

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA



PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
NUPEP - NÚCLEO DE PESQUISA EM ELETRÔNICA DE  
POTÊNCIA

ALINE MARTINS SILVA

ESTUDO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE  
GERADORES FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS COM  
VISTAS À AVALIAÇÃO DE PROCEDIMENTOS PARA  
IDENTIFICAÇÃO DE SINAIS DE DEGRADAÇÃO E  
SUAS RESPECTIVAS CAUSAS

UFU

2018

ALINE MARTINS SILVA<sup>1</sup>

ESTUDO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE  
GERADORES FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS COM  
VISTAS À AVALIAÇÃO DE PROCEDIMENTOS PARA  
IDENTIFICAÇÃO DE SINAIS DE DEGRADAÇÃO E  
SUAS RESPECTIVAS CAUSAS

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia, como requisito  
parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia  
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes de  
Freitas.

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Banca Examinadora:

Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas – FEELT/UFU (Orientador)

Dr. Fernando Cardoso Melo – FEELT/UFU (Coorientador)

Dr. Gilberto Figueiredo Pinto Filho – IEE/USP

DR. Loana Velasco – UNB

Uberlândia

2018

---

<sup>1</sup> A Bolsa de Estudos, para esta pesquisa, foi concedida pela CNPq, Brasil.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

---

S586e  
2018

Silva, Aline Martins, 1990

Estudo e análise de desempenho de geradores fotovoltaicos distribuídos com vistas à avaliação de procedimentos para identificação de sinais de degradação e suas respectivas causas [recurso eletrônico] / Aline Martins Silva. - 2018.

Orientador: Luiz Carlos Gomes de Freitas.

Coorientador: Fernando Cardoso Melo.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2019.1292>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia solar. 3. Termografia. I. Freitas, Luiz Carlos Gomes de, 1976, (Orient.). II. Melo, Fernando Cardoso, 1989, (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

---

CDU: 621.3

Angela Aparecida Vicentini Tzi Tziboy – CRB-6/947

ESTUDO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE  
GERADORES FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS COM  
VISTAS À AVALIAÇÃO DE PROCEDIMENTOS PARA  
IDENTIFICAÇÃO DE SINAIS DE DEGRADAÇÃO E  
SUAS RESPECTIVAS CAUSAS

ALINE MARTINS SILVA

Dissertação de mestrado submetida ao Programa  
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia, como  
requisito parcial à obtenção do título de Mestre em  
Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia  
Elétrica.

---

Prof. Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.  
Orientador

---

Prof. Fernando Cardoso Melo, Dr.  
Coorientador

---

Prof. José Rubens Macedo Junior, Dr.  
Coordenador da Pós-Graduação

À minha mãe e toda família pelo  
apoio e compreensão.

# **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Luiz Carlos Gomes de Freitas, orientador desse trabalho, pela disposição, dedicação e incentivo, mas principalmente pelos seus ensinamentos que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao coorientador Fernando Cardoso Melo por sua colaboração e ensinamentos.

Aos colegas e professores do Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência.

À minha família pela paciência e compreensão por tantos momentos ausentes.

Ao meu irmão Ramon pela sua amizade e seus cuidados, por ter sido minha referência de caráter e inteligência.

Ao meu noivo Alexandre por seu companheirismo, amor e paciência, por sempre acreditar em meus sonhos, me apoiar e incentivar.

Ao meu afilhado Heitor que por tantas vezes me fez sorrir e na sua inocência de criança, mesmo sem perceber, me fez cada dia mais forte e encorajada.

Agradeço, sobretudo, à minha mãe Suely por sempre me dar suporte, incentivo e amor incondicional, por me ensinar seus valores e ser meu alicerce, por ter dedicado sua vida a mim e meu irmão, é, sem sombra de dúvidas, a mulher mais incrível que já conheci.

E a todos que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

*“Eu não sei o que eu possa parecer para o mundo, mas para mim eu pareço ter sido apenas como um garoto brincando na praia, e me divertindo de vez em quando encontrando uma pedra arredondada ou uma concha mais bonita que as comuns, enquanto o grande oceano da verdade repousa desconhecido perante mim”*

*Isaac Newton.*

## Resumo

Este trabalho apresenta o estudo e aplicação de técnicas para avaliação de módulos fotovoltaicos sob a influência das principais formas de degradação e seus respectivos impactos sobre a geração de energia elétrica. Além disso, como um complemento para o estudo, foi realizada a avaliação da influência da sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos. Para tanto, foram analisados 48 módulos fotovoltaicos de 5 modelos diferentes, totalizando uma potência de pico de 10,16 kWp, do sistema fotovoltaico instalado no Laboratório de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFG). Inicialmente, para identificar e avaliar a degradação, foram realizadas inspeções visuais e para a análise da distribuição térmica na superfície dos módulos, imagens termográficas foram obtidas com o intuito de identificar pontos quentes e associá-los aos sinais de degradação observados na inspeção. Adicionalmente, com o objetivo de quantificar o impacto de falhas na geração de energia, as curvas I-V foram medidas, *in loco*, em 2016, 2017 e 2018, de forma individual e por série. Para complementar, foram realizados testes para avaliação dos impactos da sujeira sobre os módulos e os principais resultados foram apresentados. Para os testes de curvas I-V realizados em 2016 e 2017, foi constatada uma significativa diferença entre valores de máxima potência medida *in loco* e a referência de potência mínima calculada a partir de informações do *datasheet*. Para avaliar a veracidade dos resultados, todos os parâmetros utilizados para obtenção das curvas I-V foram verificados e foi constatada a necessidade de correção das temperaturas de operação das células e novos valores de potência máxima foram obtidos seguindo os procedimentos da norma IEC EN 60891.

**Palavras-Chave:** Módulos Fotovoltaicos; Degradação; Inspeção visual; Termografia; Curvas I-V.

## Abstract

This work presents the study and application of techniques for the evaluation of photovoltaic modules under the influence of the main forms of degradation and their respective impacts on the generation of electric energy. A total of 48 photovoltaic modules were analyzed, from 5 different models, totaling a peak power of 10.16 kWp derived from the photovoltaic system installed at the Research Laboratory of Power Electronics at the Federal University of Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFG). To evaluate the degradation visual inspections were performed. Also, for the analysis of the thermal distribution on the surface of the modules, thermography images were obtained with the purpose of identifying hot spots and associating them with the signs of degradation found in the inspection. In addition, to quantify the impact of failures in power generation, I-V curves were measured locally in 2016, 2017 and 2018, individually and by strings. Additionally to the main analysis of module degradation impacts, tests were carried out to evaluate the impacts of dirt on the modules and the main results were presented. For the tests of I-V curves carried out in 2016 and 2017 a significant difference between values of maximum power measured in loco and the minimum power reference calculated from datasheet information. In order to evaluate the veracity of the results, all the parameters used to obtain the I-V curves were evaluated and it was verified the need to correct the operating temperatures of the cells and new values of maximum power were obtained following the procedures of IEC standard EN 60891.

