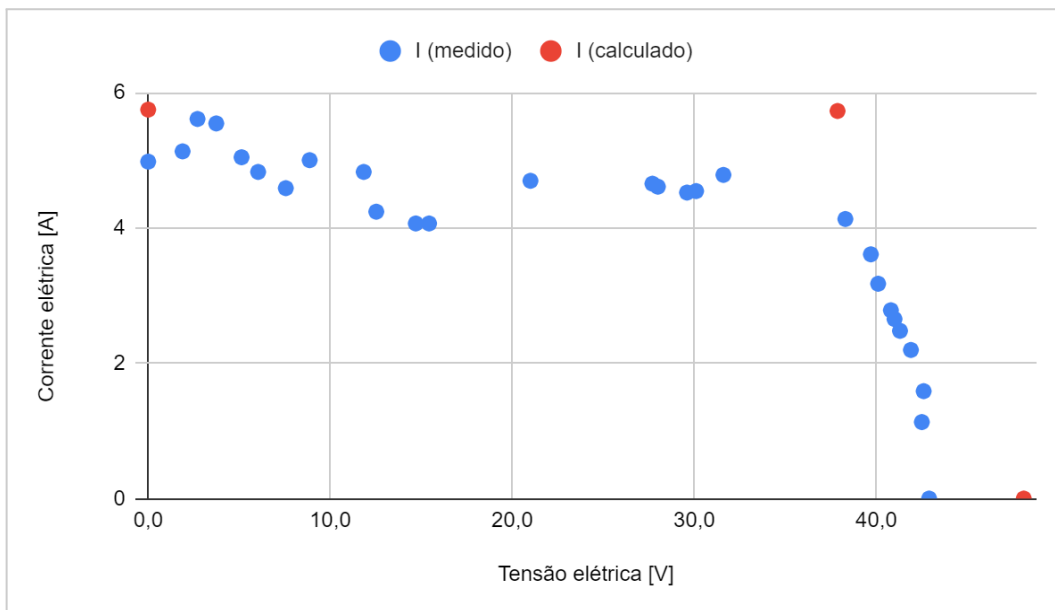


Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

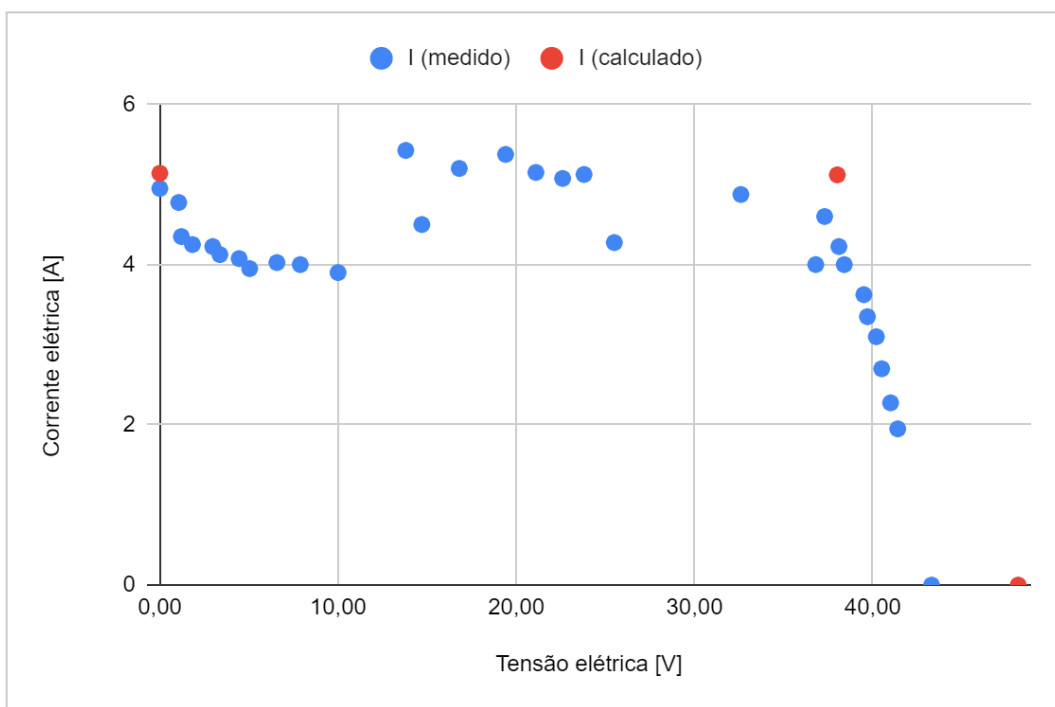
Figura 29 - Curva I - V para a segunda medição



