

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL – UCS**  
**CAMPUS UNIVERSITÁRIO DA REGIÃO DOS VINHEDOS – CARVI**  
**ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E ENGENHARIA**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**EVANDRO SCUSSEL**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS ORIUNDOS DE SOMBREAMENTO E MICROFISSURA**  
**SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PAINÉIS SOLARES**

**BENTO GONÇALVES**

**2020**

**EVANDRO SCUSSEL**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS ORIUNDOS DE SOMBREAMENTO E MICROFISSURA  
SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PAINÉIS SOLARES**

Trabalho de Conclusão de Curso II  
apresentado ao Centro de Ciências  
Exatas, da Natureza e de Tecnologia da  
Universidade de Caxias do Sul como  
requisito parcial para obtenção do título  
de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. Tiago Cassol  
Severo

**BENTO GONÇALVES**

**2020**

**EVANDRO SCUSSEL**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS ORIUNDOS DE SOMBREAMENTO E MICROFISSURA  
SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PAINÉIS SOLARES**

Trabalho de Conclusão de Curso II  
apresentado ao Centro de Ciências  
Exatas, da Natureza e de Tecnologia da  
Universidade de Caxias do Sul como  
requisito parcial para obtenção do título  
de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 3 de dezembro de 2020.

COMISSÃO EXAMINADORA:

---

Prof. Me. Tiago Cassol Severo

---

Prof. Me. Andréa Cantarelli Morales

---

Prof. Dra. Danusia de Oliveira de Lima

Dedico este trabalho aos meus pais, Moacir e Zélia, a minha noiva Aline e meus irmãos.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por ter me dado a oportunidade de iniciar minha jornada acadêmica e ter chegado a esta etapa final do Curso de ENGENHARIA ELÉTRICA.

A minha noiva Aline Cenci por ter me apoiado, incentivado, e pela compreensão nesta caminhada.

Aos meus pais Moacir Scussel e Zélia L. De Marco Scussel e ao meu irmão Ederson Scussel pelo apoio durante a graduação.

Eu agradeço a todos os professores, mestres estes que me passaram o aprendizado necessário para ser um melhor ser humano e profissional.

Ao meu Orientador Tiago Cassol Severo por ter me incentivado nesta área.

*“A mente que se abre a uma nova ideia  
jamais volta ao seu tamanho original.”*

**Albert Einstein**

## RESUMO

O aumento da geração de energia através de sistemas fotovoltaicos se dá pelos benefícios ambientais e as vantagens econômicas agregadas ao setor. Pensando nisso, há uma preocupação em que os sistemas fotovoltaicos sejam instalados de forma correta para que sua geração não seja afetada. A instalação de sistemas fotovoltaicos em locais sombreados durante o dia poderá ser prejudicial ao sistema de geração devido à formação de pontos quentes sobre os módulos ou diminuir a geração como todo. Da mesma forma, quando for instalado um módulo fotovoltaico com microfissuras ou fissuras oriundas de torções ou má instalação também poderá prejudicar a geração elétrica do sistema, podendo até inutilizar o módulo fotovoltaico. Assim, o trabalho tem por objetivo quantificar em porcentagem o quanto essas duas perturbações afetam a geração dos sistemas fotovoltaicos. Na forma experimental com o uso da metodologia das curvas I-V (*Corrente versus Tensão*) e P-V (*Potência versus Tensão*), e com o auxílio de um sistema de simulação computacional. No entanto, os resultados para o sombreamento projetado na horizontal houve maiores perdas, sendo que com apenas 15% do módulo sombreado a geração diminuiu próximo à zero. Já para o sombreamento na vertical do módulo, devido à atuação dos diodos de desvio ele suporta um maior sombreamento, porém quando ele está sombreado 50% a geração diminuiu para 25,3% da nominal. Para as perdas de potência por microfissuras quando é aplicada uma torção que causa um esforço na vertical de 5° no módulo, as perdas ficaram próximas a 10%. Com os valores relacionados às perdas de potência por sombreamentos e microfissuras são feitas simulações para o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica.

**Palavras chave:** geração de energia, módulos fotovoltaicos, sombreamento, microfissuras, curvas I-V e P-V.

## ABSTRACT

The increase of energy generation by photovoltaic systems is due to the environmental concern and the added cost benefit to the sector. With that in mind, there is a concern that photovoltaic systems are installed correctly so that their generation is not affected. The installation of photovoltaic systems in shaded places during the day may be harmful to the generation system due to the formation of hot spots on the modules or decrease the electric generation. Likewise, when a photovoltaic module is installed with micro cracks or cracks resulting from torsions or poor installation, it can also harm the electrical generation of the system and, it may even render the photovoltaic module unusable. Thus, the work aims to quantify in percentage how much these two disturbances that affect the generation of photovoltaic systems. The I-V and P-V curves and with the aid of a computer simulation system to characterization method. However, the results for the shading projected horizontally had greater losses, being that with only 15% of the shaded module the generation decreases close to zero. As for the vertical shading of the module, due to the action of the deviation diodes it supports a greater shading, however when it is shaded 50% the generation decreases to 25.3% of the nominal. For micro-cracked power losses when a torsion is applied that causes a 5 ° vertical stress on the module, the losses are close to 10%. With the values related to power losses due to shading and micro cracks, simulations are performed for the performance of a photovoltaic system connected to the electrical grid.

**Keywords:** power generation, photovoltaic modules, shading, micro-cracks, I-V and P-V curves.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Adição de energias renováveis. ....	18
Figura 2 – Ranking Estadual de potência instalada.....	19
Figura 3 – Esquema de SFCR. ....	20
Figura 4 – Efeito fotovoltaico na junção <i>pn</i> .....	22
Figura 5 – Modelo equivalente de célula fotovoltaica (modelo com diodo). ....	23
Figura 6 – Curva <i>I-V</i> de célula fotovoltaica de silício. ....	24
Figura 7 – Curva <i>P-V</i> . ....	25
Figura 8 – A relação da corrente pela tensão em cada arranjo. ....	26
Figura 9 – Geração de energia em função da Irradiância.....	27
Figura 10 – Eficiência da célula fotovoltaica em função da temperatura. ....	28
Figura 11 – Ligação dos diodos de desvio em módulos fotovoltaicos. ....	29
Figura 12 – Comportamento da curva <i>I-V</i> com o sombreamento. ....	29
Figura 13 - Módulo danificado por rachaduras e microfissuras. ....	30
Figura 14 – Orientações do sombreamento do cabo multiplexado. ....	32
Figura 15 – Modelo do Simulink para obtenção das curvas <i>I-V</i> e <i>P-V</i> . ....	33
Figura 16 – Imagem termográfica em células sombreadas. ....	34
Figura 17 – Disposição dos diodos de desvio. ....	35
Figura 18 – Módulos vistos por câmera de eletroluminescência e a olho nu. ....	36
Figura 19 – Fluxograma para aquisição de dados.....	37
Figura 20 – Aquisição de dados. ....	40
Figura 21 – Processo de captura de imagens de eletroluminescência. ....	42
Figura 22 – Níveis de sombreamento no módulo fotovoltaico. ....	42
Figura 23 – Pontos de fixação e ponto de envergamento do módulo. ....	43

Figura 24 – Procedimento experimental.....	44
Figura 25 – Fluxograma das etapas de desenvolvimento do projeto.....	46
Figura 26– Curva I-V com irradiância = 700 W/m <sup>2</sup> e diversas temperaturas.....	47
Figura 27 – Curva I-V com T= 25 °C e diversas Irradiâncias.....	48
Figura 28 – Disposição dos equipamentos para aquisição dos dados. ....	48
Figura 29 – Disposição dos módulos e medição da radiação solar. ....	49
Figura 30 – Curvas I-V para caracterização do módulo.....	50
Figura 31 - Curvas P-V para caracterização dos módulos. ....	50
Figura 32 – Esquemático e bancada de testes para eletroluminescência. ....	52
Figura 33 – Imagens eletroluminescentes dos módulos.....	52
Figura 34 – Curvas I-V para sombreamento na horizontal e vertical do módulo.....	53
Figura 35 – Curvas P-V para sombreamento na horizontal e vertical.....	54
Figura 36 – Teste de microfissuras para inclinações.....	55
Figura 37 – Eletroluminescência para inclinação de 2°.....	56
Figura 38 – Eletroluminescência para inclinação de 4°.....	56
Figura 39 – Eletroluminescência para inclinação de 5°.....	57
Figura 40 – Células danificadas por pisar no módulo.....	57
Figura 41 – Resultados das perdas de potência por microfissuras.....	58
Figura 42 – Pontos quentes provenientes de células danificadas. ....	59
Figura 43 – Menu de entrada do simulador de perdas de geração.....	60
Figura 44 – Valores de referência.....	60
Figura 45 – Sistema normal e sistema sombreado. ....	61
Figura 46 – Sistema normal e sistema com microfissuras.....	62

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Artigos correlacionados .....	38
Tabela 2 – Resultados da caracterização dos módulos. ....	51
Tabela 3 – Resultado das perdas de potência por sombreamento no módulo fotovoltaico.....	54
Tabela 4 – Resultados das microfissuras.....	58

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

I-V	Corrente versus Tensão
P-V	Potência versus Tensão
USD	Dólar dos Estados Unidos
ONU	Organização das Nações Unidas
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
MPPT	Rastreador de Máximo Ponto de Potência
PSPICE	Programa de Simulação com Ênfase em Circuitos Integrados
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IR	Infravermelho
EL	Eletroluminescente

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	15
1.1	OBJETIVO GERAL .....	16
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	16
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	18
2.1	ENERGIA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO .....	18
2.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE (SFCR) .....	20
2.3	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS .....	21
<b>2.3.1.</b>	<b>Efeito fotovoltaico</b> .....	21
<b>2.3.2.</b>	<b>Curva I-V e P-V</b> .....	22
<b>2.3.3.</b>	<b>Arranjo de células e módulos fotovoltaicos</b> .....	26
<b>2.3.4.</b>	<b>Influência da irradiância e da temperatura</b> .....	27
2.4	IMPACTO DO SOMBREAMENTO EM PAINÉIS SOLARES .....	28
2.5	MICROFISSURAS E ELETROLUMINESCÊNCIA .....	30
2.6	ARTIGOS CORRELACIONADOS .....	31
<b>2.6.1.</b>	<b>Artigo 1</b> .....	31
<b>2.6.2.</b>	<b>Artigo 2</b> .....	33
<b>2.6.3.</b>	<b>Artigo 3</b> .....	34
<b>2.6.4.</b>	<b>Artigo 4</b> .....	35
<b>2.6.5.</b>	<b>Artigo 5</b> .....	36
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA APLICADA</b> .....	39
3.1	EQUIPAMENTOS E MÉTODO DE AQUISIÇÃO DE DADOS .....	39
3.2	CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	40
<b>3.1.1</b>	<b>Curva I-V em relação à radiação solar</b> .....	40

<b>3.2.1</b>	<b>Curva I-V em relação à temperatura .....</b>	<b>41</b>
<b>3.3.1</b>	<b>Caracterização do módulo fotovoltaico em função das microfissuras.</b>	<b>41</b>
3.3	SOMBREAMENTO .....	42
3.4	MICROFISSURA.....	43
3.5	PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL.....	44
3.6	SIMULAÇÃO COM SOFTWARE.....	44
3.7	FLUXOGRAMA.....	46
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>47</b>
4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS EM SIMULADOR .....	47
4.2	CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS DE FORMA EXPERIMENTAL.....	48
4.3	CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS POR MICROFISSURA.....	51
4.4	SOMBREAMENTO PARCIAL .....	53
4.5	MICROFISSURAS .....	55
4.6	SIMULAÇÃO DE MICROGERAÇÃO.....	59
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>63</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>64</b>
	<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>66</b>
	<b>APÊNDICE B .....</b>	<b>68</b>
	<b>ANEXO A .....</b>	<b>69</b>
	<b>ANEXO B .....</b>	<b>69</b>
	<b>ANEXO C .....</b>	<b>70</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica proveniente de fontes alternativas e sustentáveis teve um crescimento significativo nos últimos anos. Com este aumento da energia solar se faz necessário maiores cuidados no modo da instalação dos sistemas, para que possam trabalhar de maneira eficiente no quesito geração. Alguns fatores que prejudicam os sistemas fotovoltaicos durante a sua instalação e que serão abordados neste trabalho são: o sombreamento e as microfissuras.

O sombreamento é um dos eventos que prejudicam significativamente a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. Normalmente são sombras projetadas por elementos em seus redores, tais como: árvores, postes, prédios, torres, cabos elétricos, entre outros. Além dessas formas de sombreamento pode ocorrer devido: à sujeira da poeira, dejetos de pássaros, ou até pelo sombreamento dinâmico das nuvens [14].

As microfissuras ou fissuras em células fotovoltaicas são outro fator que diminui a geração de energia elétrica e a durabilidade dos sistemas fotovoltaicos. Elas ocorrem durante o transporte ou também por uma instalação mal projetada, que provoque esforços mecânicos sobre os módulos solares. Para que elas possam ser identificadas o módulo fotovoltaico é submetido a uma câmera de eletroluminescência para identificar possíveis microfissuras em suas células fotovoltaicas.

Este trabalho tem como o objetivo caracterizar as perdas elétricas decorridas do sombreamento ou microfissuras. Por serem pontos importantes, que devem ser observados na hora da instalação de sistemas de geração solar.

Para caracterizar as perdas elétricas na geração devido ao sombreamento ou microfissuras, é necessária uma metodologia padronizada. Serão utilizados dois módulos fotovoltaicos, sendo que um irá servir de referência e o outro será submetido ao sombreamento e aos testes que causariam as microfissuras. Normalmente as curvas  $I-V$  e  $P-V$  são utilizadas para caracterizar as células ou módulos fotovoltaicos, além disso, pode ser comparado o desempenho sob diversas influências externas ou internas.

Como os sistemas fotovoltaicos dependem da radiação solar e da influência da temperatura, essas duas curvas devem ser levadas em consideração na hora dos testes experimentais. Para haver comparações de geração elétrica as condições devem ser as mesmas de temperatura e radiação solar [15].

Os resultados deste trabalho é a análise dos impactos na geração de energia elétrica devido ao sombreamento e as microfissuras em módulos fotovoltaicos. Será quantificada a partir das perdas elétricas a diferença porcentual entre condições normais e anormais dos módulos testados.

O trabalho é disposto com os seguintes tópicos: energia solar no Brasil e no Mundo, sistema fotovoltaico conectado à rede, características elétricas, impactos do sombreamento em painéis solares, artigos correlacionados, equipamentos e métodos de aquisição de dados, caracterização dos módulos fotovoltaicos, sombreamento e microfissura, resultados e conclusões.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

Analisar os impactos elétricos oriundos do sombreamento e microfissuras sobre sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Alinhado com o objetivo geral, foram definidos como objetivos específicos:

- a) Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados para gerar as curvas I-V e P-V características dos módulos fotovoltaicos a serem ensaiados;
- b) Medição das curvas características de módulos solares com sombreamento, registrando as perdas elétricas devido à sombra projetada;
- c) Medição das curvas características de módulos solares microfissurados, analisando as perdas elétricas pelas microfissuras;
- d) Para microfissura relacionar as imagens oriundas de uma câmera térmica e as características elétricas;
- e) Fazer comparações dos dados obtidos pelo sombreamento e microfissuras com módulos fotovoltaicos em condições normais de instalação, quantificando as perdas elétricas;



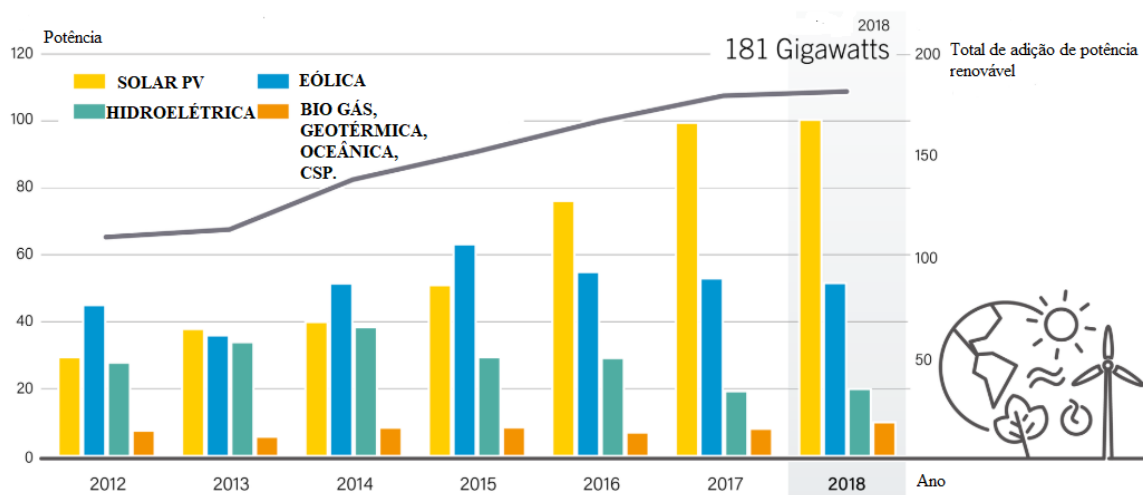
- f) Baseado nos dados experimentais anteriores, projetar um sistema de simulação computacional para simular o impacto do sombreamento e microfissura em sistemas de microgeração.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 ENERGIA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO

Na última década as energias renováveis têm se destacado em virtude da preocupação ambiental e o custo benefício agregado ao setor. A geração de energia através das energias renováveis tem sido a preferida para geração de eletricidade. Em 2018, o mundo alcançou à marca de 181 GW de capacidade de geração de energia renovável, sendo que cerca de 9% são de energia solar. Como pode ser observado na Figura 1, o perspectivo crescimento da implantação das energias renováveis no período de sete anos [1].

Figura 1 – Adição de energias renováveis.



Fonte: Adaptado [1]

A energia solar é aquela que mais gera empregos no ramo de geração de energia, sendo que até 2018 foram 3,6 milhões de empregos no mundo. A China é a líder de fabricação de energia solar fotovoltaica, além de ser o maior exportador e implantador de sistemas solares.

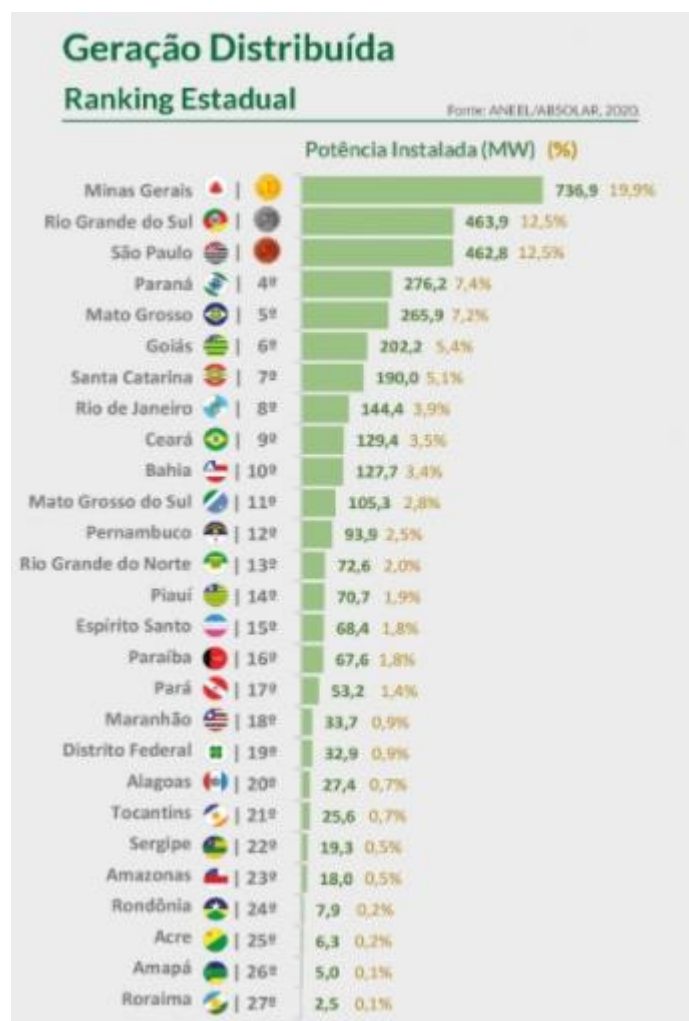
A geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos tem desempenhado um papel importante na ligação de eletricidade nos locais remotos, na África em 2018 estima-se que cerca de 5% da população tem acesso a esses sistemas fora da rede de distribuição de energia elétrica, na Ásia são 2%.