**Keywords:** *Photovoltaic Modules; Degradation; Visual inspection; Thermography; I-V Curves.*

# Lista de Figuras

**Nenhuma entrada de índice de ilustrações foi encontrada.**

Figura 1.1 – Porcentagem estimada da produção global de eletricidade.....	15
Figura 1.2 – Capacidade global anual de sistemas fotovoltaicos instalados.....	15
Figura 2.1 – Composição do módulo fotovoltaico.....	20
Figura 2.2 –Tipos de células fotovoltaicas: (a) monocristalina; (b) multicristalina; (c) filme fino. ....	22
Figura 2.3 – Produção global anual para as principais tecnologias comerciais. ....	22
Figura 2.4 – Evolução da eficiência das células FV desenvolvidas em laboratório de meados de 1975-2018. ....	23
Figura 2.5 – Módulo fotovoltaico bifacial. ....	24
Figura 2.6 – Representação da curva I-V com os parâmetros elétricos indicados. ....	25
Figura 2.7 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	26
Figura 2.8 – Efeito da temperatura ambiente na curva I-V.....	28
Figura 2.9 – Efeito da irradiância na curva I-V. ....	28
Figura 2.10 – Resposta espectral.....	30
Figura 2.11 – Espectro relativo para diferentes tecnologias (C-Si = células multicristalinas). ....	30
Figura 2.12 – Descoloração do material encapsulante.....	32
Figura 2.13 - Delaminação na parte superior do módulo fotovoltaico.....	32
Figura 2.14 - Bolhas na folha traseira do módulo fotovoltaico.....	33
Figura 2.15 –Exemplo de Corrosão. ....	33
Figura 2.16 - (a) Vidro do módulo fotovoltaico quebrado, (b) célula fotovoltaica quebrada. ....	34
Figura 2.17 - <i>Snail track</i> no módulo fotovoltaico. ....	35
Figura 2.18 - Comparação da potência de saída para diferentes densidades de deposição de poeira. ....	36
Figura 2.19 - Redução da transmitância devido à deposição de sujeira no módulo fotovoltaico. ....	37
Figura 2.20 – Imagem termográfica.....	41
Figura 3.1 – Micro usina fotovoltaica instalada no NUPEP (a) diagrama unifilar simplificado, (b) foto aérea e (c) mapeamento dos módulos fotovoltaicos.....	46
Figura 3.2 – Exemplos de degradações identificadas durante a inspeção visual. ....	47
Figura 3.3 – (a) Imagem termográfica com módulo FV em circuito aberto; (b) Imagem termográfica com módulo FV em circuito fechado. ....	48
Figura 3.4 – Câmera infravermelha utilizada para obtenção das imagens termográficas. ....	49
Figura 3.5 – Equipamento utilizado para obtenção das curvas I-V. ....	50
Figura 3.6 – Curvas I-V de mesma irradiância com diferentes temperaturas. ....	57
Figura 3.7 – Tradução de curvas I-V com temperaturas mais elevadas para a curva de menor temperatura ( $k = 0$ ). ....	58
Figura 3.8 – Curvas de elevadas temperaturas com a aplicação do $k$ mais adequado, fazendo com que as suas potências fiquem em $\pm 0,5\%$ da potência da curva de menor temperatura. ....	58
Figura 3.9 – Séries C e D preparadas para avaliação da sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos. ..	60
Figura 4.1 – Foto dos módulos KYOCERA modelo KD135SX-UPU (Mesa 3 - fileira F) evidenciando o efeito da descoloração precoce do material encapsulante (a) no dia da instalação, em 12/08/2011 e (b) em 09/04/2015. ....	62
Figura 4.2 – Módulos da Série E com descoloração do material encapsulante nas células. ....	62
Figura 4.3 – Módulo da fileira F (6F-Kyocera) com o maior número de células degradadas por <i>snail track</i> . ....	63
Figura 4.4 – Módulo da fileira F (4F-Kyocera) com possível delaminação. ....	63
Figura 4.5 – Módulo com células danificadas por falha na impermeabilização da caixa de conexão (8E-Kyocera). ....	64

Figura 4.6 – Exemplos de termografia para cada modelo avaliado, sem qualquer alteração na distribuição térmica dos módulos.....	65
Figura 4.7 – Imagens de um dos módulos KD140SX-UPU – Kyocera (a) destaque da descoloração observada nas células instaladas sobre a caixa de conexão, (b) Imagem termográfica do módulo fotovoltaico.....	65
Figura 4.8 – Imagens termográficas para todos os módulos da Kyocera 140 Wp, com vários pontos quentes identificados.....	66
Figura 4.9 – Imagens termográficas para todos os módulos da Kyocera 135 Wp, com vários pontos quentes identificados.....	66
Figura 4.10 – (a) Imagem do módulo 6F com <i>snail track</i> que apresentaram pontos quentes (b) imagem termográfica com os pontos quentes nos mesmos locais em que foi identificado o <i>snail track</i> . ....	67
Figura 4.11 – Módulo da fileira F (4F-Kyocera) com possível delaminação. ....	67
Figura 4.12 – Médias das temperaturas de operação das células obtidas pelo sensor, na semana do mês de julho .....	70
Figura 4.13 – Resultado de testes para aquisição do fator de correção da curva mais adequado, sendo obtido $k = 0,0006 (\Omega/\text{ }^{\circ}\text{C})$ , para o modelo TPB156x156-60-P da Sun Earth.....	71
Figura 4.14 – Comparação do módulo 6F com o restante dos módulos da fileira F.....	73
Figura 4.15 – Curvas I-V nominal, do módulo de menor desempenho (6F) e demais módulos (1E, 2F, 3F, 4F, 5F, 7F e 8F). .....	74
Figura 4.16 – Comparação do teste realizado com a série completa (na presença do módulo 6F) e após a retirada do módulo 6F.....	75
Figura 4.17 – Curvas I-V nominal, da série completa (com o módulo 6F) e da série sem o módulo 6F.....	75
Figura 4.18 – Resultados obtidos com os testes realizados em 2016, 2017 e 2018.....	78
Figura 4.19 – (a) Imagem fotográfica do módulo afetado por fezes de aves; (b) Imagem térmica do módulo afetado por fezes de aves. ....	81
Figura 4.20 – Potências obtidas na entrada do inversor (cc) para as Fileiras C e D. ....	83
Figura 4.21 – Dados de entrada do inversor (cc) após a realização da limpeza de todos os módulos. ....	83