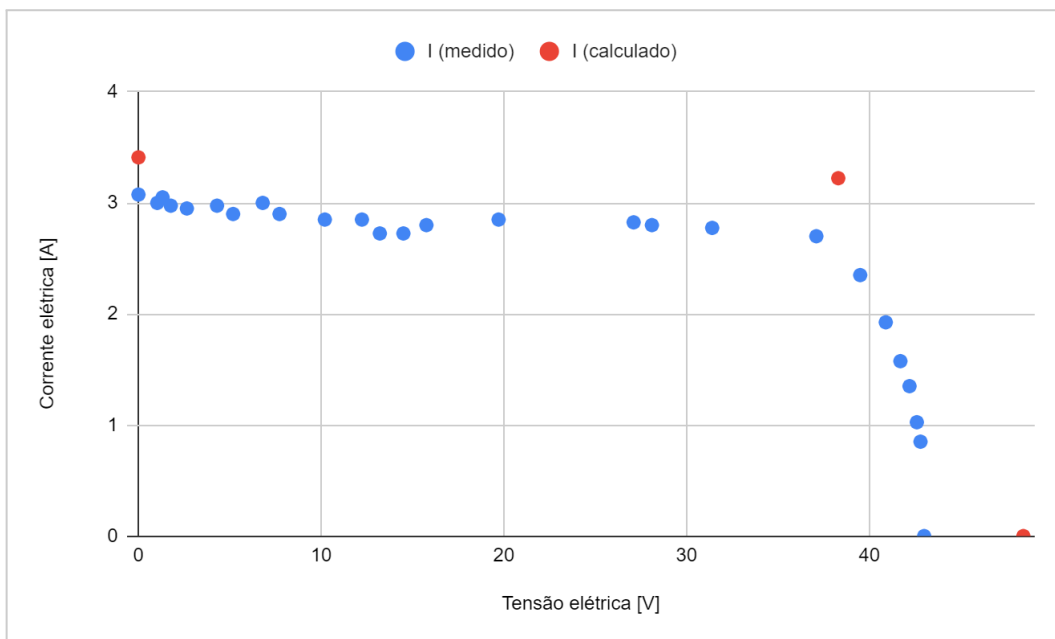
Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Figura 30 - Curva $I-V$ para a terceira medição

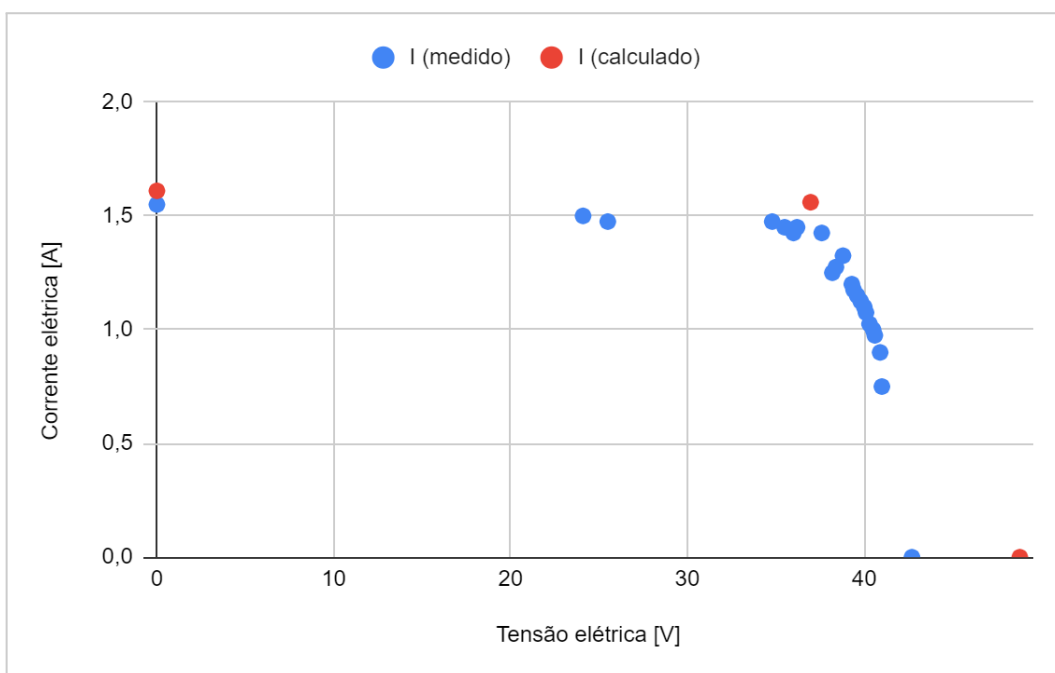
Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Figura 31 - Curva $I-V$ para a quarta medição