No Mundo houve um crescimento exponencial na implantação de geradores solares e tem tido incentivos para que esse crescimento continue por muitos anos. A

Aliança Solar Internacional tem o objetivo de mobilizar investimentos de um trilhão USD (Dólar dos Estados Unidos) até 2030 através de países membros da ONU (Organização das Nações Unidas) para implantação de energia solar [1].

No Brasil o setor de energia solar fotovoltaica tem gerado mais de 130 mil empregos no período entre 2012 a 2019, sendo que a perspectiva para 2020 a geração de 120 mil novos empregos na área. Na matriz energética brasileira a energia solar corresponde cerca de 1,7% com potência de 3.018,0 MW, sendo considerada somente a geração centralizada. A geração distribuída, mini e microgeração correspondem a 3.709,0 MW. O estado de Minas Gerais é o qual possui maior potência instalada com 19,9 % do total brasileiro. Conforme a Figura 2 o ranking dos estados brasileiros por potência [2].

Figura 2 – Ranking Estadual de potência instalada.



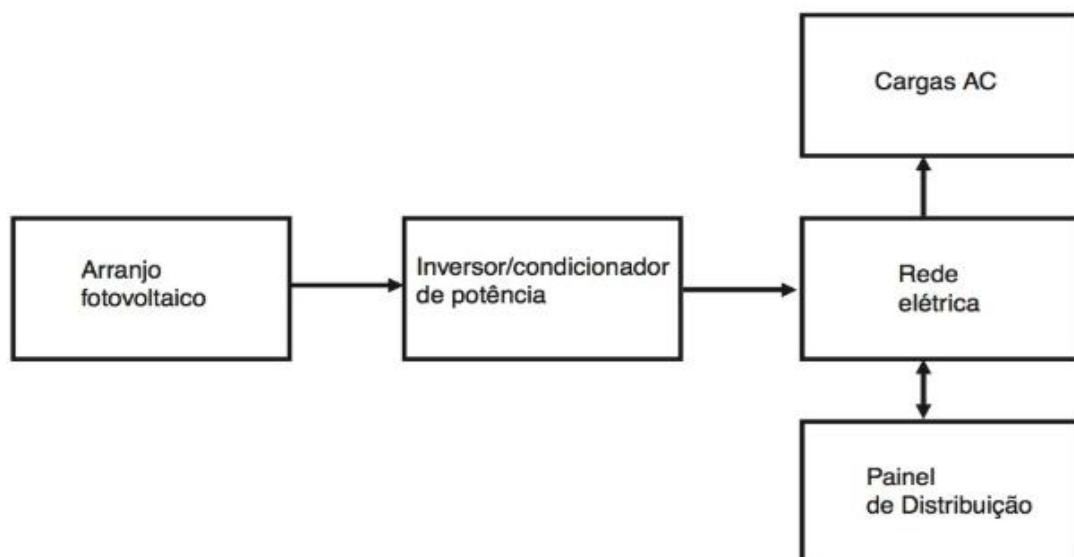
Fonte: [2]

## 2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE (SFCR)

Os sistemas fotovoltaicos são classificados em estilos, autônomos ou integrados à rede elétrica. O autônomo necessita de armazenamento, usualmente em bancos de baterias, conforme a demanda do projeto. Nos sistemas conectados à rede a energia gerada não é armazenada, sendo que ela é consumida pela unidade geradora e a excedente é injetada na rede de distribuição.

Para a conexão na rede elétrica, os arranjos dos sistemas fotovoltaicos devem ser compatíveis com a tensão, frequência e fase da rede para que possa ser feito o acoplamento desse sistema. O padrão IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) define os requisitos de conexão dos sistemas fotovoltaicos. Um esquema de um SFCR é ilustrado na Figura 3 [4].

Figura 3 – Esquema de SFCR.



Fonte: [4]

Os sistemas de GD (Geração Distribuída) são os mais comuns e em maior número por estarem conectados à rede elétrica. A GD é dividida em: microgeração que é considerada até 75 kW de potência e a minigeração de 75kW até 5MW. A GD pode ser residencial, comercial, industrial, propriedade rural e prédios públicos.

Para compensar a energia injetada na rede é feita através da normativa REN 482, sendo que, toda energia ativa injetada por microgeração ou minigeração é

cedida para distribuidora local, no entanto posteriormente compensada com o consumo de energia ativa [3].

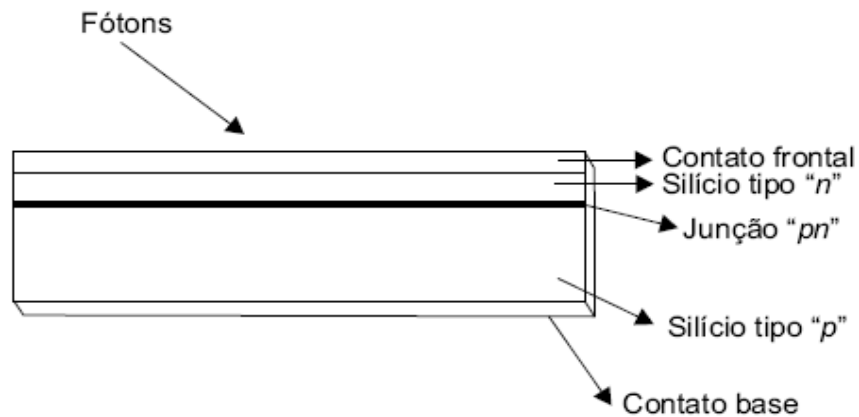
## 2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

### 2.3.1. Efeito fotovoltaico

O átomo é composto por prótons, nêutrons e elétrons. A quantidade de prótons e elétrons é igual, assim define o número atômico. O silício é o material mais comum encontrado em células fotovoltaicas, possui número atômico 14. As bandas ou orbitais em torno do núcleo são preenchidas por elétrons, sendo que a energia provida de cada elétron depende da banda em que ele se aloca. A banda de valência é a mais externa, no silício estão alocados quatro elétrons, para preenchimento total são necessários oito elétrons para esta camada. Os elétrons que estão na banda de valência podem se deslocar para outra banda muito distante, chamada banda de condução. O “*gap*” de energia se dá pela diferença de energia de um elétron que está na banda de valência e um que está na banda de condução.

O silício puro é um semicondutor intrínseco, mas quando o silício é misturado com impurezas chamadas de dopantes ele é considerado um semicondutor extrínseco. Este dopante que caracteriza se o condutor é tipo “n” ou tipo “p”, dependerá da quantidade de elétrons na banda de valência. Para que ocorra o efeito fotovoltaico no silício o comprimento da onda do fóton transmitido através da radiação solar deve ser maior de 1,12  $\mu\text{m}$  para desalojar um elétron da banda de valência. Sendo que quanto menor o comprimento de onda maior será o excesso de energia do fóton [4].

Para que haja o efeito fotovoltaico os fótons com energia superior ao *bandgap* do seu material excitam elétrons para que os mova para a banda de condução. Conforme Figura 4 é mostrado o efeito fotovoltaico na junção *pn*.

Figura 4 – Efeito fotovoltaico na junção *pn*.

Fonte: [6]

Na junção *pn*, devido o deslocamento dos elétrons da camada *n* para *p*, irá haver um acúmulo de elétrons no lado *p*, por este motivo passará a ser negativo e consequentemente com a redução de elétrons no lado de *n* ficará positivo, assim haverá uma diferença de potencial entre as duas camadas, quando uma carga conectada a corrente fluirá devido a condição gerada pela célula fotovoltaica [6].

### 2.3.2. Curva I-V e P-V

A corrente elétrica que circula em uma célula fotovoltaica, pode ser considerada pela soma da corrente da junção *pn*, através da corrente gerada pelos fótons absorvidos pela radiação. A corrente em função da tensão na célula fotovoltaica é denominada de curva *I - V* ou curva característica que pode ser descrita pela Equação 1.

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

Onde:

$I_L$ - corrente fotogerada (A);

$I_0$ - corrente de saturação reversa do diodo (A);

$n$ - fator de idealidade do diodo;

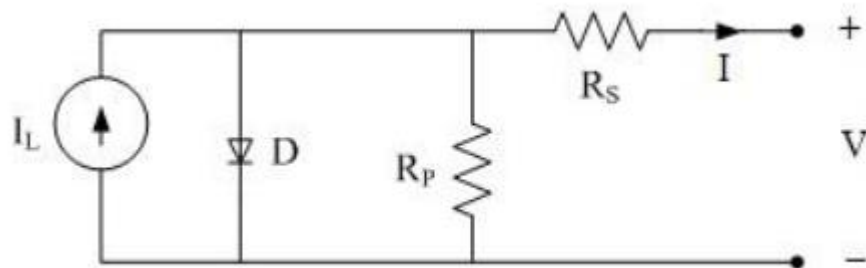
$k$ - constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K);

$q$  - carga do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C);

$T$ - temperatura absoluta (K).

O diodo e a célula fotovoltaica tem o mesmo comportamento, por causa do ( $I_L = 0$ ) sendo que a Equação 3.1 é derivada da Equação de Shockley, do diodo ideal. Na Figura 5 apresenta o circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica, sendo que  $R_s$  e  $R_p$  representam a resistência em série e paralelo [5].

Figura 5 – Modelo equivalente de célula fotovoltaica (modelo com diodo).



Fonte: [5].

Também pode ser calculada a  $I_0$  pela Equação 2 pela propriedade do material e pelo detalhamento da construção da junção  $pn$ . A corrente de saturação reversa do diodo pode ser determinada pela aplicação da tensão  $V_{oc}$  a célula no escuro, ou obtida por meio de ajustes de uma curva experimental medida.

$$I_0 = q \cdot A \cdot n_i^2 \left( \frac{Dp}{Lp \cdot Nd} + \frac{Dn}{Ln \cdot Na} \right) \quad (2)$$

$A$  – área da célula;

$n_i$  – concentradores intrínsecos do material;

$Nd, Na$  – Concentração dos dopantes tipo n e tipo p;

$Dp, Dn$  – Coeficientes de lacuna e elétrons;

$Lp, Ln$  – Comprimentos de difusão das lacunas e dos elétrons;

A célula fotovoltaica tem resistências em série e paralelo, dessa forma a Equação 3 da curva característica, torna-se:

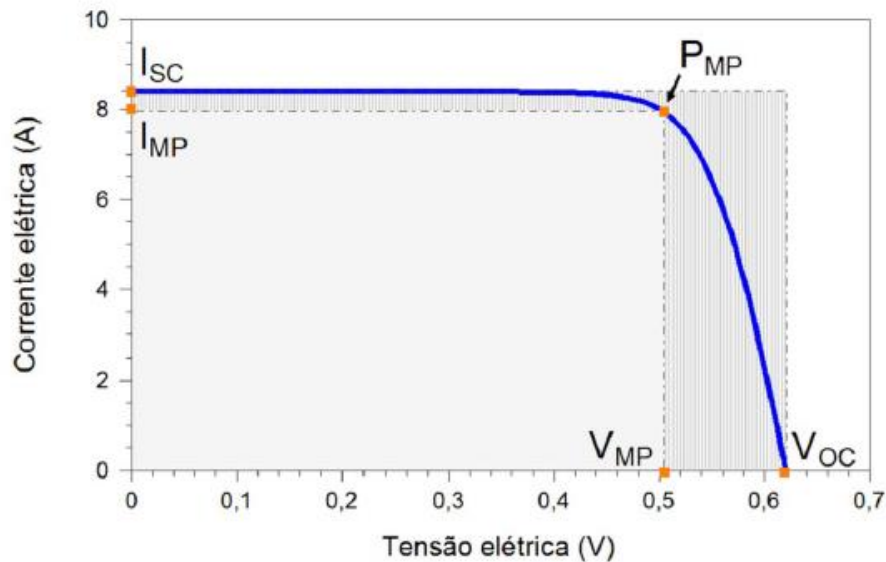
$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (3)$$

$R_s$  = resistência em série;

$R_p$  = resistência em paralelo;

A curva  $I$ - $V$  típica de uma célula fotovoltaica de silício é apresentada na Figura 6, sendo que normalmente é mostrada no primeiro quadrante, mas fisicamente a curva  $I$ - $V$  situa-se no quarto quadrante por se tratar de um gerador que tem a corrente negativa [5].

Figura 6 – Curva  $I$ - $V$  de célula fotovoltaica de silício.



Fonte: [5].

Nas células fotovoltaicas a curva  $I$ - $V$  é medida por ensaio em condições padrão, com: irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura da célula fotovoltaica em  $25^\circ\text{C}$  e espectro solar AM 1,5. Geralmente para essa medição é utilizado simulador solar juntamente com um sistema de medição automatizado.

Com a curva  $I$ - $V$  podem ser determinados os parâmetros que caracterizam a célula fotovoltaica e consequentemente os módulos fotovoltaicos, através de:

**Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ):** é a máxima tensão entre os terminais da célula fotovoltaica.  $V_{oc}$  depende da temperatura, corrente fotogerada ( $I_L$ ) e da corrente de saturação ( $I_0$ ), conforme Equação 4.

$$V_{oc} = \frac{k.T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (4)$$

**Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ):** é a corrente máxima que pode ser obtida quando a tensão nos terminais da célula fotovoltaica é igual a zero. A medição é feita através de um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo.



**Fator de forma (FF):** é a razão entre a máxima potência (produto de  $I_{MP}$  (corrente de máxima potência) e  $V_{MP}$  (tensão de máxima potência)) da célula fotovoltaica pela divisão da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto, sendo definido pela Equação 5.

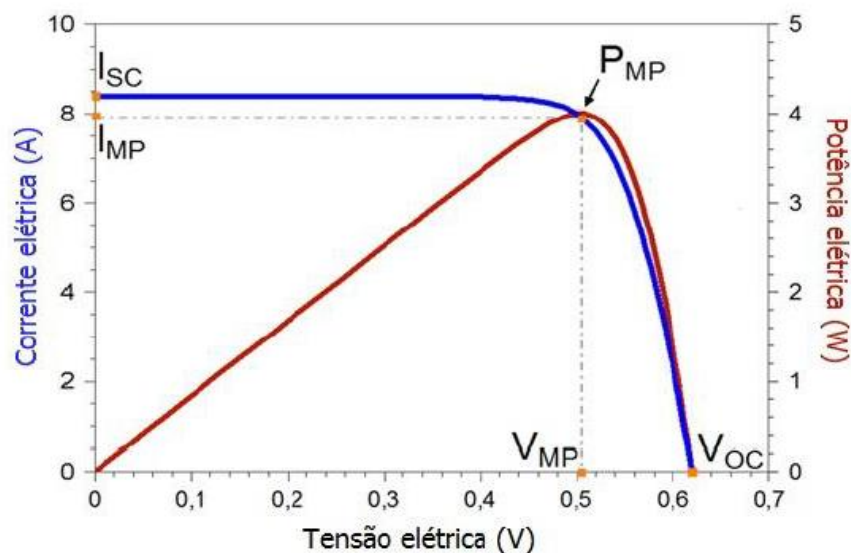
$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (5)$$

**Eficiência ( $\eta$ ):** é o rendimento da conversão de energia solar em energia elétrica. A eficiência depende da área da célula  $A$  ( $m^2$ ) e da irradiância solar incidente  $G$  ( $W/m^2$ ), conforme Equação 6.

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \quad (6)$$

Com a curva  $I$ - $V$  determina-se a curva da potência em função da tensão, sendo que é denominada curva  $P$ - $V$ , que pode ser observado na Figura 7 na cor vermelha no qual é destacado o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ).

Figura 7 – Curva  $P$ - $V$ .



Fonte: [5].

A unidade de potência dos módulos e das células fotovoltaicas é o  $W_p$  (Watt-pico) [5]. Quando a irradiação solar aumenta, a tensão de circuito aberto sobe

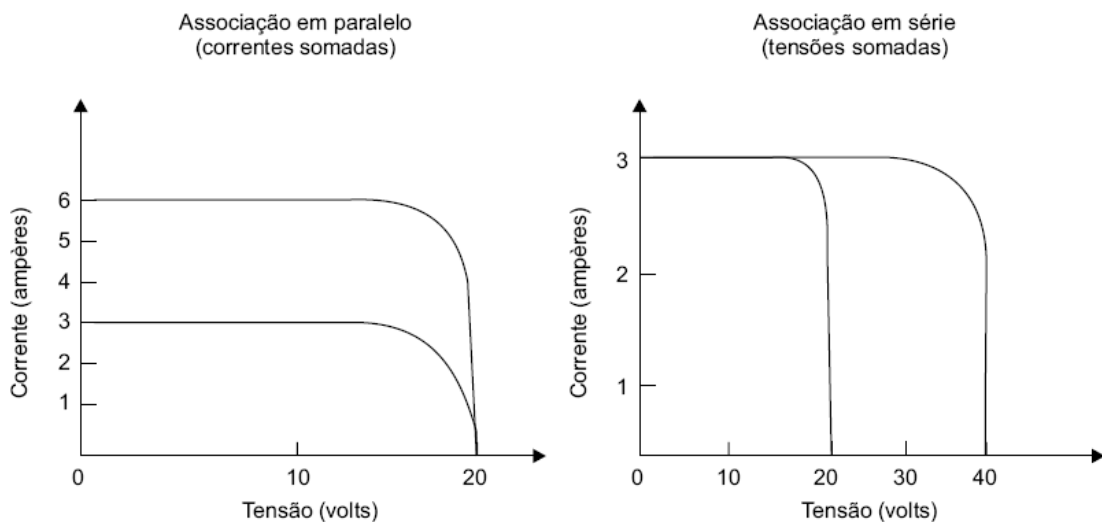
rapidamente, bem como a corrente de carga e a potência de carga, sendo proporcional à irradiação incidente na célula [4].

### 2.3.3. Arranjo de células e módulos fotovoltaicos

A associação paralela e série das células ou dos módulos fotovoltaicos são feitas para que as condições de tensão e corrente sejam obtidas a níveis desejáveis. Os arranjos são formados por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e ou paralelo, de forma de fornecer uma única saída para a tensão e corrente [5].

O arranjo das células e dos módulos pode ser feito em série ou em paralelo, e isso afetará as tensões e as correntes dependendo da associação. Para um arranjo em série a corrente será a mesma e as tensões serão a soma de cada elemento, já para o arranjo em paralelo é mantida a tensão e as correntes são somadas a cada elemento conectado [6]. Conforme a Figura 8 a relação da corrente pela tensão em cada associação as células ou módulos devem ser idênticos com mesma potência [4].

Figura 8 – A relação da corrente pela tensão em cada arranjo.