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Lista de possíveis falhas detectadas a partir das curvas I-V.....	40
Tabela 2.2 – Lista de possíveis falhas a partir das imagens termográficas.....	42
Tabela 3.1 – Principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos (STC: T=25°C, G=1000 W/m <sup>2</sup> , A.M.=1,5). .....	45
Tabela 3.2 – Características técnicas do termovisor.....	49
Tabela 3.3 – Erro atrelado ao equipamento de medição Solar I-V®.....	50
Tabela 3.4 – Referência de potência mínima para cada modelo, conforme os anos em operação.....	51
Tabela 4.1 – Resumo das degradações encontradas em cada fileira, por meio dos testes realizados na micro usina fotovoltaica.....	68
Tabela 4.2 – Correção da temperatura de operação das células para os testes realizados em 2018.....	69
Tabela 4.3 – Médias das temperaturas de operação das células para os testes <i>in loco</i> , nos anos de 2016 e 2017, corrigidas conforme a norma IEC 60904-5.....	69
Tabela 4.4 – Parâmetros n, Rs e Rsh, para cada modelo, utilizados no código desenvolvido no MATLAB®.....	70
Tabela 4.5 – Valores de irradiação e temperatura utilizadas para cada modelo e curvas I-V desenvolvidas no MATLAB® .....	70
Tabela 4.6 – Valores de irradiação e temperatura utilizadas para cada modelo e curvas I-V desenvolvidas no MATLAB® .....	71
Tabela 4.7 – Tradução das potências em OPC para STC utilizando as equações do 1º procedimento da norma IEC EN 60891, em comparação com as médias das potências de pico obtidas utilizando sensor térmico e com as potências de pico mínimas que cada modelo pode fornecer, levando em consideração os anos de operação e conforme o <i>datasheet</i> de cada fabricante.....	72
Tabela 4.8 – Comparação entre as potências de pico para os anos de 2016, 2017 e 2018.....	77
Tabela 4.9 – Características para os testes desenvolvidos com os módulos fotovoltaicos sujos e limpos....	82

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>14</b>
<b>Introdução Geral .....</b>	<b>14</b>
1.1     GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO .....	14
1.2     ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	18
1.2.1    ANEXO A – Rotina Desenvolvida na Plataforma MATLAB® .....	18
1.2.2    ANEXO B – Datasheet Sun Earth.....	18
1.2.3    ANEXO C – Datasheet Amerisolar.....	18
1.2.4    ANEXO D – Datasheet Canadian Solar .....	19
1.2.5    ANEXO E – Datasheet Kyocera Solar.....	19
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>20</b>
<b>Visão Geral da Tecnologia Fotovoltaica.....</b>	<b>20</b>
2.1     MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	20
2.2     TIPOS DE TOPOLOGIAS FOTOVOLTAICAS .....	21
2.3     CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	24
2.4     FATORES QUE AFETAM O DESEMPENHO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	27
2.4.1    Efeito da Temperatura Ambiente.....	27
2.4.2    Efeito da Irradiância Solar.....	28
2.4.3    Umidade .....	29
2.4.4    Velocidade do Vento .....	29
2.4.5    Espectro Solar .....	29
2.4.6    Degradação de Módulos Fotovoltaicos.....	31
2.4.7    Sujeira .....	36
2.4.8    Orientação e Ângulo de Inclinação .....	37
2.4.9    Descasamento de Parâmetros .....	38
2.5     AVALIAÇÃO DA DEGRADAÇÃO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	38
2.6     CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	43
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>44</b>
<b>Metodologia Utilizada para Avaliação dos Módulos FV .....</b>	<b>44</b>
3.1     ROTEIRO PARA AVALIAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	44
3.2     INSTALAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	44
3.3     INSPEÇÃO VISUAL .....	47
3.4     TERMOGRAFIA .....	47
3.5     CARACTERIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS - CURVAS I-V .....	49
3.6     CORREÇÃO DAS CURVAS I-V .....	53
3.6.1    Correção da Temperatura .....	54
3.6.2    Tradução dos Parâmetros elétricos medidos em OPC para STC.....	55
3.6.2.1    Fatores de Correção.....	57
3.7     ESTUDO ESTATÍSTICO .....	59
3.8     AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA SUJEIRA .....	59
3.9     CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	60
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>61</b>
<b>Resultados da Aplicação dos Métodos para Avaliação dos Módulos FV .....</b>	<b>61</b>

4.1	INSPEÇÃO VISUAL .....	61
4.1.1	<i>Descoloração</i> .....	61
4.1.2	<i>Snail Track</i> .....	62
4.1.3	<i>Delaminação</i> .....	63
4.1.4	<i>Caixa de conexão</i> .....	63
4.2	INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA .....	64
4.3	ANÁLISE DAS CURVAS I-V .....	68
4.3.1	<i>Correção das Medições realizadas em 2016 e 2017</i> .....	68
4.3.1.1	Correção das Temperaturas de Operação das Células FV .....	68
4.3.1.2	Tradução dos Parâmetros Elétricos em OPC para STC .....	69
4.3.2	<i>Série Sob a Influência de descasamento de parâmetros</i> .....	73
4.3.3	<i>Comparação da Potência de Pico Obtida para Cada Ano</i> .....	76
4.4	AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA DEPOSIÇÃO DE SUJEIRA NA SUPERFÍCIE DOS MÓDULOS FV .....	81
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	83
	<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>85</b>
	<b>Conclusões Gerais .....</b>	<b>85</b>
5.1	CONCLUSÕES .....	85
5.2	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	88
5.3	PUBLICAÇÕES DO TRABALHO PROPOSTO.....	88
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>90</b>
	<b>ANEXO A – ROTINA DESENVOLVIDA NA PLATAFORMA MATLAB®.....</b>	<b>95</b>
	<b>ANEXO B – DATASHEET SUN EARTH .....</b>	<b>97</b>
	<b>ANEXO C – DATASHEET AMERISOLAR .....</b>	<b>99</b>
	<b>ANEXO D – DATASHEET CANADIAN SOLAR .....</b>	<b>101</b>
	<b>ANEXO E – DATASHEET KYOCERA SOLAR .....</b>	<b>103</b>