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Figura 32 - Curva I - V para a quinta medição

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Figura 33 - Curva I - V para a sexta medição

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

O aspecto visual das curvas de corrente elétrica *versus* tensão elétrica corresponde de forma similar à esperada. Nas medições 3 e 4 (mostradas nas figuras 30 e 31), na região mais próxima à de curto-circuito, nota-se um erro de linearidade considerável. Esses pontos muito

distantes de uma linearidade se devem à instabilidade da irradiância solar, fator este que possui relação direta com a corrente elétrica. Notou-se também que as curvas sofrem distorções pelo fato da irradiância e da temperatura não serem fatores controlados.

4.2.4 Análise a partir do módulo de referência

Conforme mencionado anteriormente, por não possuir disponível e em condições normais de operação e aparência um módulo fotovoltaico do mesmo modelo que o módulo danificado, para a caracterização elétrica utilizou-se um painel de outro modelo apenas como referência para cálculo indireto de fatores externos, como a irradiância, por exemplo.

A partir da corrente de curto-circuito do módulo de referência estimou-se a irradiância. Em posse do *datasheet* do módulo a ser analisado, cujos dados utilizados são mostrados na figura 34, obteve-se a equação (14) que relaciona a irradiância com a corrente de curto-circuito.

Figura 34 - Relação entre a corrente de curto-circuito e condições climáticas no *datasheet*

DADOS ELÉTRICOS STC*		DADOS ELÉTRICOS NMOT*	
CS3W	435MS	CS3W	435MS
Potência Max. Nominal (Pmax)	435 W	Potência Max. Nominal (Pmax)	325 W
Tensão de Operação (Vmp)	40.5 V	Tensão de Operação (Vmp)	37.8 V
Corrente de Operação (Imp)	10.75 A	Corrente de Operação (Imp)	8.59 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	48.5 V	Tensão de circuito aberto (Voc)	45.6 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	11.42 A	Corrente de curto-circuito (Isc)	9.21 A

Fonte: CANADIAN SOLAR INC (2020b)

$$I_{sc} = 0,0110 \cdot G + 0,37 \quad (14)$$

onde,

G [W/m^2] é a irradiância e

I_{sc} [A] é a corrente elétrica de curto-circuito.

A partir dos valores de irradiância estimados a partir da corrente elétrica de curto-circuito do módulo de referência, estimou-se os valores de I_{sc} , que são mostrados na tabela 14. Optou-se por realizar a comparação a partir da corrente elétrica de curto-circuito pois julgou-se que este parâmetro apresentaria menor erro que os demais, por exemplo a potência máxima, visto que o primeiro sofre alteração significativa apenas em relação à irradiância, fator este que foi medido de forma indireta em um módulo em estado regular.

Tabela 14 - Comparação entre corrente elétrica teórica e corrente elétrica medida

Nº da medição	Irradiância estimada [W/m ²]	It - Corrente de curto-circuito teórica [A]	Im - Corrente de curto-circuito medida [A]	Relação Im/It (%)
1	330,5	4,00	3,55	88,7 %
2	136,3	1,87	1,78	95,2 %
3	488,6	5,76	4,98	86,4 %
4	434,2	5,15	4,95	96,1 %
5	276,6	3,41	3,08	90,3 %
6	112,9	1,61	1,55	96,3 %

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

4.3 ANÁLISE DE *PAYBACK*

Para a análise do tempo de retorno do investimento foi considerada uma situação real, cujas características da unidade consumidora e orçamento de sistema foram disponibilizados pela empresa M.A. Saul. A tabela 15 exibe um resumo das características da unidade. A tabela 16 exibe o consumo mensal do ano de 2021.