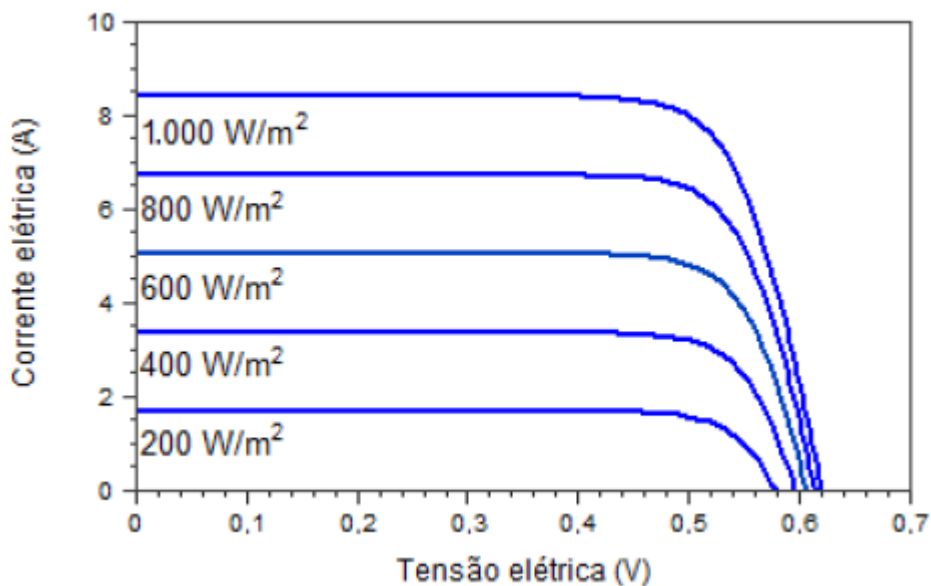


Fonte: [6]

### 2.3.4. Influência da irradiância e da temperatura

A irradiância solar é a fonte necessária para a geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. Dessa forma a curva  $I-V$  é afetada diretamente pela intensidade de irradiância. Na Figura 9, mostra a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica de silício, mantida a uma temperatura de 25 °C, sendo que com o aumento da irradiância solar a corrente da célula aumentará linearmente, enquanto a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica, se a temperatura for mantida.

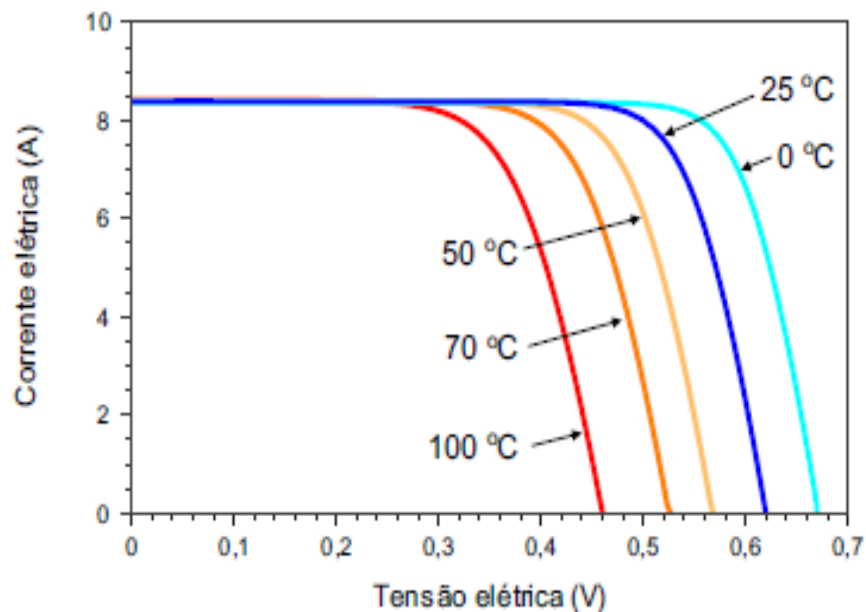
Figura 9 – Geração de energia em função da Irradiância.



Fonte: [5]

Outro fator que afeta a eficiência do sistema gerador fotovoltaico é a temperatura conforme apresentado na Figura 10. Com o aumento da temperatura a eficiência tende a reduzir, isto ocorre porque a tensão da célula diminui com o aumento da temperatura e a corrente aumenta em uma proporção quase desprezível. Tomando como exemplo uma célula de silício cristalino com um aumento de 100°C na temperatura, irá haver uma variação de -30% em  $V_{oc}$  e de +0,2% em  $I_{sc}$  [5].

Figura 10 – Eficiência da célula fotovoltaica em função da temperatura.



Fonte: [5]

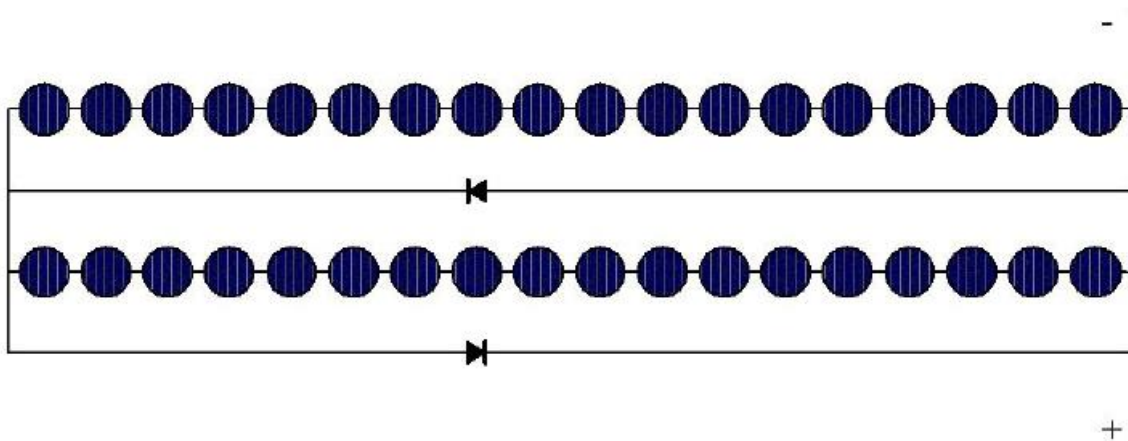
## 2.4 IMPACTO DO SOMBREAMENTO EM PAINÉIS SOLARES

Os módulos de silício são formados por células fotovoltaicas associadas em série. Na mesma associação das células, se uma ou mais receber menos radiação solar através do sombreamento, a corrente se limitará aquela de todo o conjunto série. O efeito da redução de corrente se propagará em todos os módulos em série.

Além de ocasionar perdas de potência na geração de energia, poderão ocorrer danos ao módulo parcialmente sombreado, sendo que a potência gerada não está sendo entregue ao ponto de consumo, gerando dissipação de potência em forma de calor. O fenômeno é conhecido como “ponto quente”, o qual produz um intenso calor sobre a célula sombreada, podendo ocasionar ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais.

Para diminuir os “pontos quentes”, para cada lacuna de células há um diodo de desvio (*by-pass*) conforme a Figura 11. Este diodo oferece um caminho alternativo para a corrente, e a dissipação de potência será na lacuna em série e não mais em todo o módulo [5].

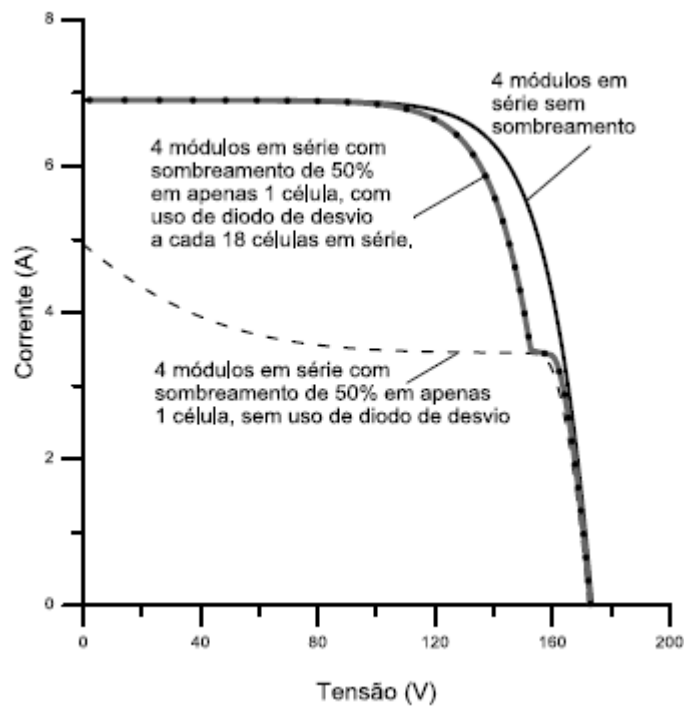
Figura 11 – Ligação dos diodos de desvio em módulos fotovoltaicos.



Fonte: [5]

Na Figura 12 é feito o comparativo de módulos com o diodo de desvio e sem o diodo de desvio, para o comportamento da curva  $I$ - $V$ .

Figura 12 – Comportamento da curva  $I$ - $V$  com o sombreamento.



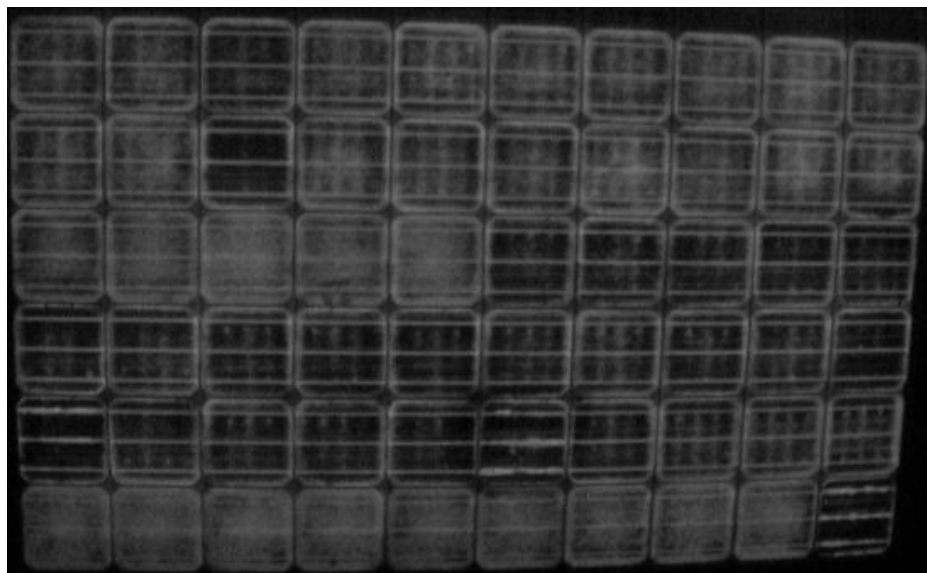
Fonte: [5]

## 2.5 MICROFISSURAS E ELETROLUMINESCÊNCIA

As microfissuras são pequenas rachaduras nas células fotovoltaicas. Elas podem ocorrer ainda na fabricação dos módulos fotovoltaicos, e são identificadas ainda na área fabril, sendo que todas as células são testadas antes mesmo de serem instaladas no módulo. Normalmente, as microfissuras são causadas pelo transporte, instalação inadequada, impactos, envergaduras, entre outras.

A geração de energia elétrica pode ser comprometida quando houver rachaduras nas células fotovoltaicas. Isso dependerá do tamanho da rachadura ou microfissura e sua posição. A perda na geração não se limita apenas ao módulo afetado, mas também à série que está conectada a ele. Na Figura 13 é mostrado um módulo danificado por rachaduras e microfissuras [11].

Figura 13 - Módulo danificado por rachaduras e microfissuras.



Fonte: [15]

A técnica utilizada para verificação de presença de rachaduras ou microfissuras é com a eletroluminescência como foi exposto na Figura 13. Sabe-se que as células fotovoltaicas transformam a energia da radiação eletromagnética em eletricidade. E, da mesma forma se for injetada eletricidade nas células elas irão emitir radiação. Este fenômeno é chamado de luminescência.

A radiação emitida por células fotovoltaicas se encontram na faixa do infravermelho (IR), não sendo possível observá-la a olho nu. A captura das imagens

por câmeras de eletroluminescência depende da utilização de captadores sensíveis ao comprimento de onda da emissão vinda das células fotovoltaicas. Os sensores CCD (Dispositivo de Carga Acoplado) das câmeras convencionais à base de silício são capazes de identificar o comprimento da onda luminescente.

Um grande volume de câmeras digitais convencionais utilizam os sensores CCD de silício para aplicação da detecção do espectro da luz visível. É utilizado um filtro IR frente ao sensor CCD para reduzir o ruído. Quando este filtro IR é removido a câmera possibilita a captura de imagens no espectro EL (Espectro Luminescente).

Com o uso de câmeras convencionais sem o filtro IR para obter imagens de eletroluminescência é necessário o seguinte procedimento: o módulo fotovoltaico deve ser polarizado diretamente com uma fonte de corrente contínua, de maneira que a corrente percorra o semicondutor, e os níveis de corrente devem ser próximos a  $I_{sc}$  para captar uma imagem de qualidade e com brilho, para que sejam visíveis as imperfeições nas células fotovoltaicas. A captura de imagens com a utilização deste modelo de câmera fotográfica deve ser realizada em um ambiente escuro. Para que as imagens possam ser realizadas em luz ambiente, seria necessário o acoplamento de um filtro NIR no conjunto ótico da câmera.

As câmeras de eletroluminescência que são fabricadas para este propósito já possuem a integração de todos os sensores necessários para registrar as imagens em ambientes com iluminação ou no escuro, sendo que existem modelos de câmeras que os fabricantes dispõem de equipamentos auxiliares, como fontes, tripés e cabos [15].

## 2.6 ARTIGOS CORRELACIONADOS

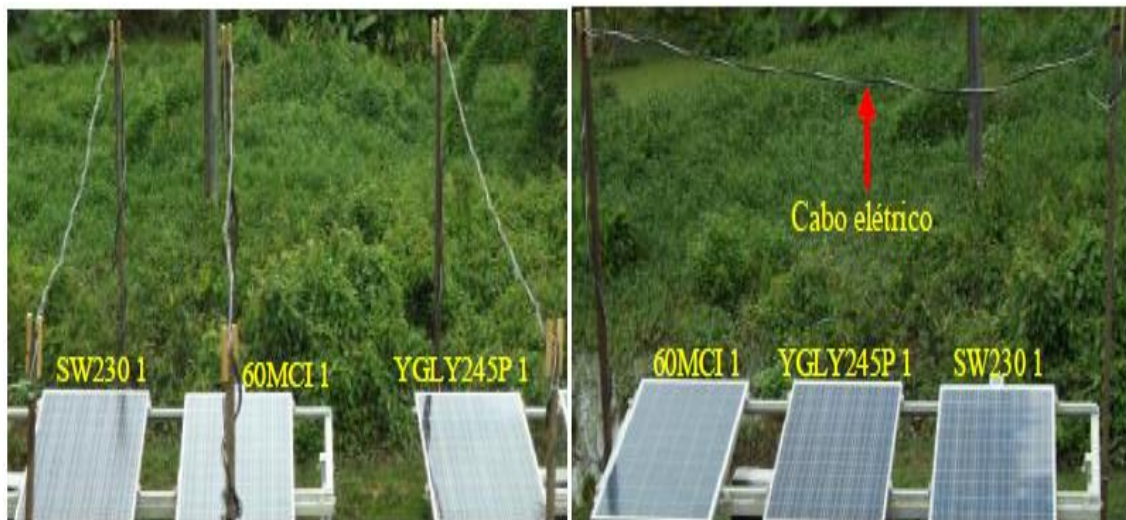
### 2.6.1. Artigo 1

O trabalho faz uma avaliação dos impactos causados pelo sombreamento, realizado por cabos elétricos multiplexados em quatro módulos fotovoltaicos, sendo que um apresenta problemas na curva I-V e é desconsiderado na avaliação, restando três módulos fotovoltaicos.

O método utilizado para os testes é formado por um sistema de monitoração, que mede as grandezas elétricas dos módulos fotovoltaicos e as grandezas

relacionadas ao recurso solar e a temperatura. São utilizados sensores tipo PT100 para controle da temperatura e sensores de irradiância, incluindo placas de aquisição de dados *dataloggers*. Num primeiro momento os módulos são comparados entre si para identificar se há alguma diferença entre os módulos do mesmo modelo. Na etapa seguinte, ocorre a simulação do sombreamento com cabos elétricos para os modelos de módulos SW230 e YGLY245P no intervalo das 10:00 h às 14:00 h em posição vertical em uma fileira inteira, da mesma forma para o sombreamento na horizontal, porém neste caso permanece o dia inteiro o sombreamento. Conforme a Figura 14 verifica-se a disposição dos cabos para o sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos. Outro comparativo sugerido foi o sombreamento de um poste de energia.

Figura 14 – Orientações do sombreamento do cabo multiplexado.



Fonte: [7].

O sombreamento em ambos os modelos de módulos causou perdas de até 25 W de potência no sombreamento na horizontal, já para o sombreamento na vertical houve cerca de 10 a 20 W de perda. Para o sombreamento do poste, as perdas começam a ser significativas a partir de 600 W/m<sup>2</sup> de irradiância, sendo que valores inferiores causaram mais penumbra do que sombra efetiva. O sombreamento através do cabo multiplexado gera maiores perdas quando a irradiância é superior ou igual 580 W/m<sup>2</sup>. O comparativo entre os módulos fica em uma faixa de 0,2% a 0,8%, em relação à variação de geração de energia [7].



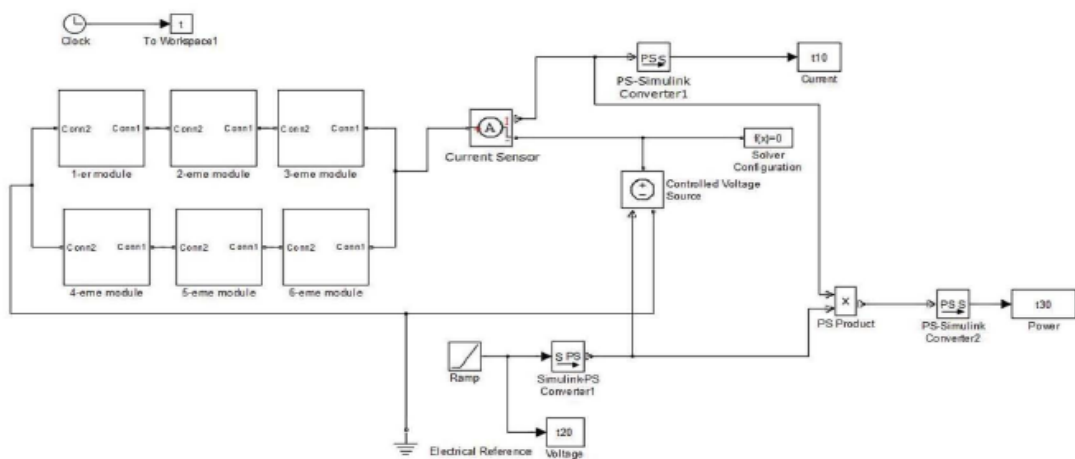
## 2.6.2. Artigo 2

Neste artigo, observa-se a modelagem de um sistema fotovoltaico no ambiente do Matlab / Simulink para diferentes simulações de sombreamento e métodos de proteção com diodos. O objetivo é examinar a influência do sombreamento em algumas células de um sistema fotovoltaico, juntamente com diferentes tipos de proteção.

Com o Matlab / Simulink é feita a simulação com os efeitos do sombreamento, sendo que esse software oferece duas ferramentas para modelagem da célula fotovoltaica: a utilização dos esquemas disponíveis Simulink ou o uso da célula incorporada, no qual se baseia na comparação das curvas  $I$ - $V$  obtidas em cada simulação.

Na Figura 15, é apresentado o modelo no software, com todos os elementos necessários para realizar a simulação das curvas  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$ .

Figura 15 – Modelo do Simulink para obtenção das curvas  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$ .



Fonte: [8].

As formas de proteção contra o sombreamento para a redução das perdas são: um diodo antiparalelo para cada célula, um diodo antiparalelo para cada módulo e um diodo em série para cada string.