## SIMBOLOGIA

AM	Massa de ar
EL	Eletroluminescência
FF	Fator de Forma
FV	Fotovoltaico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
$I_{MPP}$	Corrente no ponto de máxima potência
$I_{sc}$	Corrente de Curto-Circuito
LID	Degradação induzida pela luz
OPC	Condições de operação
PID	Degradação induzida pelo potencial
$P_{MPP}$	Potência no ponto de máxima potência
$R_s$	Resistência série
$R_{sh}$	Resistência shunt
Si	Silício
STC	Condições de Teste Padrão
UV	Ultravioleta
$V_{MPP}$	Tensão no ponto de máxima potência
$V_{oc}$	Tensão de Circuito Aberto
$\eta$	Eficiência do módulo fotovoltaico

# CAPÍTULO I

## Introdução Geral

---

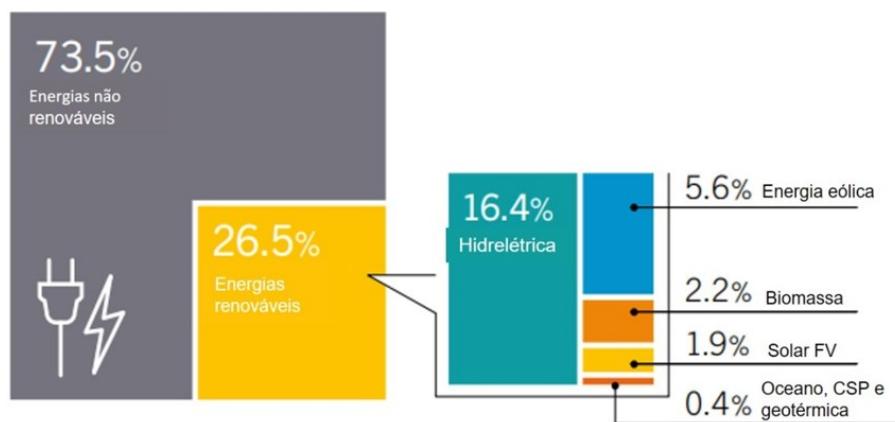
### 1.1 Geração de Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo

Atualmente, a produção mundial de energia elétrica é fornecida principalmente por combustíveis fósseis, os quais são prejudiciais ao meio ambiente e estão associados à mudança climática global. A geração por meio de energias não renováveis representa 73,5 % da produção mundial de energia, conforme ilustrado na Figura 1.1, evidenciando, dessa forma, a necessidade de mudanças para fontes de energias sustentáveis (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; FLOWERS, SMITH, *et al.*, 2016).

Um possível recurso energético capaz de proporcionar uma alternativa limpa e inesgotável à geração baseada em combustíveis não renováveis e à crescente demanda global, de modo a complementar à matriz energética, seria a utilização da tecnologia fotovoltaica (FV), mecanismo no qual ocorre a conversão da energia do Sol em energia elétrica, contribuindo para melhorar a qualidade do ar, mitigar as mudanças climáticas e ampliar o acesso à energia para a população (DIAS, BRANCO, *et al.*, 2017; SHARMA e CHANDEL, 2016; WALWIL, MUKHAIMER, *et al.*, 2017).

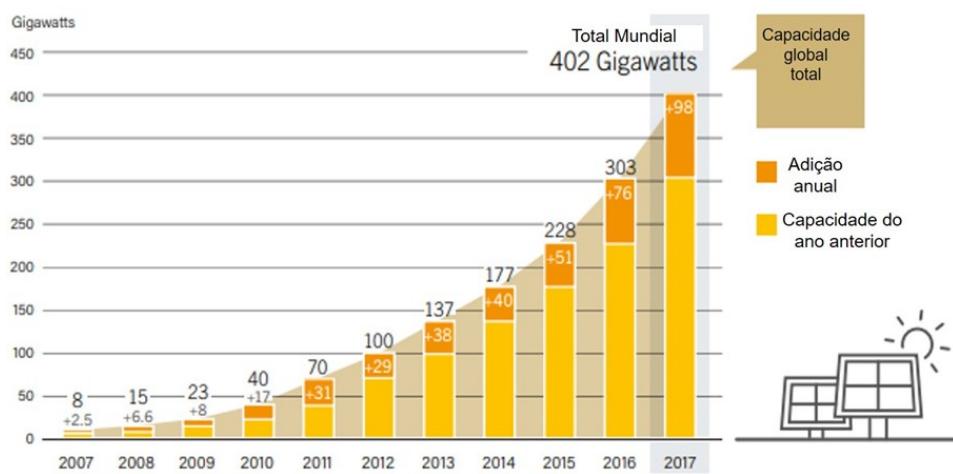
Apesar de as fontes de energia renováveis apresentarem uma baixa representatividade, cerca de 26,5% da geração mundial, Figura 1.1, a implementação da tecnologia fotovoltaica está crescendo rapidamente, correspondendo a 1,9%, o que representa um total de 402 GW instalados até o ano de 2017 com um aumento de 98 GW com relação a 2016, conforme apresentado na Figura 1.2. A título de comparação, para este mesmo ano (2017), a energia eólica teve um aumento de 52 GW com relação a 2016, portanto, uma diferença de 46 GW a menos com relação ao aumento de potência instalada de energia solar fotovoltaica de 2016 para 2017 (REN21, 2018).

Figura 1.1 – Porcentagem estimada da produção global de eletricidade.



Fonte: (REN21, 2018).

Figura 1.2 – Capacidade global anual de sistemas fotovoltaicos instalados.



Fonte: (REN21, 2018).

No Brasil, embora a grande parte do abastecimento energético seja feito por meio de hidrelétricas, cerca de 60,22% do abastecimento total (ANEEL, 2019), sua expansão tem se tornado cada vez mais restrita devido as condições sociais, ambientais e tempos de seca que podem resultar na elevação dos preços e racionamentos (DIAS, BRANCO, *et al.*, 2017).

A geração de energia elétrica por meio da tecnologia fotovoltaica recebeu mais atenção do governo brasileiro recentemente, sendo adotadas políticas públicas, como a regulamentação que permite a conexão de micro e mini usinas à rede de distribuição de eletricidade, a partir das resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 e, atualmente, é responsável por apenas 1,21% do abastecimento total de energia no Brasil (ANEEL, 2019). Vale ressaltar, que os custos de implementação dos sistemas fotovoltaicos são os maiores obstáculos para sua expansão no país, ainda que existam meios de financiamento (DIAS, BRANCO, *et al.*, 2017).