Tabela 15 - Características da unidade consumidora

Informação	Valor	Unidade
Consumo médio mensal	440	kWh/mês
Taxa de disponibilidade	115,00	R\$/mês
Custo médio mensal de energia	492,33	R\$/mês
Consumo total no ano anterior	5.275	kWh/ano

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Tabela 16 - Consumo mensal no ano de 2021

Mês	Consumo [kWh]
Janeiro	395
Fevereiro	655
Março	610
Abril	421
Maio	442
Junho	416

Mês	Consumo [kWh]
Julho	371
Agosto	354
Setembro	360
Outubro	387
Novembro	402
Dezembro	462

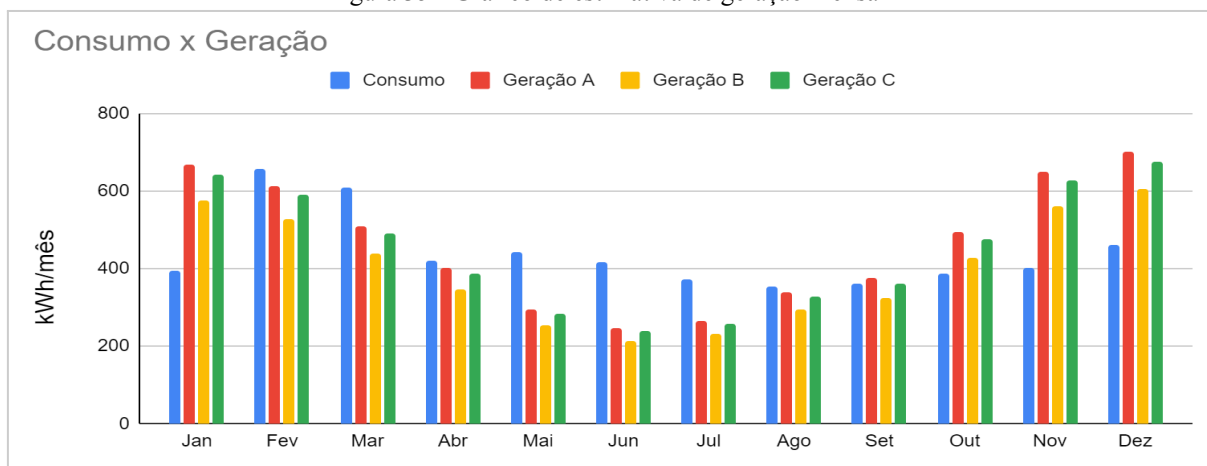
Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Os equipamentos considerados no orçamento foram os seguintes:

- Módulo fotovoltaico - 10 unidades
 - Fabricante/modelo: Canadian CS3W-435MS
 - Potência de pico: 435 W
- Inversor de frequência - 1 unidade
 - Fabricante: Intelbras
 - Máxima potência nominal: 4,6 kW
- Potência de pico do sistema: 4,35 kW

Com base nestes dados e na planilha comercial de projeção de geração disponibilizada, obteve-se o gráfico com os valores de consumo e geração mensal, mostrado na figura 35, na qual “Geração A”, “Geração B” e “Geração C” correspondem respectivamente às estimativas de: geração considerando um módulo em estado regular, geração considerando um módulo avariado no pior caso (86,4 % da capacidade) e geração considerando um módulo avariado no melhor caso (96,3 %), mostrados anteriormente na tabela 14.