Os resultados para a curva  $I$ - $V$  da proteção com um diodo antiparalelo para cada módulo, mostra melhores resultados para tensões baixas quando a corrente é igual a ideal. Mas quando as tensões forem altas devido ao sombreamento, a corrente é reduzida por causa da proteção. Para as células protegidas por diodos

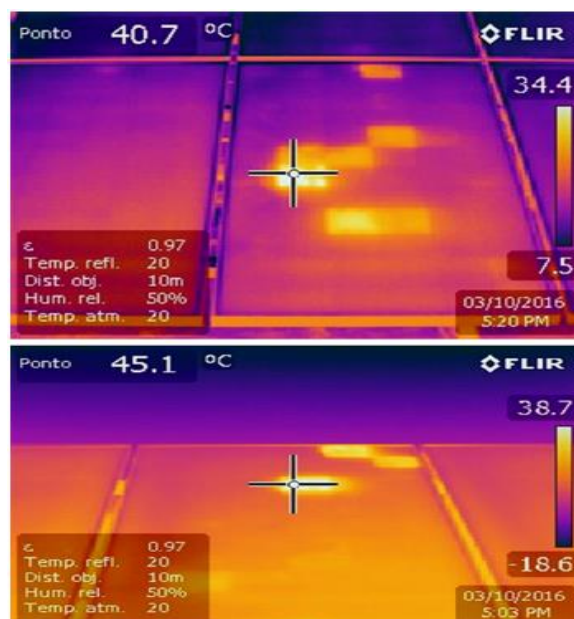
em antiparalelo, observa-se que conforme aumentam as células sombreadas haverá redução da corrente ideal, e isso irá crescer o número de células afetadas. Com relação ao diodo em série para cada string haverá prejuízo somente no módulo sombreado, porém o ponto máximo de potência pode ser afetado devido à presença de um novo máximo, e o MPPT será mal orientado se iniciar com tensão de circuito aberto [8].

### 2.6.3. Artigo 3

O trabalho realizado neste artigo tem como objetivo avaliar possíveis alternativas para os sistemas fotovoltaicos, através de configurações do diodo de desvio, a fim de diminuir os efeitos da iluminação e o sombreamento não uniforme sobre os coletores de concentração estacionários.

Com o uso do software PSPICE, foi desenvolvido um modelo para simulação. Para validar esse modelo, um experimento laboratorial foi desenvolvido para criar condições semelhantes às condições em sistemas fotovoltaicos reais. Os efeitos ocasionados pelo sombreamento, juntamente com a temperatura provocam pontos quentes conforme a Figura 16, obtida através de câmera termográfica. O sombreamento causará perdas de energia das células afetadas juntamente com as demais associações.

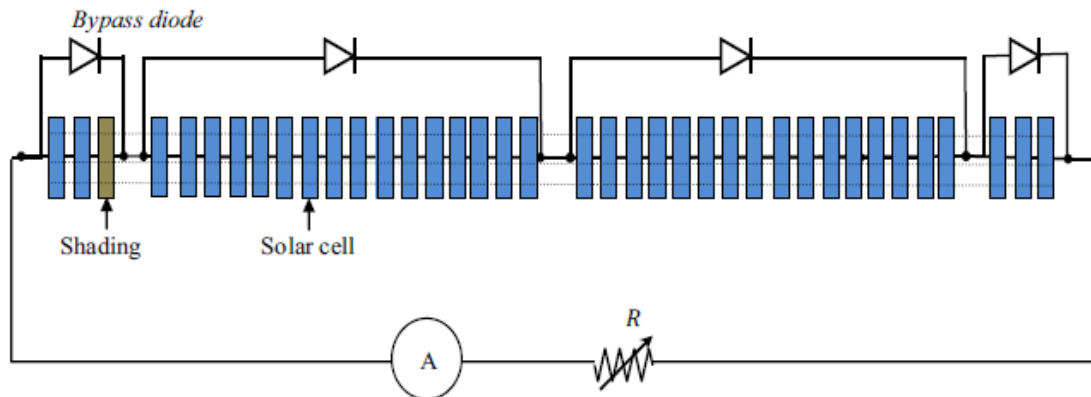
Figura 16 – Imagem termográfica em células sombreadas.



Fonte: [9].

As simulações realizadas através de configurações de strings com 38 células solares fabricadas pela empresa Solarus. Pela referência utilizada neste estudo, o sinal indica o módulo em ponte por um diodo de desvio, onde a célula fotovoltaica é afetada pelo sombreamento. Observa-se na Figura 17, a disposição dos diodos.

Figura 17 – Disposição dos diodos de desvio.



Fonte: [9].

Conforme a Figura 16, nesta cadeia de 38 células fotovoltaicas existem quatro diodos de desvio, sendo que uma das três células interligadas pelo primeiro diodo está afetada pela sombra, e não irá prejudicar toda série das 38 células.

Os resultados obtidos através da simulação e da modelagem experimental foram similares. Quando os inversores estão incluídos na saída dos sistemas fotovoltaicos através de configurações de string e um número menor de células fotovoltaicas, isto levará a uma maior eficiência média de geração de energia[9].

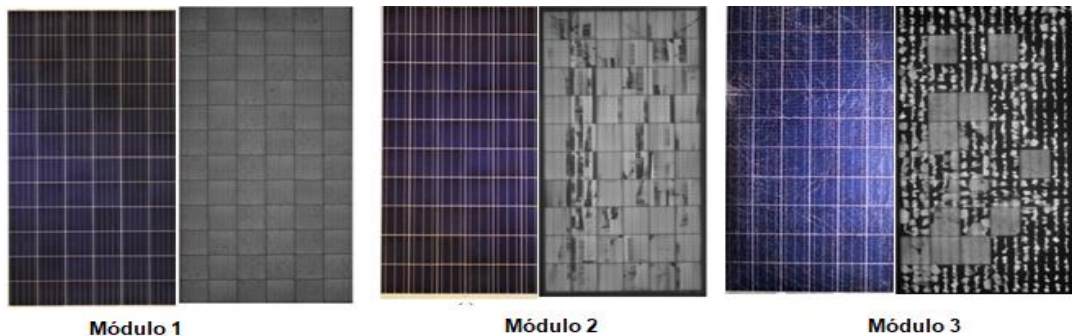
#### 2.6.4. Artigo 4

Neste trabalho é realizada uma comparação entre três módulos fotovoltaicos, cada um com sua particularidade, considerando os aspectos visuais juntamente com as imagens de eletroluminescência e suas respectivas curvas características  $I-V$ .

As imagens de eletroluminescência ajudam na detecção de falhas em células fotovoltaicas. Os três módulos utilizados foram submetidos a diferentes esforços. O primeiro módulo, sem nenhum evento de impacto, representa condições nominais. O segundo módulo, foi utilizado como mostruário e em virtude disso provavelmente sofreu algum tipo de impacto no transporte ou instalação, sendo que não observa-se nenhum dano. Já o terceiro módulo sofreu um impacto forte, uma queda que

resultou na fratura de todo vidro frontal. Conforme a Figura 18 são mostrados os três casos através de imagens da câmera de eletroluminescência e inspeção visual.

Figura 18 – Módulos vistos por câmera de eletroluminescência e a olho nu.



Fonte: Adaptado [10].

Através da curva  $I-V$  extraída da simulação de cada módulo fotovoltaico foram encontrados os resultados. O primeiro módulo apresentou as características elétricas nominais. Já no segundo módulo foi constatada uma perda de potência nominal de 10%. E no terceiro módulo as perdas de potência são de 80% em relação a nominal.

Com as imagens de eletroluminescência é possível identificar módulos defeituosos, e através da curva  $I-V$  é quantificada a proporção de perdas de energia para que o módulo seja mantido ou substituído [10].

### 2.6.5. Artigo 5

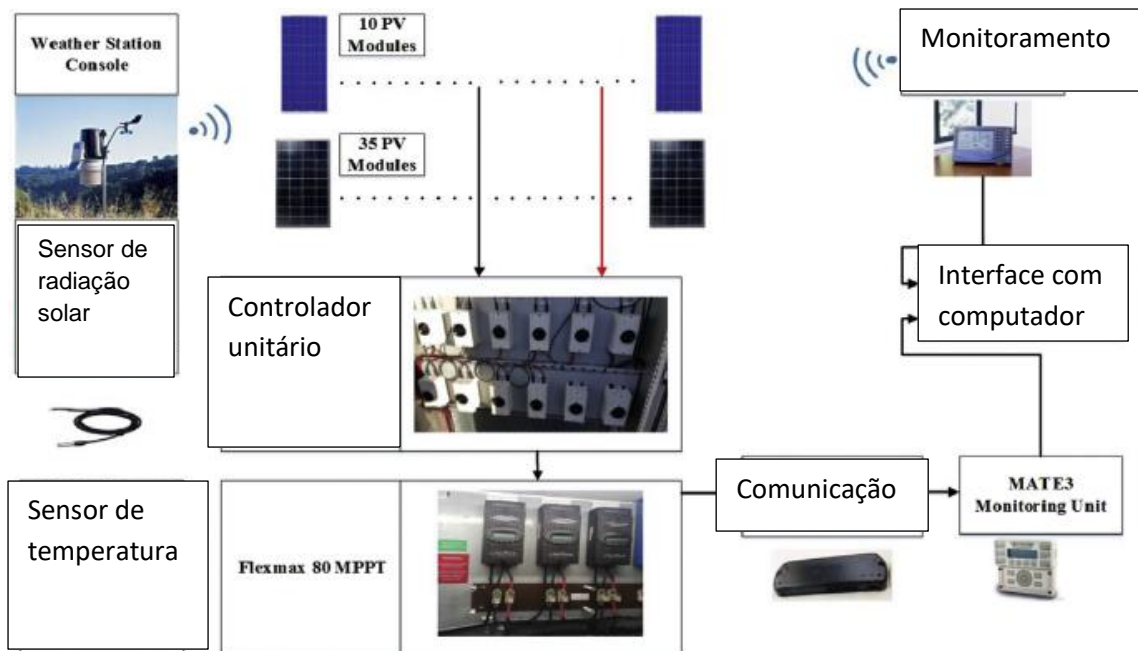
O artigo mostra os impactos de rachaduras em células fotovoltaicas em relação ao desempenho do sistema fotovoltaico. É realizada uma análise estatística para identificar se as rachaduras tem um impacto significativo na energia total gerada. Neste estudo, foi utilizado o software LabVIEW para a instrumentação virtual e a caracterização das curvas  $I-V$  e  $P-V$  juntamente com as medições de eletroluminescência para verificar possíveis falhas nos módulos fotovoltaicos.

Neste trabalho, foram utilizadas células danificadas com diferentes tipos de rachaduras. Os testes foram realizados em dois painéis fotovoltaicos na Universidade de Huddersfield nos Estados Unidos. O primeiro sistema é composto por 10 módulos de 220 Wp e o segundo com 35 módulos de 130 Wp, ambos policristalinos. As conexões em cada módulo fotovoltaico são separadas por uma

unidade de controle, para avaliar separadamente em tempo real cada um dos módulos.

A irradiância e a temperatura são medidas em cada módulo, e também são utilizadas as imagens de eletroluminescência para verificar a existência das rachaduras no intuito de prever um valor teórico. O software é utilizado para implementar das funções e monitorização dos dados recebidos dos módulos fotovoltaicos. Na Figura 19, observa-se o fluxograma para aquisição de dados.

Figura 19 – Fluxograma para aquisição de dados.



Fonte: Adaptado [11].

As rachaduras foram classificadas por tipo. Apenas 15,5% do total dos módulos fotovoltaicos do sistema não apresentaram rachaduras ou microfissuras. No entanto, cerca de 84,5% dos módulos apresenta pelo menos algum tipo de trinca. As rachaduras foram classificadas em curtas e longas, onde nas curtas, afetou apenas uma célula fotovoltaica, já nas longas as rachaduras afetaram duas ou mais células.

Nos módulos que foram constatadas as rachaduras e microfissuras, observou-se que em 60 % das rachaduras examinadas tem algum impacto significativo na potência de saída, dependendo do tamanho e a posição da rachadura [11].

Na Tabela 1 é mostrado os objetivos e os resultados de cada artigo, sendo que os assuntos estão relacionados com o presente trabalho.

Tabela 1 – Artigos correlacionados

Artigos	ARTIGO 1	ARTIGO 2	ARTIGO 3	ARTIGO 4	ARTIGO 5
Nome	RESULTADOS EXPERIMENTAIS DE SOMBREAMENTO PARCIAL EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	SIMULAÇÃO DO SOMBREAMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	O EFEITO DO SOMBREAMENTO EM PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS	DETECÇÃO DE DANOS MECÂNICOS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR ELETROLUMINESCÊNCIA	O IMPACTO DAS RACHADURAS NO DESEMPENHO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA
Objetivo	Avaliação dos impactos causados pelo sombreamento, realizado por cabos elétricos multiplexados em quatro módulos fotovoltaicos.	Modelagem de um sistema fotovoltaico no ambiente do Matlab / Simulink para diferentes simulações de sombreamento e métodos de proteção com diodos.	Avaliar possíveis alternativas para os sistemas fotovoltaicos, através de configurações do diodo de desvio, a fim de diminuir os efeitos da iluminação e o sombreamento não uniforme.	Comparação entre três módulos fotovoltaicos, cada um com sua particularidade considerando os aspectos visuais juntamente com as imagens de eletroluminescência e suas respectivas curvas características I-V.	Uma análise estatística para identificar se as rachaduras tem um impacto significativo na energia total gerada.
Resultados	Causou perdas de até 25 W de potência no sombreamento na horizontal, já para o da vertical cerca de 10 a 20 W de perda.	A proteção com um diodo antiparalelo para cada módulo, mostra melhores resultados para tensões baixas quando a corrente é igual a ideal. Mas quando as tensões forem altas devido ao sombreamento, a corrente é reduzida por causa da proteção.	Quando os inversores são incluídos na saída dos sistemas fotovoltaicos com configurações de string de módulos com menos células fotovoltaicas, isto levará a uma maior eficiência média.	O primeiro módulo apresentou as características elétricas nominais. No segundo módulo foi constatado uma perda de potência nominal de 10%. Já no terceiro módulo as perdas de potência são de 80% da nominal.	Nos módulos que foram constatadas as rachaduras e microfissuras, observa-se que, 60 % das rachaduras examinadas temos algum impacto significativo na potência de saída.

Fonte: o autor (2020)

### 3 METODOLOGIA APLICADA

Neste tópico, será apresentada a metodologia para a caracterização dos módulos fotovoltaicos, e as perturbações causadas pelo sombreamento e microfissuras. Os métodos de medição e os equipamentos de aquisição de dados também serão abordados.

A metodologia aplicada é referenciada por padrões e procedimentos de caracterização elétrica de células fotovoltaicas, conforme as normas: IEC 904-1, 904-3, 904-5 e 904-9. Com as referências destas normas foi estabelecido o seguinte método de monitoramento [12]:

- a) O módulo e a célula solar de referência devem estar em mesmo plano para medição da irradiação;
- b) O sensor de temperatura deve ter precisão de  $\pm 5$  °C;
- c) Os sensores de corrente e tensão devem ter aproximadamente  $\pm 5\%$  de precisão;
- d) Para condição de teste, a radiação solar deve ser no mínimo de 800 W/m<sup>2</sup>;

#### 3.1 EQUIPAMENTOS E MÉTODO DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Para caracterizar o módulo fotovoltaico será necessário uma carga, visto que, existem diversas metodologias. A mais simples é baseada no uso de uma carga resistiva variável, que funciona da seguinte forma: mede-se a tensão e corrente do módulo fotovoltaico, enquanto varia-se a resistência de um valor muito baixo até um valor muito alto [13].

Equipamentos que foram utilizados em cada grandeza:

- a) Radiação Solar – Medidor de radiação solar, MES-100;
- b) Temperatura – Termômetro a laser, Raynger ST;
- c) Corrente – Multímetro Minipa ET-2702;
- d) Tensão – Multímetro Minipa ET-2702;
- e) Eletroluminescência – Câmera convencional Sony sem filtro IR;

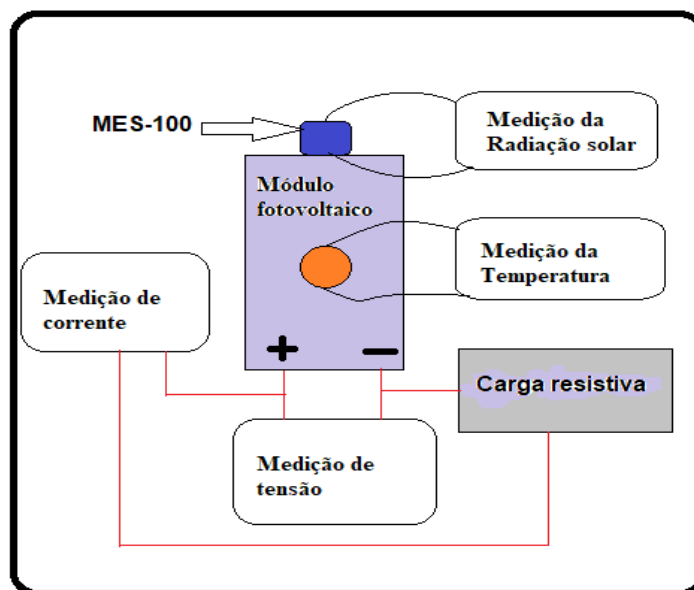
As variáveis dependentes para traçar as curvas I-V serão a tensão e a corrente. As variáveis independentes são a temperatura e radiação solar. As variáveis dependentes são aquelas necessárias para traçar as curvas I-V e P-V, já

as variáveis independentes são aquelas que interferem na amplitude das curvas I-V e P-V.

Para cada variação de resistência da carga resistiva foram armazenadas as imagens dos visores dos instrumentos de medição. A variação de  $5 \Omega$  (Ohm) em cada medida foi definida para adquirir um maior número de pontos para traçar as curvas I-V.

Com os valores de corrente e tensão foram projetadas as curvas I-V e P-V no software Excel. Conforme a Figura 20, é apresentado o diagrama de blocos para aquisição de dados para os dois módulos.

Figura 20 – Aquisição de dados.



Fonte: o autor (2020)

## 3.2 CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos utilizados neste trabalho são do fabricante Globo Brasil, o modelo é GBR 330. As informações do *datasheet* estão no Anexo A. Para ser feita a caracterização dos módulos foi necessário manter uma metodologia de etapas e processos de medição.

### 3.1.1 Curva I-V em relação à radiação solar

As condições padrão de teste dos módulos fotovoltaicos foram elaboradas através das seguintes premissas: irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura da célula



fotovoltaica em 25°C e espectro solar AM 1,5. Neste trabalho os dois módulos foram submetidos a uma irradiância entre 1100 W/m<sup>2</sup> e 800 W/m<sup>2</sup> de operação com uma variação inferior a 5% entre as medições.

Como a temperatura interfere no desempenho do módulo, será levada em consideração juntamente com a os níveis de irradiância. Com esta situação descrita, realizou-se três medições para cada teste com o intuito de diminuir os erros de medição, a partir do cálculo de médias e dispersões.