Com o aumento mundial da utilização da tecnologia fotovoltaica, além de incentivos governamentais, é fundamental que o sistema seja eficiente e apresente equipamentos confiáveis para que esta se mantenha uma opção atraente e comercialmente viável. No entanto, os módulos fotovoltaicos podem ser afetados por falhas, ocorrendo e evoluindo, durante seus estágios de fabricação e/ou sua vida útil operacional (TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017).

Sabe-se que a potência máxima dos módulos fotovoltaicos diminui naturalmente ao longo do tempo. Atualmente, a vida útil dos módulos FV é cerca de 25 anos e com a média da queda anual dessa potência máxima próxima a 0,8%, o que não significa que após essa estimativa os módulos irão, necessariamente, deixar de operar. Contudo, podem apresentar uma potência máxima consideravelmente menor, em torno de -20% com relação à potência inicialmente projetada ao final dos 25 anos de operação. Vale ressaltar que essas estimativas podem variar de acordo com cada fabricante.

No entanto, a degradação, em alguns casos, pode acelerar a diminuição da potência máxima gerada, dependendo principalmente das propriedades físicas dos materiais, como também das condições climáticas e ambientais em que os painéis estão instalados.

Para garantir os níveis de confiabilidade necessários, os módulos fotovoltaicos são submetidos a rigorosos testes de qualificação de acordo com os padrões da *International Electrotechnical Commission* (IEC) (SHARMA e CHANDEL, 2013). Estes testes podem ajudar a minimizar a queda precoce da potência, entretanto, não é possível garantir com exatidão a vida útil do módulo, visto que o seu desempenho no local de operação é diferente do avaliado em condições laboratoriais, que são controladas durante os testes de qualificação ou certificação.

Nesse contexto, é fundamental possuir informações sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos em campo e da degradação de módulos fotovoltaicos de várias regiões climáticas e diferentes tecnologias, para que haja detalhes suficientes que forneçam previsões quantitativas de desempenho em campo e vida útil (RAJPUT, TIWARI, *et al.*, 2016). Logo, a compreensão do sistema *in loco* contribui para avaliar a confiabilidade dos módulos fotovoltaicos e, consequentemente, para o desenvolvimento de padrões e especificações de qualificação com períodos de garantia adequados (SHARMA e CHANDEL, 2016; SHARMA e CHANDEL, 2013; CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015).

A implementação de ferramentas de diagnóstico de falhas adequadas é essencial para garantir a confiabilidade e o desempenho adequado dos sistemas fotovoltaicos, identificando e quantificando com precisão os fatores por trás dos vários mecanismos de falha ou baixo desempenho.

Portanto, o principal objetivo deste trabalho é estudar e aplicar os métodos de avaliação dos módulos fotovoltaicos em condições reais de operação por meio das normas fornecidas pela IEC, assim como técnicas e normas abordadas pela literatura especializada na avaliação da degradação, como também a analisar os impactos causados pela sujeira depositada naturalmente na superfície dos módulos fotovoltaicos. O presente estudo foi realizado na cidade de Uberlândia, região sudeste brasileira, que é consideravelmente favorável ao comércio fotovoltaico devido aos seus altos índices de irradiação, que chegam a 2008 kWh/m<sup>2</sup> por ano (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2018), se comparado a Alemanha, um dos países que mais investem nessa tecnologia, que apresenta irradiação próxima a 1100 kWh/m<sup>2</sup> (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2018).

Nesse contexto, as principais contribuições apresentadas no trabalho são:

- Verificação da eficiência dos métodos utilizados para identificação e análise das degradações predominantes, cooperando, dessa forma, não apenas com as melhorias em normas de qualificação, como também para o desenvolvimento de testes adequados para o estudo da degradação, além de contribuir para o aperfeiçoamento no processo de fabricação de materiais utilizados nos módulos fotovoltaicos.
- Avaliação das diferenças entre os métodos de obtenção da temperatura de operação das células (sensor térmico ou métodos teóricos) e seus impactos na estimativa da potência máxima em campo em STC, a partir da verificação dos resultados obtidos por meio de sensor térmico posicionado na parte traseira do módulo e através de cálculos empíricos.
- Apresentação de maiores informações, quanto aos impactos no desempenho do sistema fotovoltaico, da influência da sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, por meio de testes realizados em duas fileiras de mesmo modelo, mantendo uma delas naturalmente suja para comparação e quantificação de sua influência, além da avaliação térmica nessas condições.

## 1.2 Estrutura da dissertação

Com o intuito de apresentar todos os pontos desenvolvidos ao longo da pesquisa, o presente trabalho está dividido em 4 capítulos e, ao término deste, serão apresentadas as propostas de trabalhos futuros, publicações do presente trabalho, referências bibliográficas e anexos.

O Capítulo II apresentará uma visão geral da tecnologia fotovoltaica, como a estrutura física dos módulos, características elétricas, fatores que afetam o seu desempenho e os principais métodos para avaliação da degradação.

No Capítulo III será apresentada a metodologia para o desenvolvimento do trabalho, como a inspeção visual, avaliação de imagens termográficas e a obtenção de curvas I-V, o qual foi necessário a correção para as medições realizadas em 2016 e 2017, a partir das normas 60904-5 e IEC EN 60891, que também serão apresentadas de forma detalhada neste capítulo, além da avaliação da influência sujeira local.

No Capítulo IV serão apresentados todos os resultados obtidos com os testes realizados na micro usina fotovoltaica, instalada nas dependências do Núcleo de pesquisa em Eletrônica de Potência, que foram retratados de forma minuciosa no capítulo anterior.

No Capítulo V foram relatadas as conclusões finais do trabalho apresentado.

### 1.2.1 ANEXO A – Rotina Desenvolvida na Plataforma MATLAB®

O anexo A apresenta a exemplificação de uma das rotinas desenvolvidas na plataforma MATLAB® para plotar curvas I-V.

### 1.2.2 ANEXO B – *Datasheet Sun Earth*

O anexo B apresenta o *datasheet* do módulo fotovoltaico de modelo TPB 156×156-60-P da fabricante Sun Earth, de 235 Wp de potência.