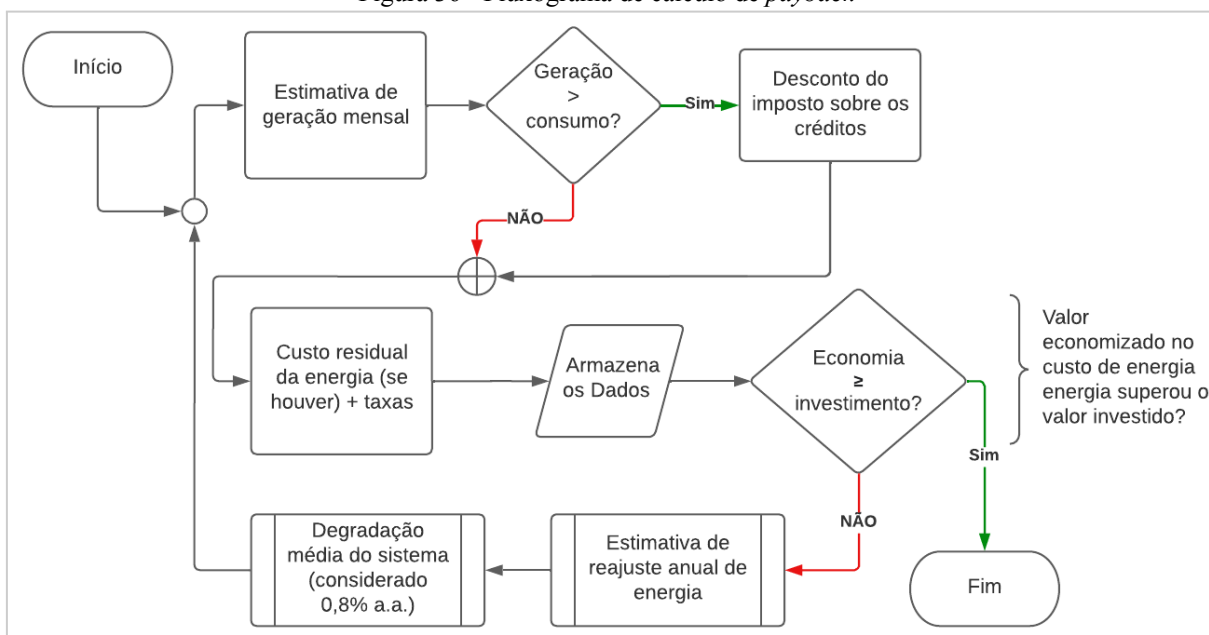
Figura 35 - Gráfico de estimativa de geração mensal



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Os dados no gráfico mostrado não estão quantificados de forma legível, porém a intenção desta amostragem é permitir uma comparação visual. Os cálculos completos não podem ser exibidos por conta da confidencialidade da planilha disponibilizada, entretanto o fluxograma de cálculo e os resultados obtidos a partir desta são exibidos na figura 36 e nas tabelas 17 e 18, respectivamente.

Figura 36 - Fluxograma de cálculo de *payback*



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Tabela 17 - Resumo da estimativa financeira para os sistemas projetados

	Geração A	Geração B	Geração C
Custo médio mensal de energia [R\$/mês]	492,33	492,33	492,33
Geração média mensal estimada [kWh/mês]	462	399	445
Economia média mensal no primeiro ano [R\$]	328,10	283,40	315,90
Economia total no primeiro ano [R\$]	3.973,20	3.401,70	3.791,54

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Tabela 18 - Dados para análise da viabilidade financeira para os sistemas projetados

	Geração A	Geração B	Geração C
Valor investido [R\$]	22.830,64	22.830,64	22.830,64
Reajuste anual de energia estimado (%)	4,5	4,5	4,5
Tempo de retorno do investimento [anos]	5 anos e 11 meses	7 anos e 3 meses	6 anos e 3 meses

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

A partir dos dados obtidos nas tabelas de estimativa e análise financeira observa-se que no caso dos módulos avariados o tempo de retorno do investimento (*payback*) é superior ao módulo em bom estado. Para o pior caso, ou seja, na coluna “Geração B”, estimou-se que a diferença de tempo de retorno atingirá o acréscimo de 1 ano e 4 meses em relação ao módulo em bom estado, o que significa um tempo aproximadamente 22 % maior.

4.4 ANÁLISE DA TEMPERATURA DOS MÓDULOS

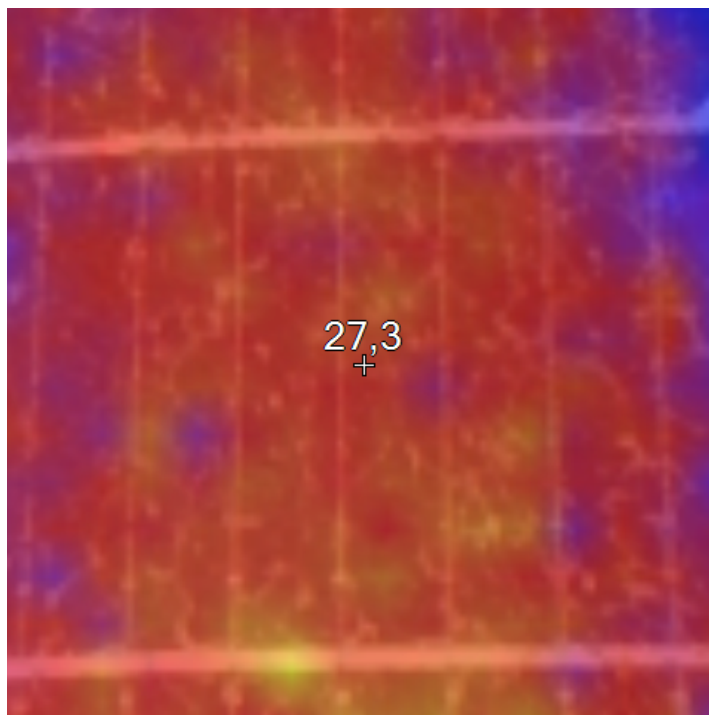
A temperatura superficial foi medida em cada célula do módulo danificado, a fim de buscar possíveis picos de temperatura por conta das rachaduras e trincas no vidro. A figura 37 mostra a temperatura em cada célula para a medição 1 e a figura 38 é uma imagem exportada do software de visualização da câmera termográfica, Fluke SmartView.