### **3.2.1 Curva I-V em relação à temperatura**

Para a caracterização dos módulos, a radiação solar deve ter baixa variação, preferencialmente no mesmo dia em que houve alta taxa de radiação direta. Os procedimentos tomados para validação da curva *I-V* em função da temperatura:

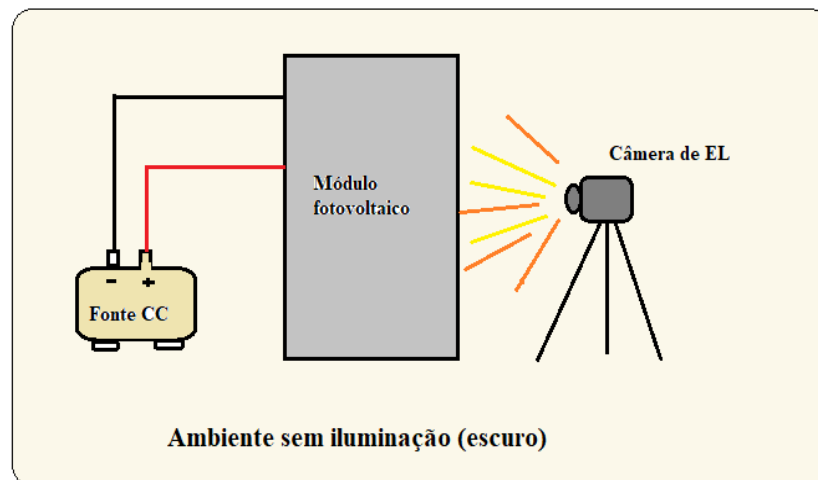
- 1) Medição da temperatura e curva *I-V* no módulo fotovoltaico instantaneamente exposto ao Sol;
- 2) Medição da temperatura e curva *I-V* no módulo fotovoltaico após 10 minutos exposto ao Sol;
- 3) Medição da temperatura e curva *I-V* no módulo fotovoltaico após 20 minutos exposto ao Sol;

Estes procedimentos são necessários, pois quando o módulo já está exposto ao sol, conseqüentemente a sua superfície já estará aquecida. Sendo assim, para a caracterização do módulo deve ser considerado o aumento gradativo da temperatura sobre o módulo, pois a geração muda em função da temperatura, além da irradiância.

### **3.3.1 Caracterização do módulo fotovoltaico em função das microfissuras**

O módulo foi submetido a um processo de eletroluminescência através de uma câmera fotográfica sem o filtro IR, em um ambiente sem claridade (escuro). Através deste procedimento foi verificado se o módulo fotovoltaico apresentava alguma fissura em suas células solares. Conforme apresentado na Figura 21, o esquemático da montagem do sistema para a captura das imagens de eletroluminescência.

Figura 21 – Processo de captura de imagens de eletroluminescência.



Fonte: o autor (2020)

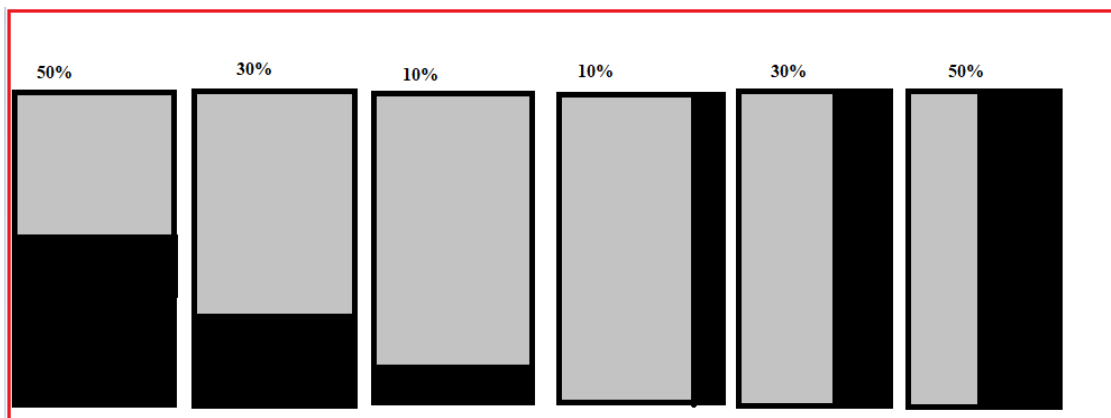
### 3.3 SOMBREAMENTO

Para a caracterização do módulo fotovoltaico foram aplicados três níveis de sombreamento, na horizontal (pela largura do módulo) e vertical (pelo comprimento do módulo).

- 10% na horizontal e 10% na vertical;
- 30% na horizontal e 30% na vertical;
- 50% na horizontal e 50% na vertical.

Para cada nível de sombreamento, serão traçadas as curvas  $I$ - $V$  e a temperatura verificada com o auxílio de um termômetro a laser. Os níveis de sombreamento são apresentados na Figura 22.

Figura 22 – Níveis de sombreamento no módulo fotovoltaico.



Fonte: o autor (2020)

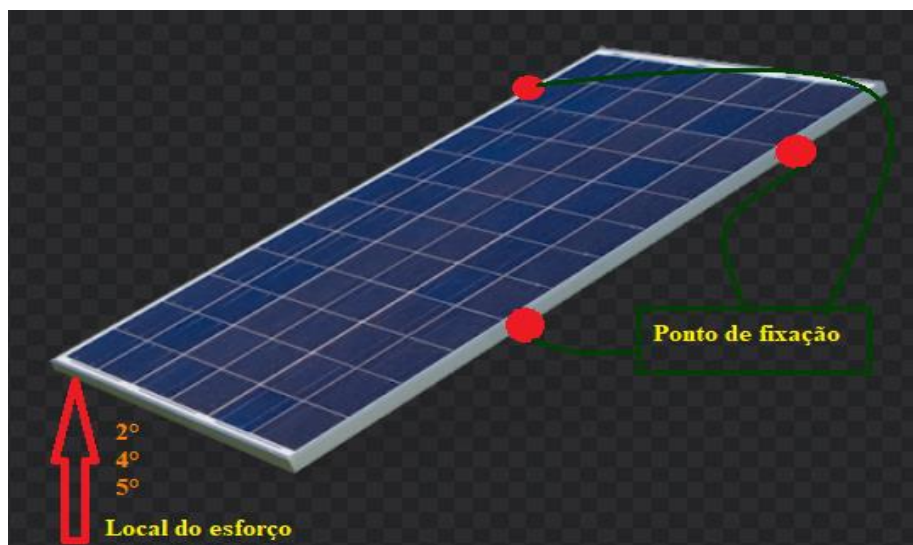
### 3.4 MICROFISSURA

Foi realizada a simulação de um caso real decorrido por má instalação de um módulo fotovoltaico. O dano no módulo foi provocado no momento em que estava suspenso na estrutura sem a devida fixação necessária. Quando ocorrer fortes rajadas de vento o módulo pode envergar e causar microfissuras nas células, com isso prejudicar a geração do módulo e toda a série conectada a ele.

Para o estudo foi utilizado um módulo fotovoltaico anteriormente testado, e que não possui fissuras ou microfissuras. Este módulo foi submetido a um esforço na vertical na parte inferior, e fixado em uma estrutura na parte superior em ambos os lados do módulo e na parte inferior, em apenas um lado. Em seguida houve aplicação de um esforço mecânico na vertical. Essa envergadura foi estabelecida em graus de inclinação, que são: 2° 4° e 5°.

Para cada grau de inclinação utilizou-se os seguintes parâmetros: a câmera de eletroluminescência para verificar se houve o aumento das microfissuras, a curva I-V para verificar o desempenho do módulo naquele momento e o uso da câmera termográfica para verificação da temperatura e os “pontos quentes” que podem ser provenientes das fissuras ou microfissuras. Conforme a Figura 23 observam-se os pontos de fixação e o ponto de envergamento do módulo fotovoltaico.

Figura 23 – Pontos de fixação e ponto de envergamento do módulo.



Fonte: o autor (2020)

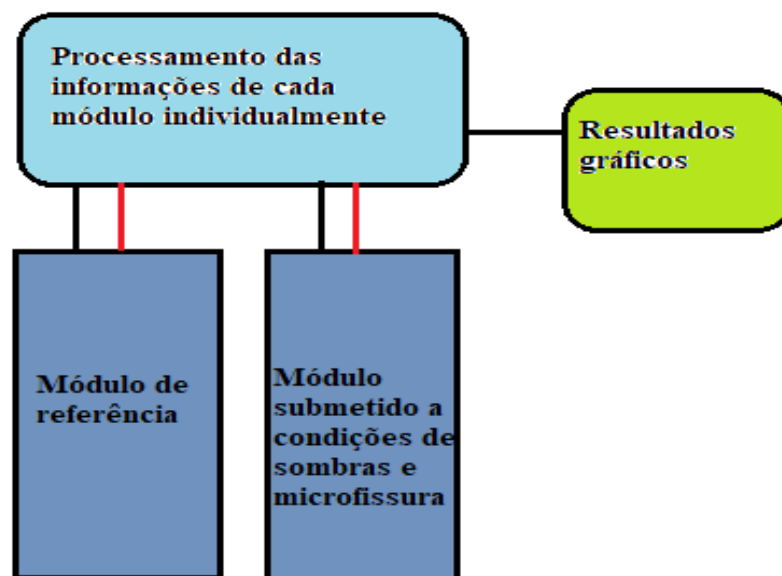
O módulo também foi submetido a um peso de uma pessoa sobre ele, com peso de 90 kg. O módulo é pisado em alguns pontos da sua superfície, assim

simulando quando algum individuo caminha sobre os módulos fotovoltaicos. Após este processo foram avaliadas as características elétricas do módulo.

### 3.5 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Utilizou-se dois módulos fotovoltaicos, sendo que um serviu de referência e o outro foi submetido ao sombreamento antes de ser danificado pelos testes de microfissuras. Os dois módulos tinham as mesmas características elétricas do padrão de fábrica. Inicialmente os dois módulos foram caracterizados em condições normais, por causa de eventuais diferenças de potência elétrica entre eles. Na Figura 24 é mostrado o procedimento comparativo realizado.

Figura 24 – Procedimento experimental.



Fonte: o autor (2020)

### 3.6 SIMULAÇÃO COM SOFTWARE

Foi utilizado o software Excel para simular as características elétricas de um sistema de geração conectado à rede. Através deste sistema foi simulado uma microgeração conectada à rede em condições normais e anormais. As condições normais são as perdas de eficiência ao longo dos anos, as anormais são o sombreamento e as microfissuras. Os resultados obtidos experimentalmente dos testes de sombreamento e microfissuras foram utilizados como referência para projetar as perdas do sistema.

Para o cálculo das perdas de potência em um sistema fotovoltaico, são consideradas as perdas oriundas da degradação da célula fotovoltaica mais as perdas de potência da conversão de energia CC/AC do inversor, conforme a Equação 7.

$$\text{Perdas (\%)} = \text{Perda fotovoltaica (\%)} + \text{Perdas de conversão(\%)} \quad (7)$$

Os valores percentuais das perdas são multiplicados com a potência total do sistema, conforme a Equação 8.

$$\text{Potência (W)} = \text{Potência (W)} \times \text{Perdas(\%)} \quad (8)$$

Para o cálculo da energia foi considerado a irradiação horizontal global (GHI) igual a 4,65 kWh/m<sup>2</sup>.dia da cidade de Bento Gonçalves, onde ocorreram os testes experimentais [16]. Considerou-se o desempenho da geração do sistema de 80% e média mensal de 30,4 dias, conforme a Equação 9.

$$\text{Energia (MWh)} = 12 \times \frac{\text{Potência (MWh)}}{\text{GHI} \times 0,8 \times 30,4} \quad (9)$$

As equações 7 e 8, foram consideradas as perdas normais ao longo dos 25 anos, sendo que as perdas por sombreamento e microfissuras foram somadas as perdas normais do sistema. No entanto, dependerá de quantos módulos fotovoltaicos estão sendo afetados por sombras e torções, conforme as Equações 10 e 11. Na Equação 12 são calculadas as perdas de potência do sistema.

$$\text{Perdas sombreamento (\%)} = \text{Qtd módulos} \times \text{Perdas sombra (\%)} \quad (10)$$

$$\text{Perdas microfissuras (\%)} = \text{Qtd módulos} \times \text{Perdas torções (\%)} \quad (11)$$

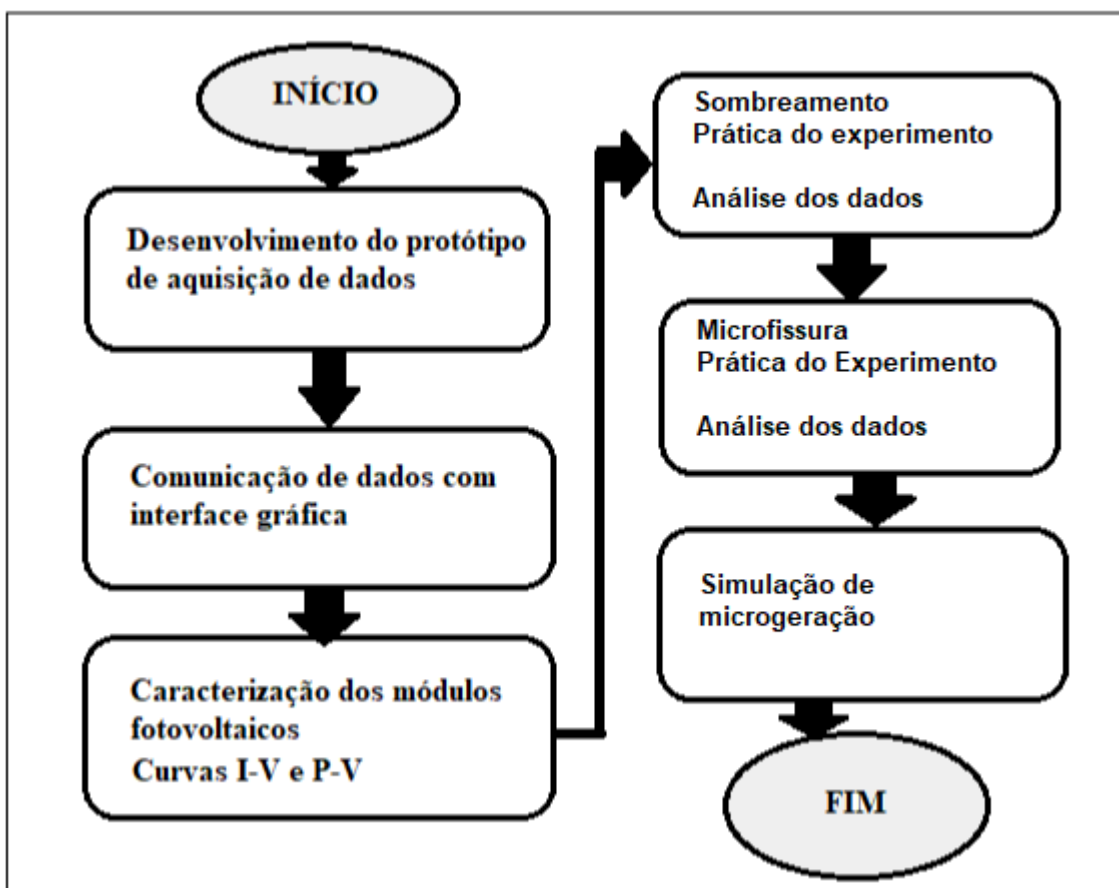
$$\text{Perdas Totais (\%)} = \text{Perdas naturais (\%)} + \text{Perdas sombreamento(\%)} + \text{Perdas Microfissuras (\%)} \quad (12)$$

Para realizar o cálculo da energia foi utilizada a Equação 9, com a atribuição das perdas no valor da potência [5].

### 3.7 FLUXOGRAMA

O fluxograma das etapas de desenvolvimento do projeto para análise dos impactos elétricos oriundos do sombreamento e microfissuras sobre sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica é mostrado na Figura 25.

Figura 25 – Fluxograma das etapas de desenvolvimento do projeto.



Fonte: o autor (2020)

## 4 RESULTADOS

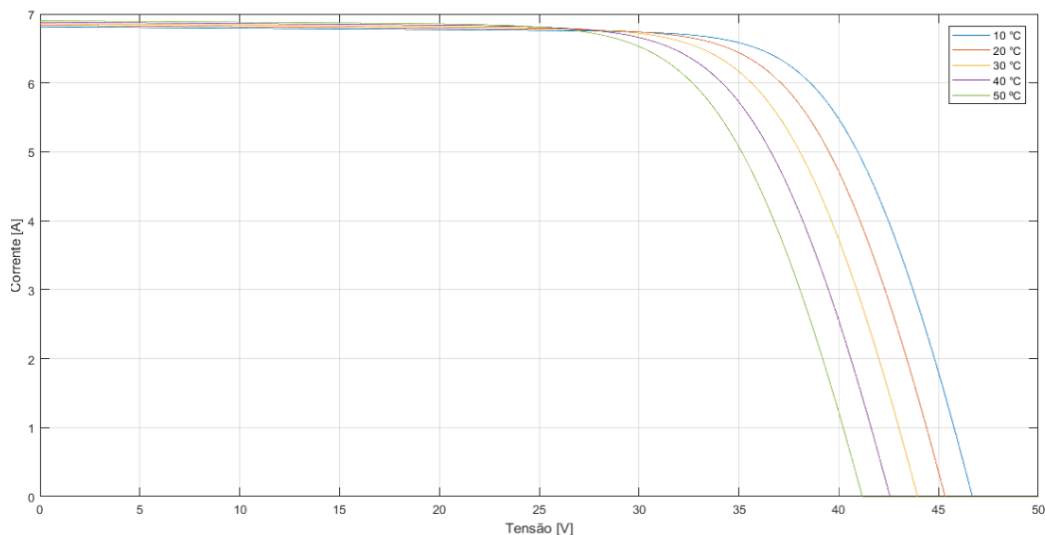
### 4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS EM SIMULADOR

Foram feitas simulações com o software Matlab, através do script do Apêndice A para caracterizar eletricamente o módulo fotovoltaico, com um alinhamento semelhante da simulação do subcapítulo 2.6.3. Esta etapa de simulação dá suporte para correções de radiação e temperatura do modelo experimental.

Com as equações de caracterização da célula fotovoltaica apresentadas no subcapítulo 2.3.2, foi modelado o módulo solar com as mesmas características das quais serão utilizadas experimentalmente.

A temperatura tem influência direta na eficiência do módulo fotovoltaico, desta forma, na Figura 26 verifica-se, que conforme a temperatura aumenta sobre as células fotovoltaicas, a corrente tem um leve aumento, mas a tensão diminui consideravelmente, portanto haverá perdas de potência no módulo.

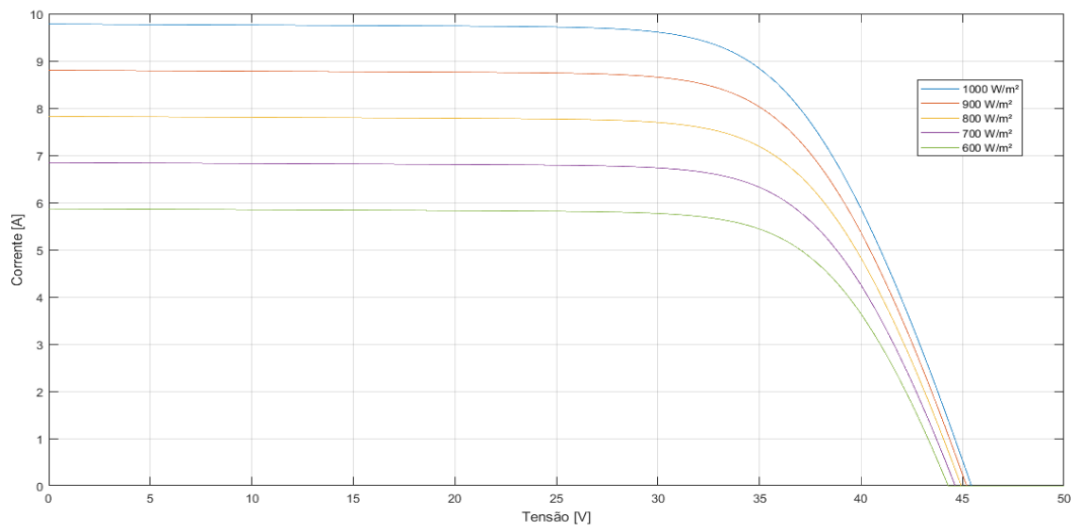
Figura 26– Curva I-V com irradiância = 700 W/m<sup>2</sup> e diversas temperaturas.



Fonte: o autor (2020)

A intensidade de radiação solar tem influência direta no desempenho do módulo fotovoltaico, e quando houver a diminuição da irradiância, a tensão tem uma leve diminuição, já a corrente diminui gradativamente conforme a irradiância incidente. No entanto, a geração de energia diminuirá proporcionalmente em função da irradiância, conforme observa-se na Figura 27.