### 1.2.3 ANEXO C – *Datasheet Amerisolar*



O anexo C apresenta o *datasheet* do módulo fotovoltaico de modelo AS-6P30 da fabricante Amerisolar, de 250 Wp de potência.

#### **1.2.4 ANEXO D – *Datasheet* Canadian Solar**

O anexo D apresenta o *datasheet* do módulo fotovoltaico de modelo CS6P-255P da fabricante Canadian Solar, de 255 Wp de potência.

#### **1.2.5 ANEXO E – *Datasheet* Kyocera Solar**

O anexo E apresenta a folha de dados do módulo fotovoltaico de modelo KD140SX-UPU e KD135SX-UPU da fabricante Kyocera Solar, de 140 Wp e 135 Wp de potência de pico, respectivamente.

## CAPÍTULO II

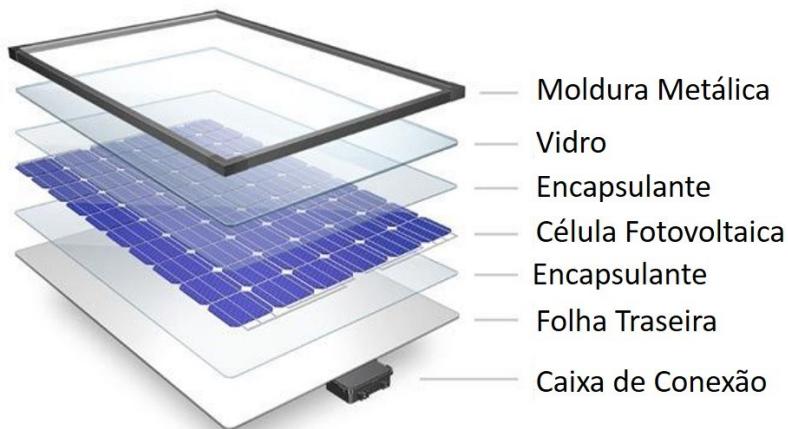
# Visão Geral da Tecnologia Fotovoltaica

### 2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são formados por um conjunto de células fotovoltaicas que são conectadas em série (aumento de tensão) ou em paralelo (aumento de corrente) devido à baixa potência de saída e à tensão de uma única célula solar. O conjunto de células, portanto, formam o módulo fotovoltaico e os módulos interligados formam as séries (PACKA, PERNÝ, *et al.*, 2016).

Devido à fragilidade das células fotovoltaicas, os módulos são fabricados de modo a garantir a máxima proteção contra possíveis danos e impactos ambientais conforme ilustrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Composição do módulo fotovoltaico.



Fonte: (VALIFY, 2018).

Desta forma, os módulos são compostos por:

- Moldura de alumínio;
- Vidro: este componente deve ser texturizado, apresentar revestimento anti-reflexivo e cobertura com alta transmitância. Os vidros com revestimentos anti-reflexivos e com texturização, tanto em ambientes limpos e quanto empoeirados, apresentam um melhor

desempenho na geração de energia devido à menor reflexão, menor acúmulo de poeira e melhor transmitância (WALWIL, MUKHAIMER, *et al.*, 2017). O vidro é utilizado com o intuito de fornecer resistência a impactos mecânicos e isolamento elétrico do circuito da célula fotovoltaica;

- Material encapsulante: este deve ser capaz de isolar eletricamente a célula, servir de suporte estrutural, proteger contra influências ambientais e climáticas, além de conectar todos os componentes. Portanto, esse material precisa apresentar alta transmitância, boa condutividade térmica, boa adesão a materiais orgânicos e inorgânicos, boa resistência à radiação ultravioleta (UV) e uma longa vida útil, além de baixo preço (OTTERSBOCK, ORESKI e PINTER, 2017);
- Células fotovoltaicas: são as responsáveis pela conversão de energia solar em energia elétrica;
- Folha traseira: esta é utilizada na parte posterior do módulo e não há necessidade que esta folha seja transparente. Em sua maioria, proporcionam excelente resistência a quaisquer condições climáticas, boa refletância, resistência à chama, alto isolamento elétrico e boa aderência ao encapsulante (HÜLSMANN e WALLNER, 2017);
- Caixa de conexão: são utilizadas para acomodar os diodos de *bypass* e as conexões de polaridades positiva e negativa do módulo fotovoltaico.

## 2.2 Tipos de Topologias Fotovoltaicas

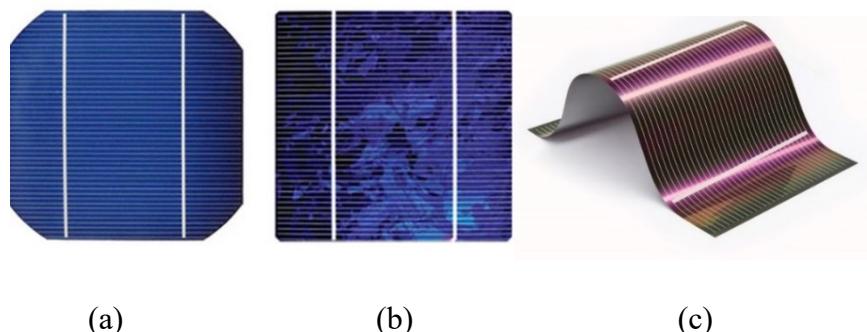
As tecnologias comerciais mais conhecidas para fabricação de células fotovoltaicas são as de silício (Si) monocristalino, silício multicristalino e filme fino, ilustradas na Figura 2.2, respectivamente. Os módulos fotovoltaicos de Si representaram cerca de 90% dos módulos comerciais até 2015 (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018).

Analizando a evolução da eficiência das tecnologias em laboratório até 2018, a qual é apresentada na Figura 2.4, a tecnologia monocristalina é a que apresenta a maior eficiência dentre as tecnologias mais conhecidas no mercado, com 25,8%. No entanto, a multicristalina é a mais utilizada comercialmente, conforme o gráfico da Figura 2.3, com uma potência instalada de 57,5 GWp até 2016, cuja eficiência laboratorial registrada em 2018 é de 22,3%, enquanto que a potência instalada para a monocristalina foi de 20,2 GWp até 2016. Fato que pode ser explicado devido ao menor custo da multicristalina com relação à tecnologia monocristalina e maior eficiência com relação à célula fotovoltaica de filme fino, cuja eficiência laboratorial

pode variar de 14% a 22,6%, sendo esta com apenas 4,9 GWp de potência instalada até o ano de 2016.