Figura 37 - Temperatura das células do módulo fotovoltaico avariado antes da primeira medição

17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,4
17,3	17,4	17,4	17,4	17,2	17,2
17,1	17,4	17,4	17,3	17,2	17,3
17,1	17,4	17,3	17,3	17,3	17,3
17,1	17,3	17,4	17,4	17,3	17,3
17,2	17,3	17,4	17,4	17,2	17,3
17,2	17,4	17,4	17,4	17,4	17,3
17,2	17,3	17,3	17,3	17,4	17,3
17,0	17,4	17,3	17,3	17,4	17,3
17,1	17,4	17,3	17,4	17,4	17,2
17,0	17,2	17,4	17,3	17,3	17,2
17,0	17,0	17,4	17,4	17,3	17,1
17,1	17,2	17,4	17,3	17,2	17,1
17,0	17,4	17,3	17,3	17,3	17,1
17,1	17,4	17,4	17,2	17,4	17,1
17,1	17,3	17,4	17,3	17,4	17,1
17,1	17,4	17,4	17,3	17,4	17,1
17,2	17,4	17,4	17,2	17,4	17,2
17,2	17,3	17,4	17,3	17,3	17,2
17,1	17,4	17,4	17,4	17,3	17,1
17,1	17,3	17,3	17,4	17,3	17,0
17,0	17,3	17,3	17,3	17,3	17,1
17,0	17,3	17,3	17,4	17,2	17,1
17,1	17,3	17,3	17,4	17,2	17,1
17,1	17,3	17,3	17,2	17,1	17,1
17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Figura 38 - Temperatura medida sobre uma célula



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

A temperatura medida sobre a superfície de cada módulo antes de cada medição é mostrada na tabela 19. As lacunas “temperatura mínima” e “temperatura máxima” correspondem respectivamente à temperatura mínima e máxima medidas em cada célula.

Tabela 19 - Temperatura superficial sobre os módulos

Número de medição	Temperatura mínima [° C]	Temperatura máxima [° C]	Temperatura média [° C]
1	17,0	17,4	17,3
2	14,1	14,4	14,3
3	29,2	29,5	29,3
4	28,7	30,0	28,8
5	27,5	27,8	27,7
6	26,9	27,3	27,0

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

4.4.1 Comparação térmica entre o módulo de referência e o módulo danificado

Partindo do pressuposto de que o módulo danificado possui uma temperatura superficial superior à que seria medida em situações comuns, mediu-se a temperatura superficial do módulo de referência, a fim de comparar esta característica entre eles. Como

ambos possuem o mesmo NMOT ($42 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$), considerando as equações (11) e (12) mostradas anteriormente, se expostos à mesma irradiância, a temperatura superficial média deve ser a mesma para os dois casos. A tabela 20 mostra os dados de temperatura superficial dos dois módulos, para efeitos de comparação.