Figura 27 – Curva I-V com  $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$  e diversas Irradiâncias.

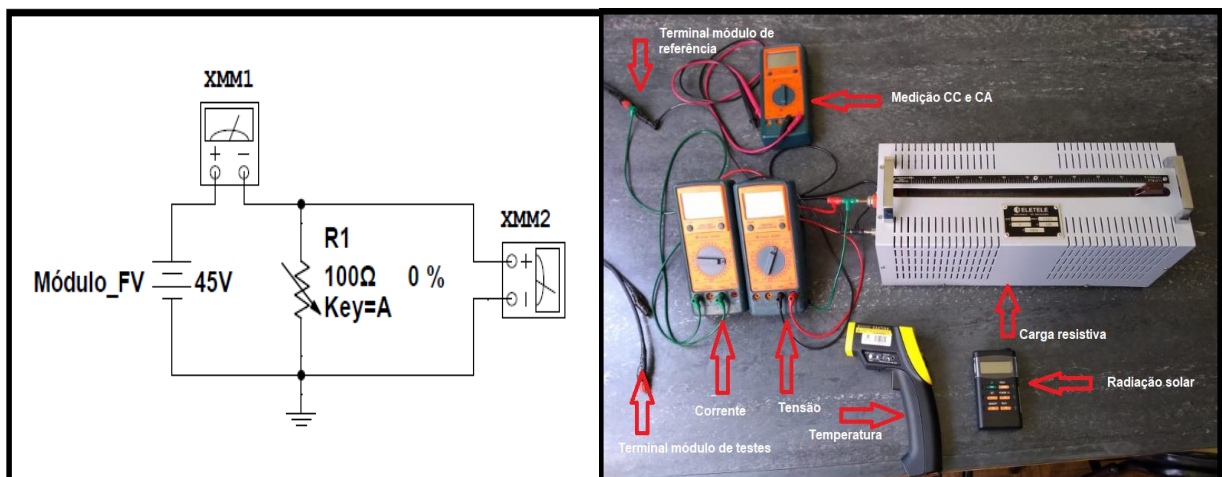


Fonte: o autor (2020)

#### 4.2 CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS DE FORMA EXPERIMENTAL

Para caracterização dos módulos e a análise dos impactos de sombreamento e microfissura, foi estabelecida a metodologia de obtenção das curvas I-V através de uma carga resistiva variável. A escolha desta metodologia para aquisição de dados se dá pela confiabilidade dos instrumentos de medição que já são calibrados e com uma precisão superior a um protótipo de bancada. A carga resistiva variável utilizada suporta uma potência de 1000 W, uma potência superior aquela do módulo utilizado. Os equipamentos de medição e a carga resistiva para obter os valores resultantes do desempenho dos módulos, são mostrados na Figura 28.

Figura 28 – Disposição dos equipamentos para aquisição dos dados.



Fonte: o autor (2020)



A carga resistiva tem uma resistência variável de  $1,66 \Omega$  a  $101 \Omega$  e suporta uma potência de  $1000 \text{ W}$ . Sendo assim, é possível obter uma tensão próxima a circuito aberto e uma corrente próxima a curto-circuito. Com a variação de resistência de  $101 \Omega$  a  $1,66 \Omega$ , com o auxílio de dois multímetros Minipa ET-2702, foi medida a tensão em paralelo com a carga resistiva e a corrente em série da carga com o módulo. Como a carga resistiva não chega ao extremo de curto-circuito (CC) e circuito aberto (CA) foi utilizado um multímetro para estas medições na saída do módulo.

A variação de resistência de  $5 \Omega$  para cada amostra coletada, foi definida conforme subcapítulo 3.1 para obter um número de pontos relevantes com o intuito de traçar as curvas I-V. Os dados coletados foram registrados em imagens, e os valores registrados foram reescritos em planilha eletrônica Excel para conversão em forma gráfica.

Para verificar a irradiância solar foi utilizado o equipamento MES-100 com precisão de  $\pm 5\%$ , que foi fixado sobre o módulo com a mesma inclinação de  $40^\circ$  e orientação norte, conforme a Figura 29. Os dois módulos e o MES-100 estão na parte externa da edificação para captação da luz solar, visto que os equipamentos de medição ficam na parte interna da edificação. Para verificar a temperatura foi utilizado o termômetro Raynger ST com precisão  $\pm 1\%$ , com apontamento do laser no centro dos módulos na face interna.

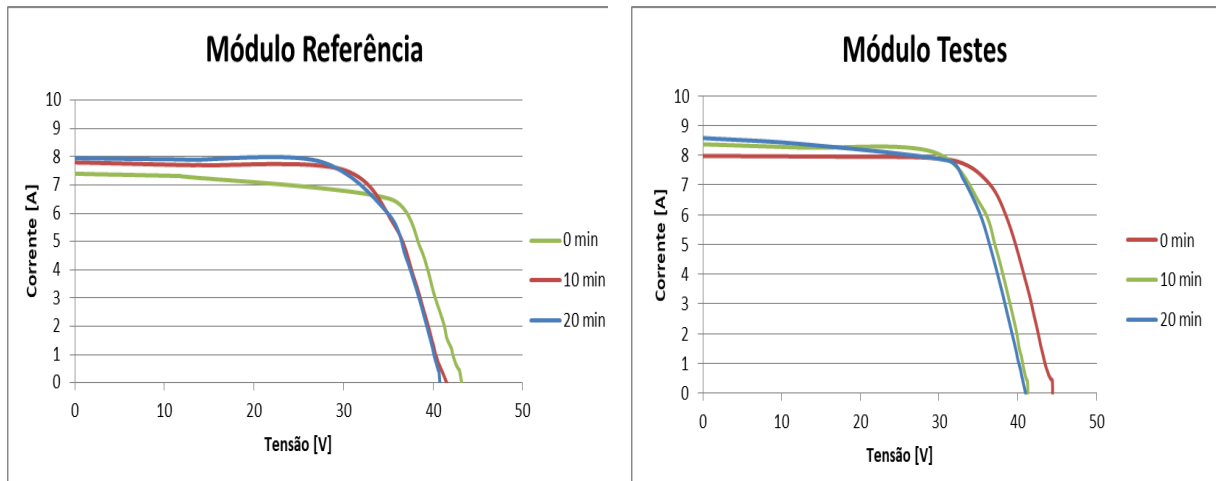
Figura 29 – Disposição dos módulos e medição da radiação solar.



Fonte: o autor (2020)

Os dados foram coletados no dia 14 de outubro de 2020, das 10:00 às 12:00 horas, sem a presença de nuvens e não prejudicar a aquisição dos dados. O comportamento das curvas I-V em função do tempo de exposição do módulo ao sol, está descrito conforme a metodologia do subcapítulo 3.2. Na Figura 30 são demonstradas as curvas I-V.

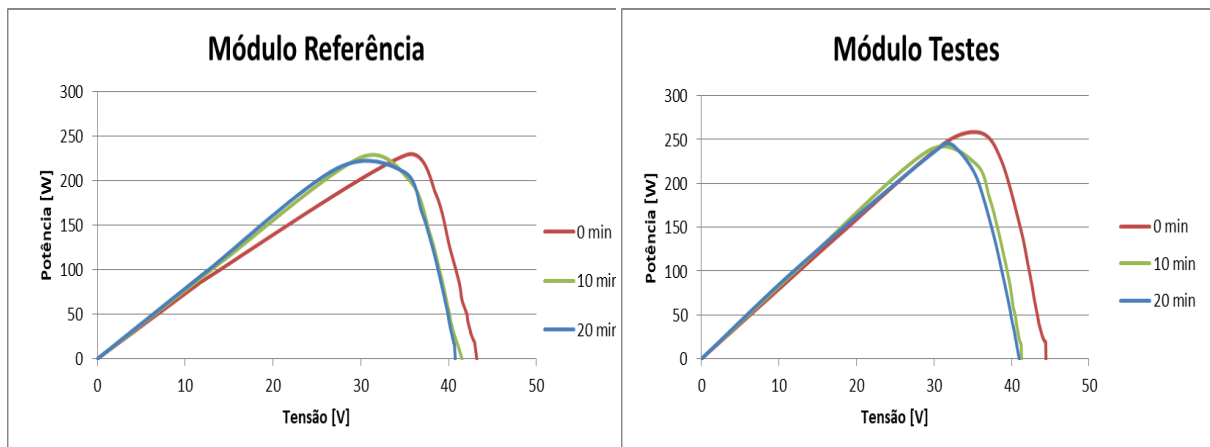
Figura 30 – Curvas I-V para caracterização do módulo.



Legenda: \* Tempo em minutos em que o módulo está exposto ao sol. Fonte: o autor (2020)

Na Figura 30, observa-se que quando o módulo está “frio”, é mais eficiente, porém com o aumento da temperatura devido à exposição ao sol a curva começa haver um deslocamento para esquerda do gráfico. Para verificação do ponto máximo de potência foram projetadas as curvas PV para os dois módulos, conforme a Figura 31.

Figura 31 - Curvas P-V para caracterização dos módulos



Fonte: o autor (2020)

É notável que conforme ocorre o aumento da temperatura os módulos perdem eficiência, pois a tensão diminui consideravelmente e a corrente tem um leve aumento, o qual não impacta no ponto máximo de potência. Também houve uma pequena variação na radiação solar, e desta forma verificou-se um declínio na potência de geração do módulo.

Devido à diferença de radiação solar e temperatura no momento da aquisição dos dados entre ambos os módulos, os parâmetros do módulo teste foram submetidos a um processo de correção para fins comparativos. Com o intuito de corrigir os valores de temperatura e radiação solar, foi utilizado o simulador Matlab com a parametrização do módulo fotovoltaico conforme subcapítulo 4.1. Observou-se que alterando os valores de radiação e de temperatura no software conseguiu-se a diferença percentual entre as medições experimentais. Na Tabela 2 estão descritos os resultados da caracterização dos módulos.

Tabela 2 – Resultados da caracterização dos módulos.

RESULTADO DA CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS											
Tempo (min)	Módulo Referência			Módulo Testes			Ajuste de parâmetros do módulo Testes			Diferença de eficiência (%)	Diferença média entre módulos (W)
	Temperatura (°C)	Radiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Máximo ponto de potência (W)	Temperatura (°C)	Radiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Máximo ponto de potência (W)	Temperatura	Radiação solar	Máximo ponto de potência (W)		
0	37	868	228,9	34	880	257,6	-1,34%	-1,26%	250,9	8,77%	<b>4,50%</b>
10	50	847	226,2	50	924	237,3	0,00%	-7,82%	218,7	-3,41%	
20	53	867	213,7	54	915	244,4	0,48%	-4,92%	233,5	8,49%	

Fonte: o autor (2020)

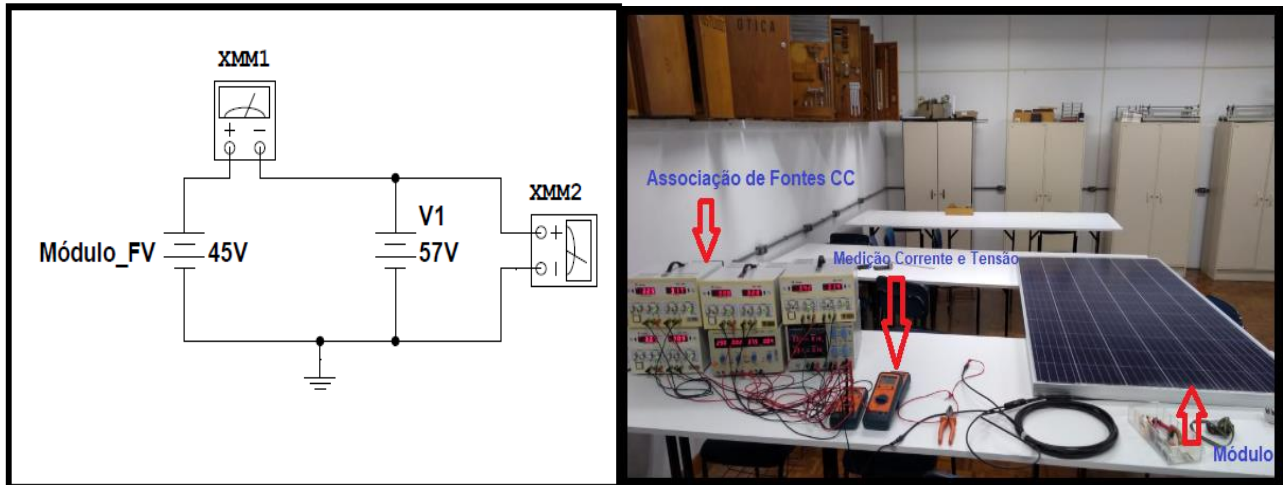
Houve uma diferença do ponto máximo de potência de um módulo para outro de 4,5%. Também foi considerada uma margem de erro de  $\pm 5\%$  devido à variação dos equipamentos utilizados. Esta diferença pode ser proveniente da fabricação do módulo, sendo que alguns fabricantes já informam que pode haver variação de  $\pm 5\%$  entre módulos de mesma potência ou até mesmo devido alguma avaria no módulo anterior aos testes.

#### 4.3 CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS POR MICROFISSURA

Na caracterização dos módulos por microfissura, utilizou-se uma câmera Sony sem filtro IR, juntamente com uma alimentação nos módulos através de seis

fontes CC Minipa com capacidade de 30 V e 3 A. Na Figura 32 observa-se o esquemático e a bancada de testes.

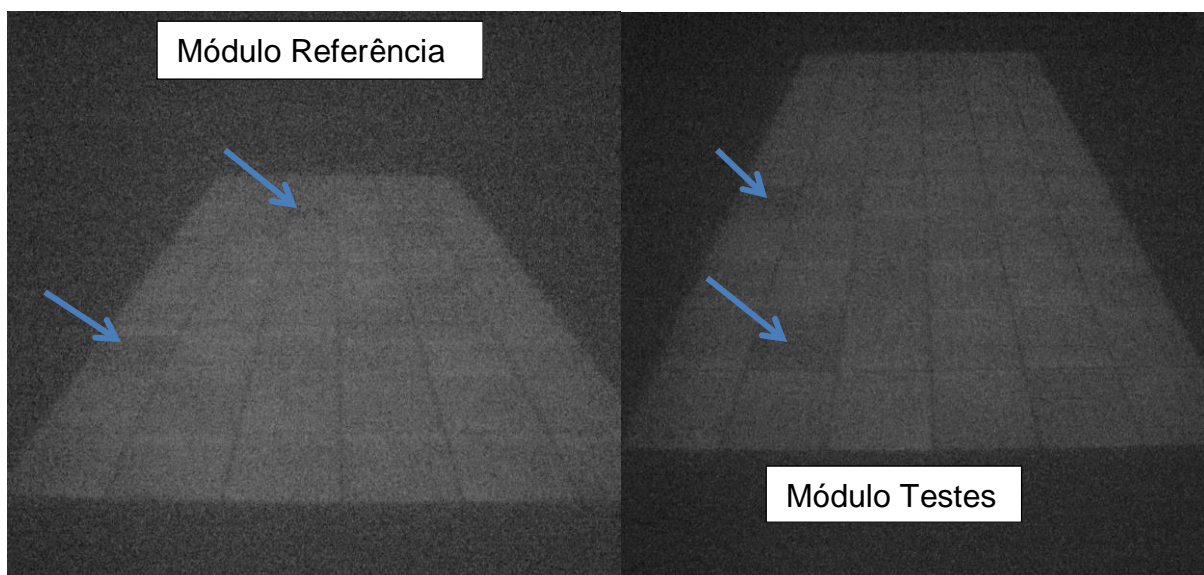
Figura 32 – Esquemático e bancada de testes para eletroluminescência.



Fonte: o autor (2020)

O módulo é alimentado em paralelo através da associação das fontes em ambiente fechado e sem iluminação natural, quando as imagens foram coletadas o ambiente permaneceu escuro. Para capturar as imagens sensíveis ao infravermelho, o módulo necessitou de uma corrente de 18,16 A e uma tensão de 57,12V com uma potência de 1037 W sendo bem superior à do módulo. O resultado das imagens eletroluminescentes de cada módulo é apresentado a Figura 33.

Figura 33 – Imagens eletroluminescentes dos módulos.



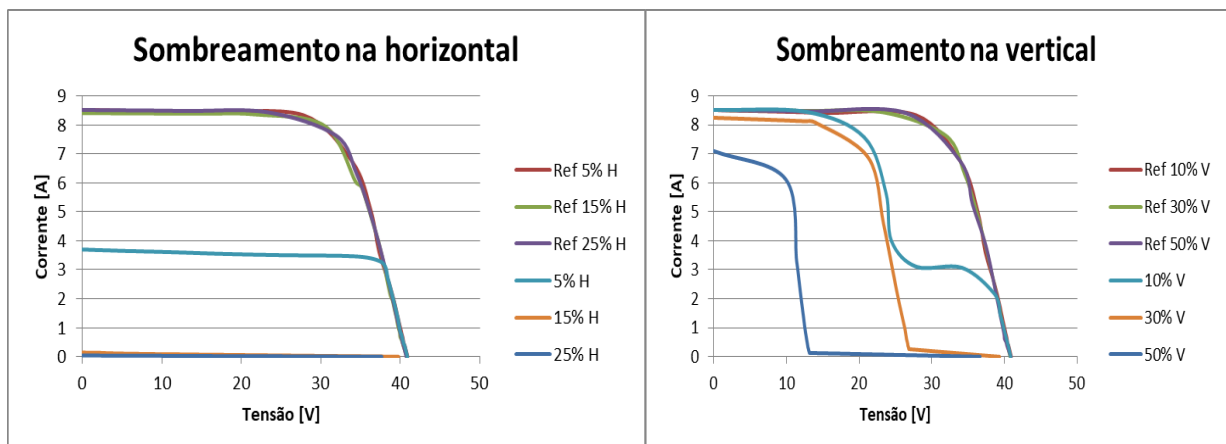
Fonte: o autor (2020)

As células que estão mais escuras conforme apontadas nas imagens apresentam microfissuras, as demais estão em funcionamento normal, isto pode ser observado nas imagens da Figura 33.

#### 4.4 SOMBREAMENTO PARCIAL

De acordo com a metodologia descrita anteriormente, um módulo foi submetido a diversos níveis de sombreamento com o auxílio de recortes de papelão proporcionais a porcentagem de sombra aplicada, e outro módulo foi utilizado como referência para fins comparativos. Ao realizar o procedimento na horizontal observou-se grandes perdas, e a porcentagem de sombreamento na horizontal foi adaptada para 5%, 15% e 25%. Na Figura 34 estão evidenciadas as curvas I-V com os resultados para cada nível de sombreamento na horizontal e vertical em comparação ao módulo de referência.

Figura 34 – Curvas I-V para sombreamento na horizontal e vertical do módulo.



Legenda\*: Ref % H e Ref % V, refere-se ao módulo de referência e para %H se refere ao módulo sob teste de sombreamento na horizontal e % V ao sombreamento na vertical.