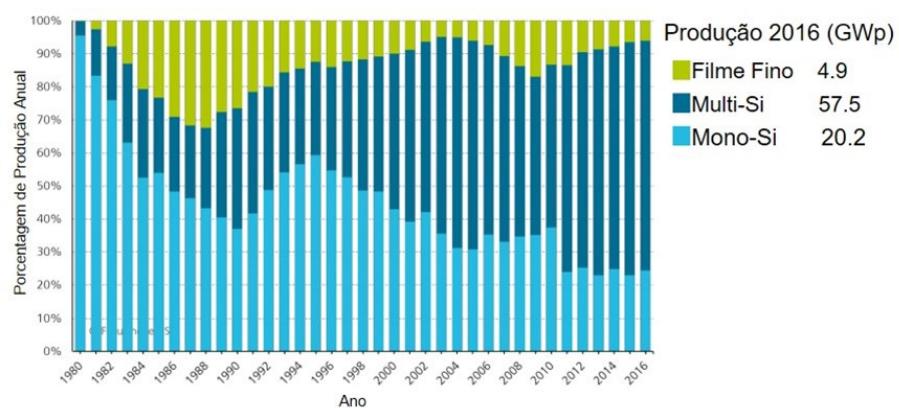
Vale ressaltar que a eficiência de módulos comerciais é menor que os laboratoriais, uma vez que é praticamente impossível simular as mesmas condições reais de operação em laboratório, sendo as células desenvolvidas com um maior grau de pureza e em condições de testes controlados. Em comparação com os módulos desenvolvidos em laboratório, as células fotovoltaicas laboratoriais também apresentam um melhor desempenho, em virtude das perdas que surgem com a ligação entre as células e toda sua estrutura, como por exemplo perdas ocasionadas pela resistência série ( $R_s$ ) e resistência *shunt* ( $R_{sh}$ ).

Figura 2.2 –Tipos de células fotovoltaicas: (a) monocristalina; (b) multicristalina; (c) filme fino.



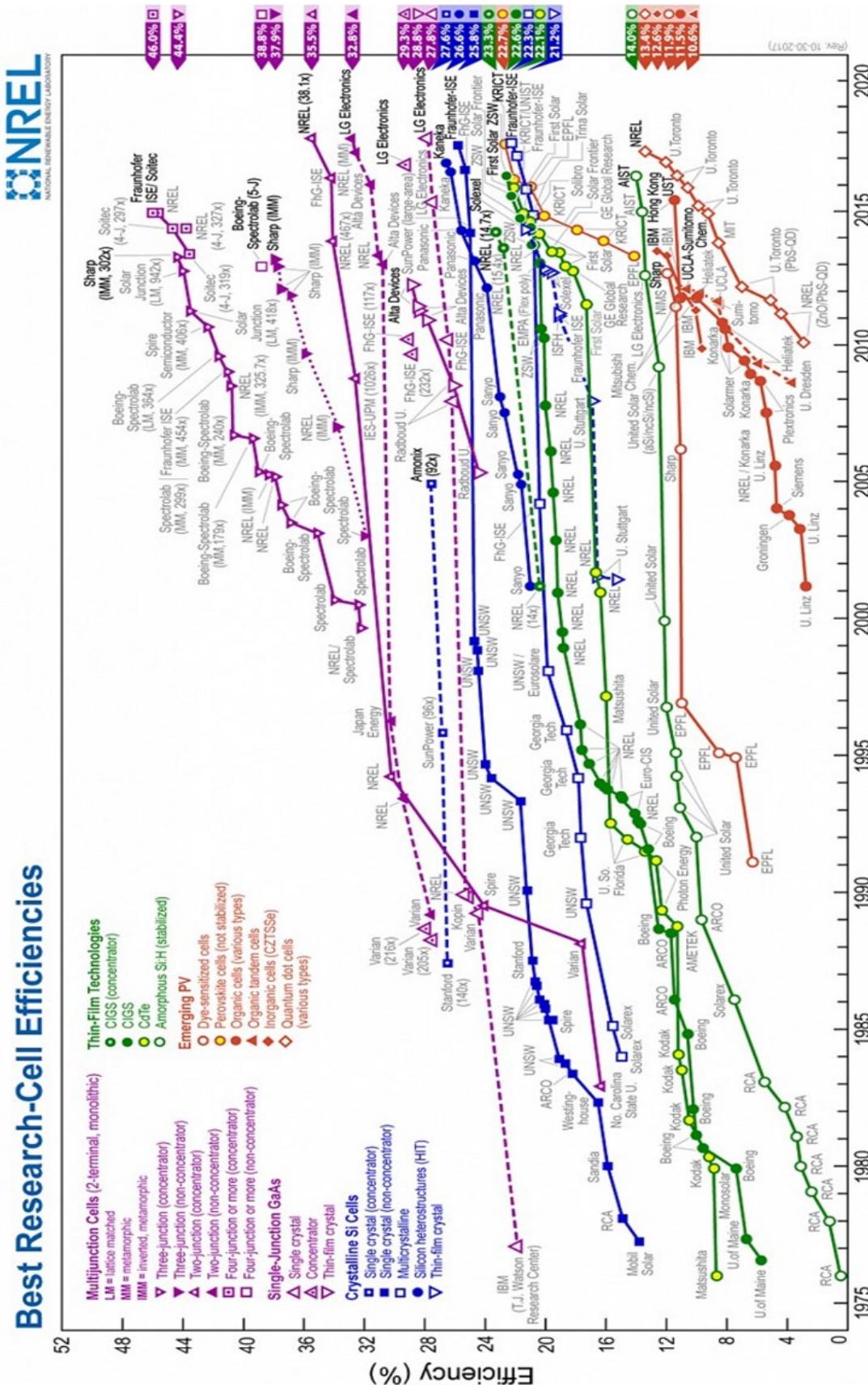
Fonte: (SUN FLOWWER, 2018; MATERIAL DISTRICT, 2018).

Figura 2.3 – Produção global anual para as principais tecnologias comerciais.



Fonte: (FRAUNHOFER, 2018).

Figura 2.4 – Evolução da eficiência das células FV desenvolvidas em laboratório de meados de 1975-2018.



Fonte: (NREL, 2018).