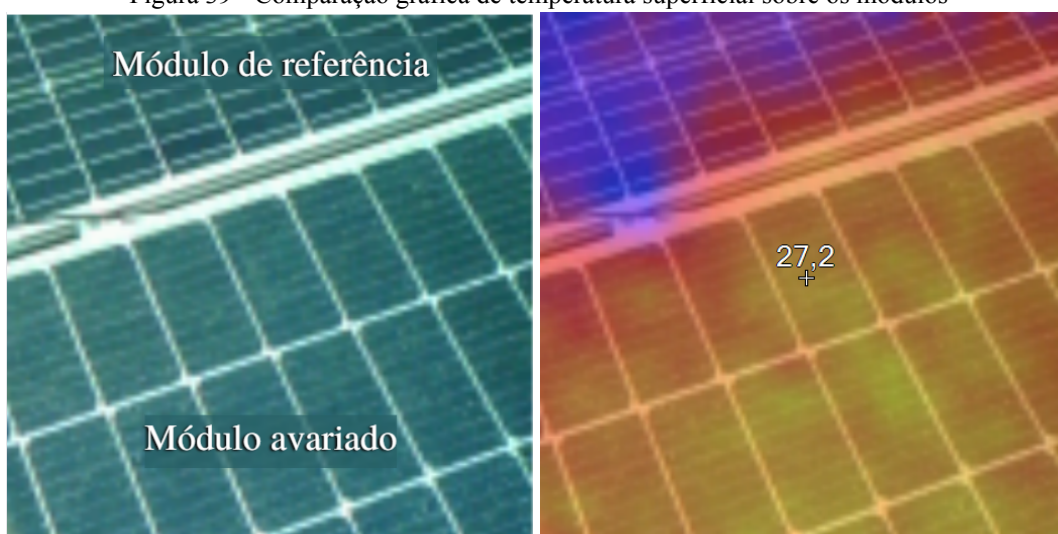
Tabela 20 - Comparação de temperatura superficial sobre os módulos

Número de medição	Tref - Temperatura no módulo de referência [$^\circ\text{C}$]	Tav - Temperatura no módulo danificado [$^\circ\text{C}$]	Relação Tav / Tref
1	16,1	17,3	1,074 (+ 7,4 %)
2	13,9	14,3	1,028 (+ 2,8 %)
3	26,9	29,3	1,089 (+ 8,9 %)
4	26,7	28,8	1,076 (+ 7,6 %)
5	26,7	27,7	1,037 (+ 3,7 %)
6	26,2	27,0	1,030 (+ 3,0 %)

Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Analisando a tabela acima nota-se que o módulo danificado possui uma temperatura superficial superior à do módulo de referência. Isso é elucidado na figura 39. Não foi possível registrar quantitativamente na mesma imagem os dois níveis de temperatura, porém na célula cuja região está mais azulada a temperatura medida foi de $26,3 \text{ }^\circ\text{C}$. Embora não tenha sido medida alguma magnitude de temperatura muito superior à média do próprio módulo avariado, a diferença de temperatura superficial ele e o módulo de referência denota possibilidades de riscos de sobreaquecimento e superaquecimento.

Figura 39 - Comparação gráfica de temperatura superficial sobre os módulos



Fonte: elaborado pelo próprio autor (2022)

Se as medidas fossem realizadas em uma estação do ano em que a irradiância e a temperatura ambiente possuem valores maiores, possivelmente a diferença de temperatura poderia proporcionar uma análise mais completa sobre os riscos relacionados a estes fatores.

5 CONCLUSÃO

De acordo com os dados obtidos no presente projeto de diplomação, julgou-se viável a utilização dos módulos danificados, visto que os mesmos apresentam geração de energia considerável e, nas condições climáticas em que foi analisado, o sobreaquecimento apresentado não denota riscos. Embora não sejam capazes de fornecer a mesma quantidade de energia que um módulo em estado regular, podem ser aproveitados em usinas fotovoltaicas, dispensando a necessidade de descarte ou reciclagem.

Este projeto foi desenvolvido no inverno, uma estação do ano cujos valores de irradiância, fator diretamente relacionado à geração, não atingem a magnitude considerada nas condições de teste padrão. Se o mesmo procedimento fosse desenvolvido no verão, possivelmente a diferença de temperatura percebida entre o módulo danificado e o módulo de referência teria uma maior magnitude e poderia então qualificar os riscos associados ao uso de painéis similares ao estudado.

Para uma análise completa da operação dos módulos avariados deve ser prevista uma metodologia na qual sejam controlados os fatores climáticos. Pode ser utilizado, por exemplo, um simulador solar, no qual seja possível medir a curva característica de corrente elétrica *versus* tensão elétrica de forma abrangente, variando a temperatura e a irradiância solar, sem depender das condições climáticas. Outra alternativa é fazer uso de um sensor de irradiância, a fim de medir diretamente a mesma. A medida de irradiância pode ter incertezas associadas, visto que foi medida a partir da corrente elétrica de curto-circuito de um módulo em estado regular, porém não caracterizado experimentalmente, ou seja, sem referência de irradiância para calibração do mesmo.