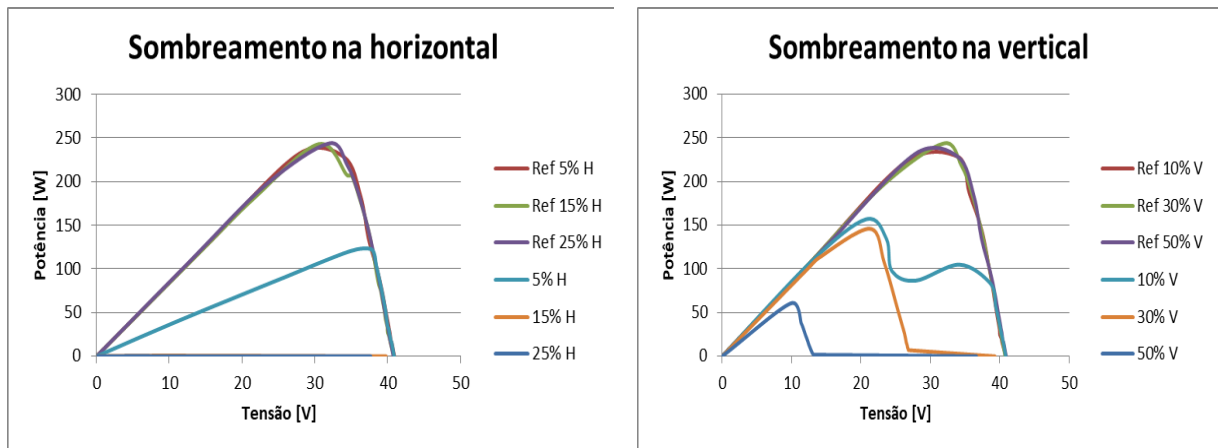
Fonte: o autor (2020)

Nas curvas I-V projetadas na Figura 34, nota-se que a perda de potência pode ser mais significativa quando é aplicada uma sombra na horizontal, visto que com apenas 5% do módulo sombreado as perdas se aproximam de 50% da nominal.

Para a sombra projetada na vertical o módulo tem um comportamento diferente devido aos diodos de desvio (conforme subcapítulo 2.6.3), ou seja, busca dois pontos máximos de potência. Isto pode ser observado no sombreamento de 10% na vertical do módulo. Nos demais módulos com sombreamentos, a perda é

mais significativa e apenas um ponto máximo de potência é atingido. Na Figura 35 são apresentadas as potências em forma gráfica através das curvas P-V, a fim de comparar o ponto máximo de potência.

Figura 35 – Curvas P-V para sombreamento na horizontal e vertical.



Fonte: o autor (2020)

Para quantificar as perdas de potência pelo sombreamento sobre o módulo fotovoltaico é necessário utilizar os valores do ponto máximo de potência, ou seja, o limite máximo de potência em que o módulo consegue entregar em sua saída, conforme a porcentagem de sombra aplicada. Por não ter variação significativa de radiação solar e temperatura, os resultados não foram corrigidos. Na Tabela 3 são apresentados os resultados das perdas de potência por sombreamento em formato percentual.

Tabela 3 – Resultado das perdas de potência por sombreamento no módulo fotovoltaico.

RESULTADOS DO SOMBREAMENTO							
Módulo Referência			Módulo Sombreado				Perdas de potência no módulo (%)
Radiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura do módulo (°C)	Máximo ponto de potência (W)	Nível de sombreamento (%)	Radiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura do módulo (°C)	Máximo ponto de potência (W)	
933	55	242,7	5% Horizontal	934	52	122,5	49,53
923	56	241,3	15% Horizontal	923	52	0,8	99,66
935	57	240,9	25% Horizontal	934	54	0,1	99,94
928	54	242,0	10% Vertical	929	56	156,8	35,21
904	54	237,0	30% Vertical	902	53	146,1	38,35
925	52	239,5	50% Vertical	925	52	60,6	74,68

Fonte: o autor (2020)

Conforme o resultado da Tabela 3, o sombreamento na horizontal é bastante significativo, e com apenas 15% do módulo sombreado as perdas chegam 99,66% da capacidade de geração. Isso pode ser explicado porque os diodos de desvio não atuam nesta posição de sombreamento, e essas células sombreadas acabam sendo uma carga para as demais células fotovoltaicas. Conforme subcapítulo 2.6.1 dos artigos correlacionados, as perdas ocasionadas por sombreamento na horizontal tem maior intensidade, quando comparadas aquelas posicionadas na vertical.

#### 4.5 MICROFISSURAS

Inicialmente o módulo foi fixado em três locais conforme a Figura 40. Os ângulos de inclinação foram calculados através de fórmulas trigonométricas para encontrar a altura em cm no canto do módulo, sendo que os resultados para cada ângulo foram: 2° igual a 5 cm, 4° igual a 10 cm e 5° igual a 12 cm. Como proposto na metodologia a primeira inclinação é de 2° conforme a Figura 36.

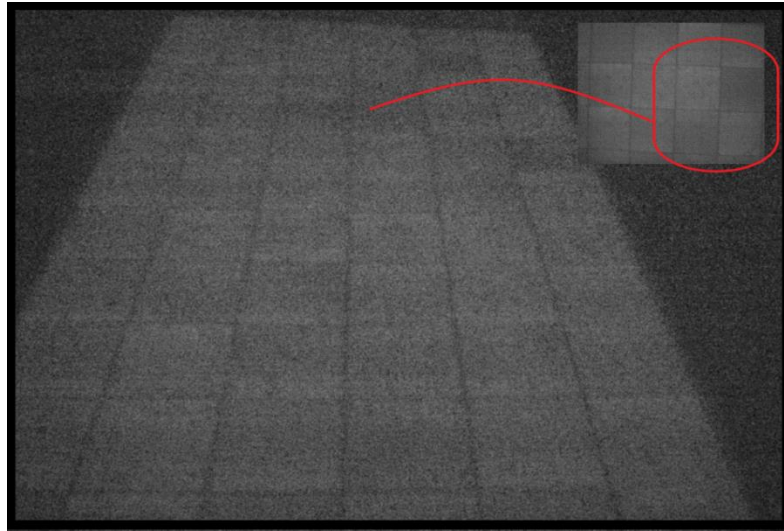
Figura 36 – Teste de microfissuras para inclinações.



Fonte: o autor (2020)

Após ser submetido ao primeiro nível de envergamento, o módulo foi alimentado com a mesma tensão e corrente, e no procedimento de caracterização, foi submetido a imagens de eletroluminescência para verificar eventuais avarias. Na Figura 37 observa-se as imagens eletroluminescentes.

Figura 37 – Eletroluminescência para inclinação de 2°.

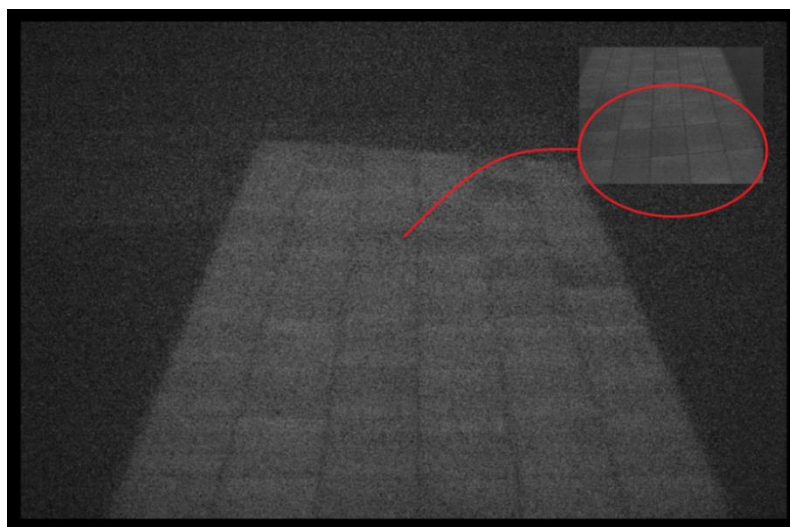


Fonte: o autor (2020)

A Figura 37, mostra que houve danificação em duas células. Na imagem ampliada é possível notar que estão mais escuras com relação às demais. O ponto que danificou as células fotovoltaicas está na linha da envergadura.

Na inclinação de 4°, ocorreu um impacto mais significativo no módulo, como pode ser visto na imagem da Figura 38.

Figura 38 – Eletroluminescência para inclinação de 4°.



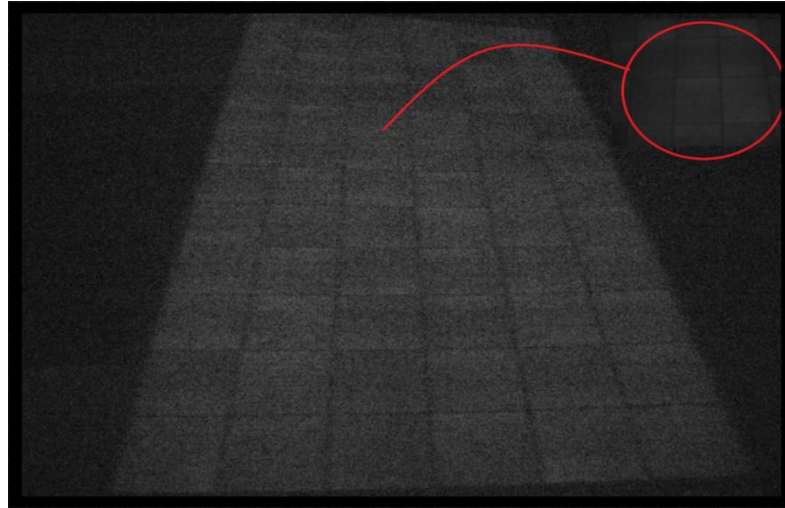
Fonte: o autor (2020)

Devido ao aumento do envergamento do módulo, as células trincaram e não emitiram luz luminescente, e por este motivo o número de células mais escuras aumentou. Na inclinação de 5° houve um menor impacto adicional ao módulo como



é mostrado na imagem da Figura 39, onde está localizado o último ponto de envergamento.

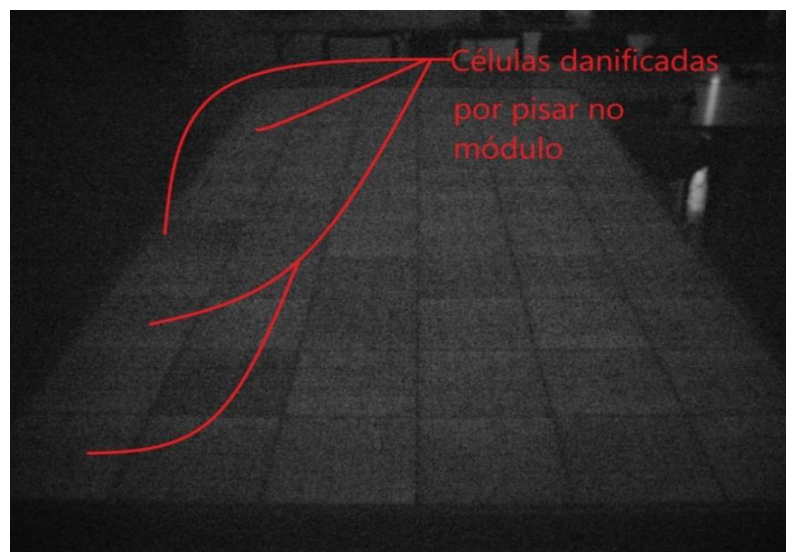
Figura 39 – Eletroluminescência para inclinação de 5°.



Fonte: o autor (2020)

O último procedimento causador de microfissuras foi pisar sobre o módulo. Foram quatro passos com cerca de 90 kg na linha de células na vertical do lado esquerdo. Conforme a imagem da Figura 40 é possível notar novas células escuras no lado esquerdo do módulo.

Figura 40 – Células danificadas após pisar no módulo.

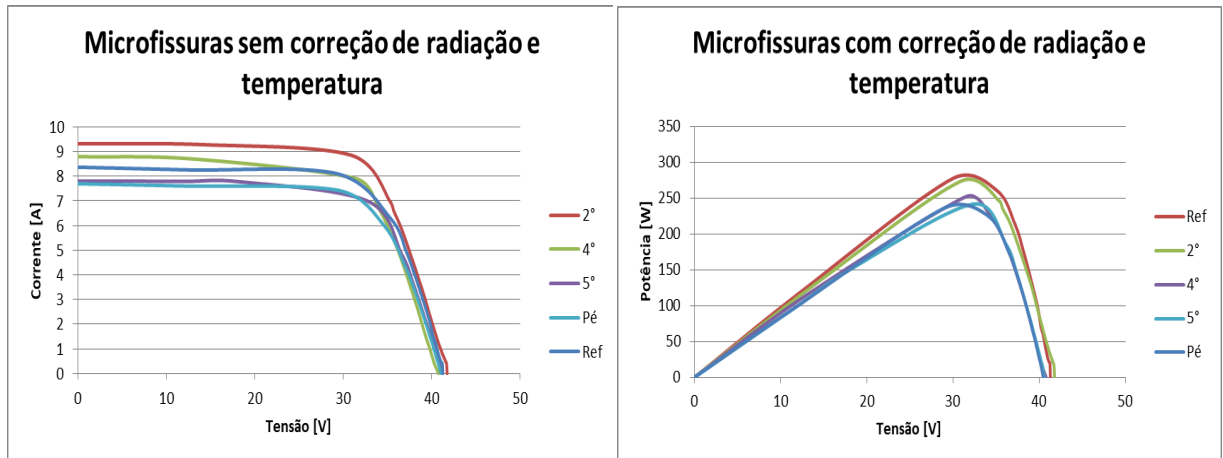


Fonte: o autor (2020)

Para fins comparativos dos impactos causados pelo envergamento e por pisar sobre o módulo, são traçadas as curvas I-V e P-V para visualizar o ponto máximo de

potência que o módulo passa a atingir. Conforme a Figura 41 são mostradas as perdas devido às microfissuras nas células fotovoltaicas.

Figura 41 – Resultados das perdas de potência por microfissuras.



Fonte: o autor (2020)

Devido à variação de radiação solar e temperatura, foi aplicada a correção destas informações, com o mesmo método utilizado na caracterização dos módulos. Para valores percentuais de perdas de potência, foi desenvolvida a Tabela 4 para os resultados finais.

Tabela 4 – Resultados das microfissuras.

RESULTADOS DAS MICROFISSURAS				
Módulo Sombreado				Perdas de potência no módulo (%)
Angulação de esforço (°)	Radiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura do módulo (°C)	Máximo ponto de potência corrigido (W)	
0°	1042	53	277,7	0,00%
2°	1041	52	274,0	1,34%
4°	1025	52	252,1	9,22%
5°	929	54	251,1	9,57%
Pisar no módulo	929	56	236,5	5,27%

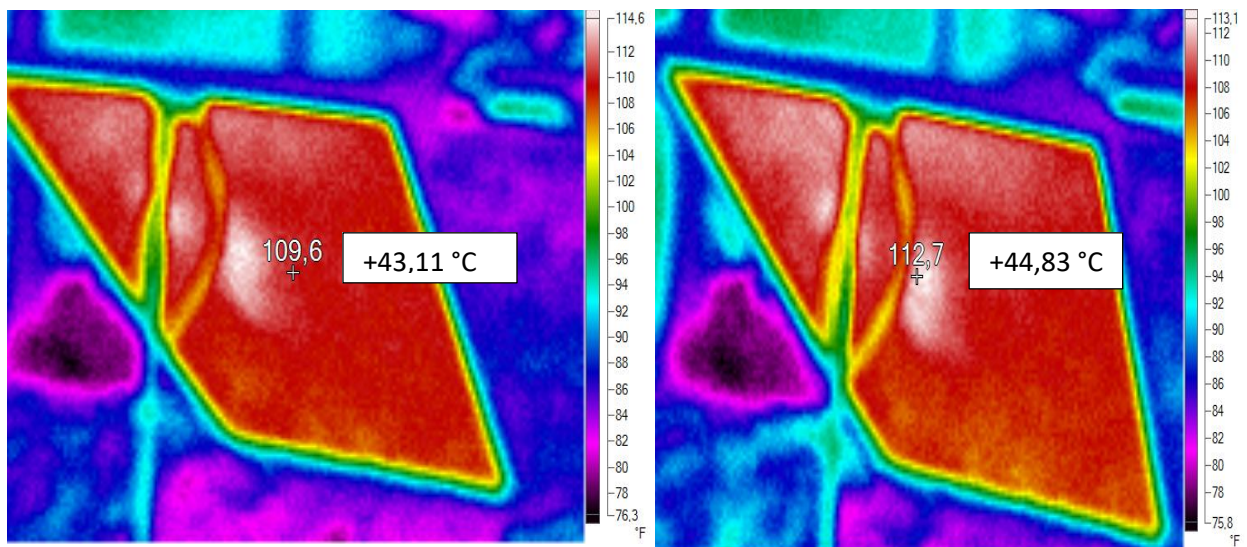
Fonte: o autor (2020)

Com base nos resultados encontrados, se o módulo apresentar um leve envergamento, não será prejudicial, porém se este envergamento persistir em um ângulo maior pode-se atingir a 10 % de perdas do módulo. Como observado na

Tabela 4, quando algum indivíduo pisa sobre o módulo as perdas serão proporcionais à área afetada. Conforme o subcapítulo 2.6.4 as perdas de potência em um módulo que sofre um impacto ou esforço severo chegaram a 80% de perdas de potência. Em outro estudo do subcapítulo 2.6.5, 60% das microfissuras e fissuras apresentaram perdas de potência no módulo. No entanto, torções e impactos sobre módulos fotovoltaicos são causas que favorecem a perda da eficiência do módulo.

Para verificação de eventuais pontos quentes provenientes das microfissuras, utilizou-se uma câmera termográfica do modelo FLUKE Ti10, na face interior do módulo. Na Figura 47 observa-se as imagens obtidas por esta câmera.

Figura 42 – Pontos quentes provenientes de células danificadas.



Fonte: o autor (2020)

Nas imagens da Figura 42 é possível notar uma diferença de temperatura no módulo. Esta diferença de 1,72°C que pode ser provenientes de microfissuras nas células. Este módulo apresenta um coeficiente de temperatura de -0.39% P/ °C, e através do aumento da temperatura em alguns pontos a potência de saída diminui.

#### 4.6 SIMULAÇÃO DE MICROGERAÇÃO

O simulador foi desenvolvido na plataforma do Excel, sendo que o usuário insere as informações do sistema instalado, a quantidade de módulos afetados pelo sombreamento e microfissura. Também são simuladas as perdas normais, caso não haja nenhuma perda sobre sombras e microfissuras. Com perdas de eficiência

adicionais, o usuário deve informar a porcentagem de perdas por sombra e microfissuras. São preenchidas somente as células verdes conforme a Figura 43, é mostrado o menu de entrada das informações, sendo que tomou-se como exemplo um sistema residencial de potência instalada de 7,3 kWp.

Figura 43 – Menu de entrada do simulador de perdas de geração.

SIMULADOR					
POTÊNCIA DO SISTEMA		SOMBREAMENTO		MICROFISSURA	
Quantidade de módulos	Potência do módulo (W)	Quantidade de módulos	Perdas por sombra (%)	Quantidade de módulos	Perdas por microfissura (%)
20	365	10	49,53%	2	9,57%

Fonte: o autor (2020)

Para inserir os valores percentuais das perdas por sombreamento e microfissura, inicialmente o usuário deve verificar em sua microgeração quantos módulos estão afetados por sombras, e ele deve verificar qual a posição da sombra e a porcentagem do módulo afetado. Da mesma forma para microfissura, o usuário deve analisar se tem algum módulo que está suspenso sem os devidos pontos fixados para as questões de envergamento, e também caso pessoas caminharam sobre os módulos deve ser contabilizado o número de módulos e a quantidade de passos. Após esta análise deve ser consultada a tabela dos valores de referência, que é mostrada na Figura 44.

Figura 44 – Valores de referência.

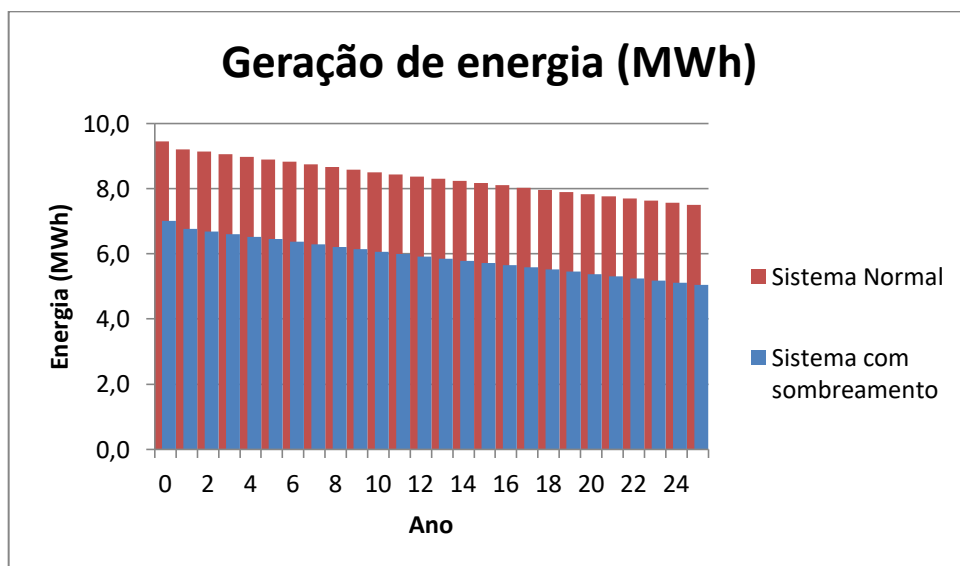
TABELA DE PERDAS %										
	Porcentagem de sombra						Porcentagem de Microfissuras			Pisar
	10% v	5% H	30% V	15% H	50% V	25% H	2°	4°	5°	
<b>Perdas %</b>	35,21	49,53	38,35	99,66	74,68	99,94	1,34	9,22	9,57	5,27

Fonte: o autor (2020)

Com os valores inseridos, as tabelas do programa se atualizam automaticamente (tabelas do Apêndice B), conforme as equações do subcapítulo 3.6. Para a projeção de perdas de eficiência em um sistema fotovoltaico ao longo de

25 anos, tomou-se como referência as perdas lineares projetadas pelos fabricantes dos módulos policristalinos conforme o Anexo B. Como o sistema é composto por inversores, eles demandam um consumo de potência na conversão de energia. Por está razão os valores das perdas foram somados as perdas totais do sistema fotovoltaico, sendo que estes valores são referenciados pelo fabricante do Anexo C. Com os valores de referência projetaram-se as perdas de um sistema em funcionamento normal até os 25 anos. Na Figura 45 é mostrado o gráfico de colunas com o comportamento do sistema normal e o sistema com sombreamento.

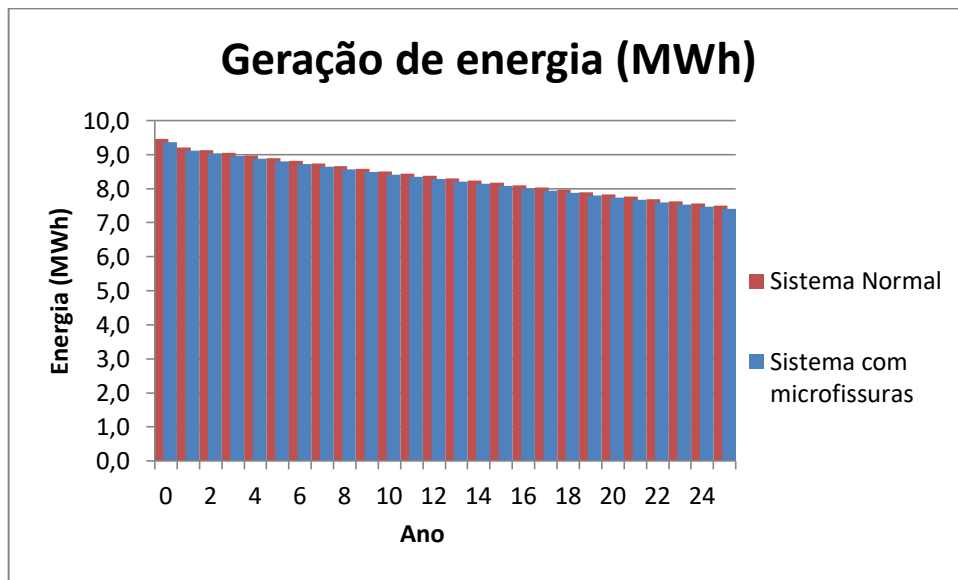
Figura 45 – Sistema normal e sistema sombreado.



Fonte: o autor (2020)

Com os valores das perdas anuais, atribuiu-se aos valores de potência no sistema em condições normais. Já para o sistema que tem sombreamento ou microfissura foram somadas as perdas dessas perturbações devido à quantidade de módulos afetados. O resultado a ser analisado é a energia gerada do sistema do ano 0 até 25 anos. Os resultados da simulação para microfissuras estão apresentados na Figura 46.

Figura 46 – Sistema normal e sistema com microfissuras.



Fonte: o autor (2020)

O objetivo do simulador é obter uma projeção de perdas a partir do momento da instalação até 25 anos. As perdas normais são somadas com as perdas dos módulos afetados, pela sombra, microfissuras ou ambas. O usuário que definirá a quantidades de módulos afetados. Portanto os resultados finais foram baseados em resultados coletados de forma experimental, portanto poderá haver variação de perdas, podendo ser maiores ou menores.

## 5 CONCLUSÃO

Os impactos causados pelo sombreamento e microfissuras em sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica podem ser significativos. Isso irá depender da forma em que o sistema for prejudicado por estas variáveis.

O método de caracterização dos módulos através de curvas I-V e P-V são ferramentas eficazes para posteriores comparações das perdas elétricas quando há condições anormais de operação. A utilização de câmeras termográficas e de eletroluminescência é essencial para visualização dos possíveis problemas causados sobre os módulos fotovoltaicos.

Em relação ao sombreamento, nota-se que o módulo afetado na horizontal as perdas foram maiores, sendo que com apenas 15% do módulo sombreado a geração cai próximo à zero. Já para o sombreamento na vertical do módulo, devido à atuação dos diodos de desvio ele consegue suportar um maior sombreamento com menos perdas, mas mesmo assim, quando está sombreado em 50%, a geração diminui para 25,3% da nominal.

Em processos de microfissura as perdas de potência do módulo são quantificadas através das curvas P-V, observando o ponto máximo de potência que o módulo está atingindo. As câmeras de eletroluminescência e termográfica são utilizadas para visualização de possíveis danos nas células fotovoltaicas.

No entanto, as perdas por sombreamento e microfissuras podem ser significativas, pois conforme a intensidade desses fenômenos em alguns casos o sistema pode ficar comprometido com sua geração em forma parcial ou até integral. Para trabalhos futuros esses dados coletados podem ser relacionados em outros softwares de simulação.

## REFERÊNCIAS

- [1] ENERGIAS RENOVÁVEIS 2019. **REN21**, 2019. Disponível em: [https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter\\_01/chapter\\_01/#sub\\_4](https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_01/chapter_01/#sub_4). Acesso em: 8 de março de 2020.
- [2] ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico**. São Paulo, 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>. Acesso em: 26 fev. 2020.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN 482**: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012. 9 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2020.
- [4] HODGE, B. K. **Sistemas e aplicações de energia alternativa** / B. K. Hodge; tradução Luiz Claudio de Queiroz Faria; revisão técnica Marco Aurélio dos Santos. –[Reimpr]. –Rio de Janeiro; LTC, 2018.
- [5] JOÃO TAVARES PINHO. Cepel. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Ufpa, 2014. 530 p.
- [6] MOREIRA, J. R. S. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. Rio de Janeiro: Ltc, 2019. 385 p.
- [7] RODRIGUES, Marinaldo de Jesus dos Santos. Resultados experimentais de sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos. **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Gramado, p.1-10, 17 abr. 2018.
- [8] STOYANOV, Ludmil. Simulação do Sombreamento em Sistemas Fotovoltaicos. **IEEE**, Estados Unidos, p.448-452, 2017.
- [9] TORRES, João Paulo N.. O efeito do sombreamento em painéis solares fotovoltaicos. **Springer**, Berlin Heidelberg, p.195-208, 23 nov. 2016.
- [10] MATOS, Lucas de. Detecção de danos mecânicos em módulos fotovoltaicos por eletroluminescência. **Asades: Energías Renovables y Medioambiente**, Argentina, p.1-7, 21 out. 2019.
- [11] DHIMISH, Mahmoud. The impact of cracks on photovoltaic power performance. **Journal Of Science**, p.199-209, 12 maio 2017.



- [12] OSS, L. F. Implementação de um processo de caracterização elétrica voltado a módulos fotovoltaicos. Bento Gonçalves, 2017.
- [13] VARGAS, T. V. Desenvolvimento de traçador de curva I-V portátil para caracterização de arranjos fotovoltaicos até 400V e 10A. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/353>. Acesso em: 15 de abril de 2020.
- [14] RODRIGUES, M. d. Resultados experimentais de sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/21>. Acesso em: 15 de abril de 2020.
- [15] FIGUEREDO, G. Alternativa de baixo custo para imagens em eletroluminescência de módulos fotovoltaicos. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/321>. Acesso em: 20 de abril de 2020.
- [16] GLOBAL SOLAR ATLAS. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?s=-29.1654,-51.5209&m=site&c=-29.1654,-51.5209,11>. Acesso em: 9 de novembro de 2020.

## APÊNDICE A

```

% VARIÁVEIS DE ENTRADA (são modificadas conforme irradiação
solar e temperatura)
Psun = 600;
T = 20;
Vpa = 0:0.01:50;
% AJUSTE DA CARACTERÍSTICA I-V ( Rp é modificado conforme
características do módulo)
Rs = 0.008;
Rp = 7;
Ms = 1;
Mp = 1;
% DADOS DE CATÁLOGO
Ns = 72;
Voc = 45.44/Ns;
Isc = 9.79;
a = 3.18e-3;
% CONSTANTES
n = 1.2;
k = 1.38e-23;
q = 1.60e-19;
EG = 1.1;
Tr = 273 + 25;
% CÁLCULOS
T = 273 + T;
Vt = n*k*T/q;
V = Vpa/Ns/Ms;
Iph = (Isc+a*(T-Tr))*Psun/1000;
Irr = (Isc-Voc/Rp)/(exp(q*Voc/n/k/Tr)-1);
Ir = Irr*(T/Tr)^3*exp(q*EG/n/k*(1/Tr-1/T));
I = zeros(size(V));
for j=1:5;
I = I-(Iph-I-Ir.*(exp((V+I.*Rs)./Vt)-1)-(V+I.*Rs...
)./Rp)./(-1-Ir.*exp((V+I.*Rs)./Vt).*Rs./Vt-Rs./Rp);
end
for j=1:length(I);
if I(j)<0
I(j)=0;
end
end
Ipa = I*Mp;
% GERAÇÃO DE CURVAS I-V E P-V
figure(1);
plot(Vpa,Ipa);
grid on;
hold on;
for j=1:length(I);
Ppa(j)=Vpa(j)*Ipa(j);
end
figure(2);

```

```
plot(Vpa, Ppa);  
grid on;
```

## APÊNDICE B

Período	Módulo					Inversor				
	Ano	Perdas %	Marca	Potência (W)	Tipo	Quantidade	Perdas %	Marca	Potência	Tipo
0	0	GLOBO BRASIL	policristalino	365	20	3,5	Apsystems	1200	QS1	7
1	2,5									
2	3,3									
3	4,1									
4	4,9									
5	5,7									
6	6,5									
7	7,3									
8	8,1									
9	8,9									
10	9,7									
11	10,39									
12	11,08									
13	11,77									
14	12,46									
15	13,15									
16	13,84									
17	14,53									
18	15,22									
19	15,91									
20	16,6									
21	17,29									
22	17,98									
23	18,67									
24	19,35									
25	20									

Sistema Normal			Sistema sombreado					Sistema microfissurado				
Perdas (%)	Potência (W)	Energia (MWh)	Quantidade de módulos	Perdas por sombra	Perdas totais (%)	Potência (W)	Energia (MWh)	Quantidade de módulos	Perdas por microfissuras	Perdas Totais (%)	Potência (W)	Energia (MWh)
3,50%	7044,5	9,5	10	50,00%	28,50%	5219,5	7,0	2	9,57%	4,46%	6974,6	9,4
6,00%	6862,0	9,2	10	50,00%	31,00%	5037,0	6,8	2	9,57%	6,96%	6792,1	9,1
6,80%	6803,6	9,1	10	50,00%	31,80%	4978,6	6,7	2	9,57%	7,76%	6733,7	9,0
7,60%	6745,2	9,1	10	50,00%	32,60%	4920,2	6,6	2	9,57%	8,56%	6675,3	9,0
8,40%	6686,8	9,0	10	50,00%	33,40%	4861,8	6,5	2	9,57%	9,36%	6616,9	8,9
9,20%	6628,4	8,9	10	50,00%	34,20%	4803,4	6,4	2	9,57%	10,16%	6558,5	8,8
10,00%	6570,0	8,8	10	50,00%	35,00%	4745,0	6,4	2	9,57%	10,96%	6500,1	8,7
10,80%	6511,6	8,7	10	50,00%	35,80%	4686,6	6,3	2	9,57%	11,76%	6441,7	8,6
11,60%	6453,2	8,7	10	50,00%	36,60%	4628,2	6,2	2	9,57%	12,56%	6383,3	8,6
12,40%	6394,8	8,6	10	50,00%	37,40%	4569,8	6,1	2	9,57%	13,36%	6324,9	8,5
13,20%	6336,4	8,5	10	50,00%	38,20%	4511,4	6,1	2	9,57%	14,16%	6266,5	8,4
13,99%	6286,0	8,4	10	50,00%	38,99%	4461,0	6,0	2	9,57%	14,85%	6216,2	8,3
14,58%	6235,7	8,4	10	50,00%	39,58%	4410,7	5,9	2	9,57%	15,54%	6165,8	8,3
15,27%	6185,3	8,3	10	50,00%	40,27%	4360,3	5,9	2	9,57%	16,23%	6115,4	8,2
15,96%	6134,9	8,2	10	50,00%	40,96%	4309,9	5,8	2	9,57%	16,92%	6065,1	8,1
16,65%	6084,6	8,2	10	50,00%	41,65%	4259,6	5,7	2	9,57%	17,61%	6014,7	8,1
17,34%	6034,2	8,1	10	50,00%	42,34%	4209,2	5,7	2	9,57%	18,30%	5964,3	8,0
18,03%	5983,8	8,0	10	50,00%	43,03%	4158,8	5,6	2	9,57%	18,99%	5913,9	7,9
18,72%	5933,4	8,0	10	50,00%	43,72%	4108,4	5,5	2	9,57%	19,68%	5863,6	7,9
19,41%	5883,1	7,9	10	50,00%	44,41%	4058,1	5,4	2	9,57%	20,37%	5813,2	7,8
20,10%	5832,7	7,8	10	50,00%	45,10%	4007,7	5,4	2	9,57%	21,06%	5762,8	7,7
20,79%	5782,3	7,8	10	50,00%	45,79%	3957,3	5,3	2	9,57%	21,75%	5712,5	7,7
21,48%	5732,0	7,7	10	50,00%	46,48%	3907,0	5,2	2	9,57%	22,44%	5662,1	7,6
22,17%	5681,6	7,6	10	50,00%	47,17%	3856,6	5,2	2	9,57%	23,13%	5611,7	7,5
22,85%	5632,0	7,6	10	50,00%	47,85%	3807,0	5,1	2	9,57%	23,81%	5562,1	7,5
23,50%	5584,5	7,5	10	50,00%	48,50%	3759,5	5,0	2	9,57%	24,46%	5514,6	7,4

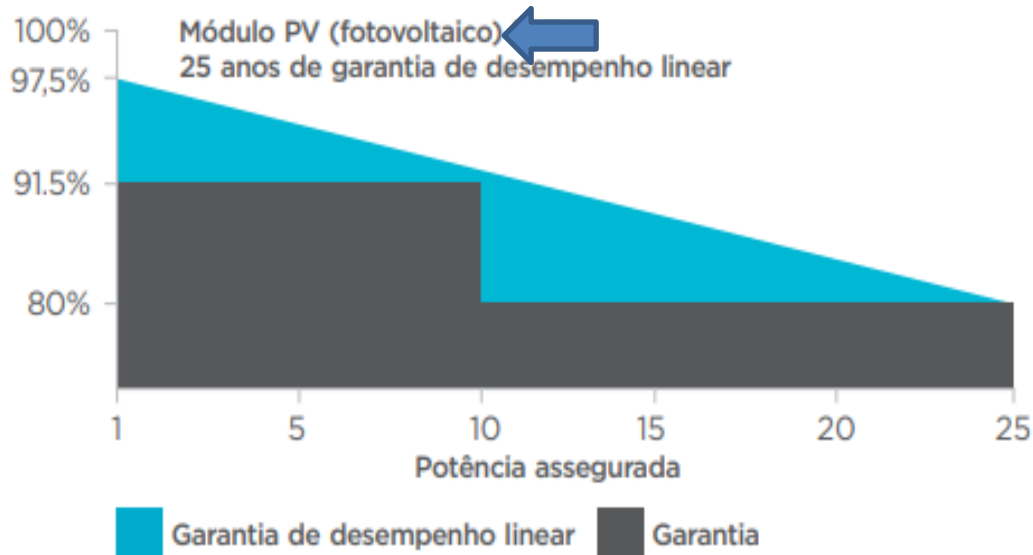
## ANEXO A

## GBR 310-350

STC	GBR310p	GBR315p	GBR320p	GBR325p	GBR330p	GBR340p	GBR350p
Potência Nominal Máxima (Pmax)	310W	315W	320W	325W	330W	340W	350W
Tensão de Potência Máxima (Vmp)	36.26V	36.76V	37.30V	37.07V	37.18V	38.11V	38.11V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	8.55A	8.57A	8.58A	8.78A	8.89A	8.92A	8.92A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45.44V	45.61V	45.79V	44.96V	45.08V	45.38V	45.07V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9.79A	9.85A	9.93A	9.23A	9.31A	9.47A	9.27A
Eficiência do Módulo	15,99%	16,25%	16,51%	16,77%	17,01%	17,25%	18,04%
Temperatura de Operação	-40°C a + 85°C						
Tensão Máxima do Sistema	1000 V DC (IEC)						
Corrente Máxima por Fusíveis em Série	20 A						
Tolerância de Potência	0~+5W						

Condição padrão de teste STC: temperatura ambiente de 25°C e irradiância de 1000W/m<sup>2</sup>.

## ANEXO B



## ANEXO C

## 8.1 Datasheet do Microinversor QS1

Região	LATAM	
Modelo	QS1-NA-MX	QS1-BR
<b>Dados de Entrada (DC)</b>		
Faixa recomendada de potência do módulo fotovoltaico (STC)	250Wp-375Wp	
Faixa de Tensão do MPPT	22V-48V	
Faixa de Tensão de Operação	16V-55V	
Tensão Máxima de Entrada	60V	
Corrente de curto-circuito Máxima de Entrada	12A x 4	
<b>Dados de Saída (AC)</b>		
Máxima Potência Contínua de Saída	1200W	
Máxima Potência de Saída	1250W	
Tensão Nominal de Saída	240V/211V-264V	220V/176V-242V
Faixa de Tensão Ajustável de Saída	160-278V	
Corrente Nominal de Saída	5A	5.45A
Frequência Nominal de Saída	60Hz/59.3Hz-60.5Hz	60Hz/57.5Hz-62Hz
Faixa de Frequência Ajustável de Saída	55.1-64.9Hz	
Fator de Potência	>0.99	
Distorção Harmônica Total	<3%	
Corrente máxima de falha (AC) e duração	137 Ap, 0.78 ms de duração	
Proteção de Sobrecorrente Máxima de Saída	10A	
<b>Eficiência</b>		
Eficiência Máxima	96.5%	
Eficiência Nominal MTTP	99.5%	
Consumo de Energia Noturno	30mW	
<b>Dados Mecânicos</b>		
Faixa de Temperatura Ambiente de Operação	-40° F to +149° F (-40 °C to +65 °C )	
Faixa de Temperatura de Armazenamento	-40 °F to +185 °F (-40 °C to +85 °C )	