Por fim, analisou-se o retorno do investimento financeiro do sistema: o *payback*. A partir dos dados obtidos foi possível fazer uma estimativa de retorno do investimento e compará-la à estimativa para um módulo de mesmo modelo e sem dados. Entre os seis ensaios realizados foram selecionados os dois cujos resultados foram mais extremos. Para o pior caso, estimou-se um retorno de investimento com um atraso de 22% em relação à projeção com um módulo em estado normal.

Nas condições climáticas em que esse trabalho foi desenvolvido um módulo fotovoltaico danificado pode ser utilizado para geração de energia limpa e renovável sem oferecer riscos. Além de fornecer energia, diminui a quantidade de material a ser reciclado ou descartado, fato este que tem consequência em dois aspectos: financeiro e ambiental. O

retorno financeiro, entretanto, possui um retardo de até 1 ano e 4 meses para o pior caso estudado, em relação à projeção de um módulo em estado normal.

6 REFERÊNCIAS

BÜHLER, A. J; KRENZINGER, A. **Estudo do coeficiente de variação da tensão de circuito aberto de módulos fotovoltaicos com a temperatura a partir de ensaios no escuro**. 2007. 9 p. Laboratório de Energia Solar (Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.

CANADIAN SOLAR INC. **PV Module Product Datasheet**. CS3U-MS. Ontário, Canadá, 2020a. 2 p. v. 5.61.

CANADIAN SOLAR INC. **PV Module Product Datasheet**. CS3W-MS. Ontário, Canadá, 2020b. 2 p. v. 5.56.

DACHERY, Joiris M. **Diferença entre irradiância e irradiação**. Energês. Disponível em: <[FLUKE CORPORATION \(Everett, WA\). **User Guide: VT02, VT04a, VT04 Visual IR Thermometer**. 2. rev.: Fluke Corporation, 2012. 40 p.](https://energes.com.br/diferenca-de-irradiancia-e-irradiacao/#:~:text=Irradi%C3%A2ncia%20representa%20o%20fluxo%20de,por%20unidade%20de%20%C3%A1rea%20desta.>>. Acesso em: julho de 2022.</p></div><div data-bbox=)

HIKARI (São Paulo, SP). **Manual de Instruções: Multímetro Digital HM-2010**. 7. rev. Hikari Ferramentas. 2019. 18p.

KIPPER, Felipe D. et al. **Análise da variação dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos com a irradiância**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado/RS, p. 1-9, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/329/329>. Acesso em: julho de 2022.

LUNA, Márcio L. M. **Comparação e validação de modelos elétricos de um diodo e dois diodos de um módulo fotovoltaico**. 2013. 74 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2013.

MINIPA (São Paulo, SP). **Manual de Instruções: Alicata Amperímetro Digital ET-3200**. 4. rev. Minipa do Brasil, 2016. 23p.

PIMENTEL, Rodrigo. **Energia Solar: Aprenda a lucrar com a sua própria casa**. Blog EletroJr. 2020. Disponível em: <<https://eletrojr.com.br/2020/05/12/energia-solar-aprenda-a-lucrar-com-a-sua-propria-casa/>>.

Acesso em: maio de 2022.

PINHO, João T; GALDINO, Marco A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES**, Rio de Janeiro, 25 mar. 2014. CEPTEL-CRESESB, p. 1-530.

REIS, Pedro. **Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares**. Portal Energia, 2017. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>>. Acesso em maio de 2022.

SAMPAIO, Priscila G. V *et al.* Renewable and Sustainable Energy Reviews: Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Elsevier**, v. 74, p. 590-601, 19 abr. 2017.

SOFTSOLAR. **1 Ano após a instalação de uma usina solar fotovoltaica em Sorveteria de Assis Chateaubriand-PR**. 2020. Disponível em: <<https://www.softsolar.com.br/post/1-ano-apos-a-instalacao-de-uma-usina-solar-fotovoltaica-em-sorveteria-de-assis-chateaubriand-pr>>. Acesso em maio de 2022.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas**. Versão 2.7. Solargis. 2017. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: julho de 2022.

SOUZA, João P. **Conheça os riscos e as soluções de segurança em sistemas fotovoltaicos**. Ecori Blog, 2019a. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/conheca-os-riscos-e-as-solucoes-de-seguranca-em-sistemas-fotovoltaicos>>. Acesso em maio de 2022.

SOUZA, João P. **Silício mono ou policristalino: quem vence o duelo?** Canal Solar, 2019b. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/silicio-mono-ou-policristalino-quem-vence-o-duelo/>>. Acesso em: maio de 2022.