Outra tecnologia promissora é a bifacial, Figura 2.5, que consiste na absorção de luz do albedo, aumentando, dessa forma, a produção de eletricidade por metro quadrado do módulo fotovoltaico, podendo chegar a um aumento de até 50% da geração de energia em relação aos módulos convencionais (GUERRERO-LEMUS, VEGA, *et al.*, 2016; ELETTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2016). Apesar dessa tecnologia estar em um estágio avançado de desenvolvimento, ela ainda requer atividades de pesquisa e desenvolvimento, para que se possa aumentar a eficiência e diminuir os custos, tornando-a economicamente mais atraente aos consumidores (GUERRERO-LEMUS, VEGA, *et al.*, 2016).

Figura 2.5 – Módulo fotovoltaico bifacial.



Fonte: (ELETTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2016).

## 2.3 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

A curva característica de um módulo fotovoltaico descreve a capacidade de conversão de energia nas condições existentes de irradiação solar e temperatura. A modificação de tal característica existe quando há uma alteração no estado operacional do módulo fotovoltaico (KAHOUL, CHENNI, *et al.*, 2017).

A potência de pico é conhecida através do ensaio feito em condições de teste padrão (STC), ou seja, garantindo uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25 °C e A.M. = 1,5 (A.M. = Air Mass; essa indicação quantifica a espessura da camada de ar, uma vez

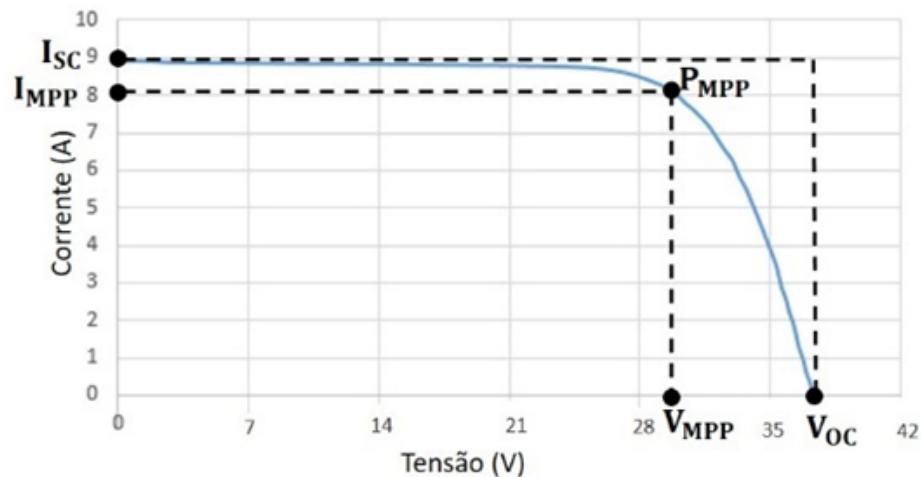
que a sensibilidade das células fotovoltaicas se altera segundo a composição da luz espectral), padronizadas pela IEC 60904-3 (GASPARIN, BÜHLER, *et al.*, 2016).

De acordo com a Figura 2.6, os principais parâmetros elétricos são:

- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ );
- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ );
- Tensão de máxima potência ( $V_{MPP}$ );
- Corrente de máxima potência ( $I_{MPP}$ );
- Potência máxima ( $P_{MPP}$ );
- Fator de forma (FF), que pode ser calculado pela equação 2.1:

$$FF = \frac{V_{MPP} * I_{MPP}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (2.1)$$

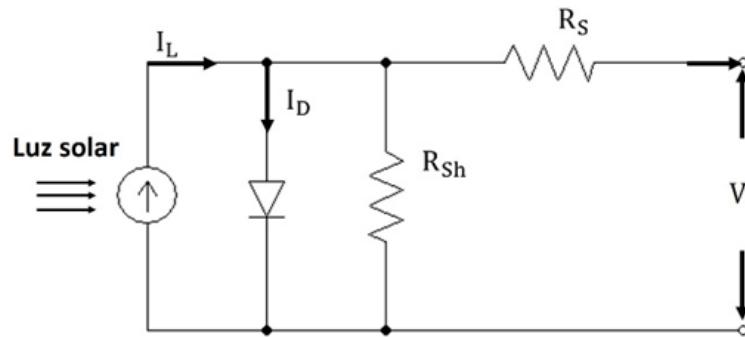
Figura 2.6 – Representação da curva I-V com os parâmetros elétricos indicados.



Fonte: Dados da própria autora.

Uma célula fotovoltaica ideal é modelada a partir de uma fonte de corrente, representada pela corrente fotogerada  $I_L$ , em paralelo com um diodo, que representa a junção p-n. Além disso, em uma célula real, existem outros efeitos e dois deles são representados no circuito equivalente da célula fotovoltaica referente ao modelo de diodo único, conforme apresentado na Figura 2.7, sendo a  $R_{sh}$  caracterizando as correntes de fuga e a  $R_s$  caracterizando as perdas internas (ZHENG, LI, *et al.*, 2014).

Figura 2.7 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Dados da própria autora.

A corrente no diodo,  $I_D$ , é dada por:

$$I_D = I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

$$I_{sat} = I_{or} \left( \frac{T_c}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} \exp \left[ -\frac{qE_g}{nK} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (2.3)$$

$$I_{or} = \frac{I_{SC}}{\exp \left( \frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}} \right) - 1} \quad (2.4)$$

Onde  $I_D$  é a corrente no diodo,  $I_{sat}$  é a corrente de saturação,  $q$  é a carga elementar,  $n$  é o fator de idealidade do diodo e  $K$  é a Constante de Boltzmann.

A corrente fotogerada,  $I_L$ , é dada por:

$$I_L = I_{SC} \frac{G_a}{G_{ref}} + \alpha(T_c - T_{ref}) \quad (2.5)$$

Onde  $I_{SC}$  é a corrente de curto-círcuito,  $G_a$  e  $G_{ref}$  irradiância medida em campo e em STC, respectivamente, e  $T_c$  e  $T_{ref}$  temperatura medida em campo e temperatura em STC, respectivamente.

A corrente resultante  $I$ , gerada pela célula fotovoltaica, é dada por:

$$I = I_L - I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{NnkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

O fator de idealidade ( $n$ ), pela teoria dos semicondutores cristalinos, tem valores entre 1 e 2. Uma das formas de definir o parâmetro  $n$  seria por meio da expressão empírica

(CHANCE, MENDONZA e FILHO, 2018), que relaciona  $n$  com o fator de forma da curva I-V, dada por:

$$n = 2,8 - 2,3 * \frac{I_{MPP}V_{MPP}}{I_{SC}V_{oc}} \quad (2.7)$$

## 2.4 Fatores que Afetam o Desempenho dos Módulos Fotovoltaicos

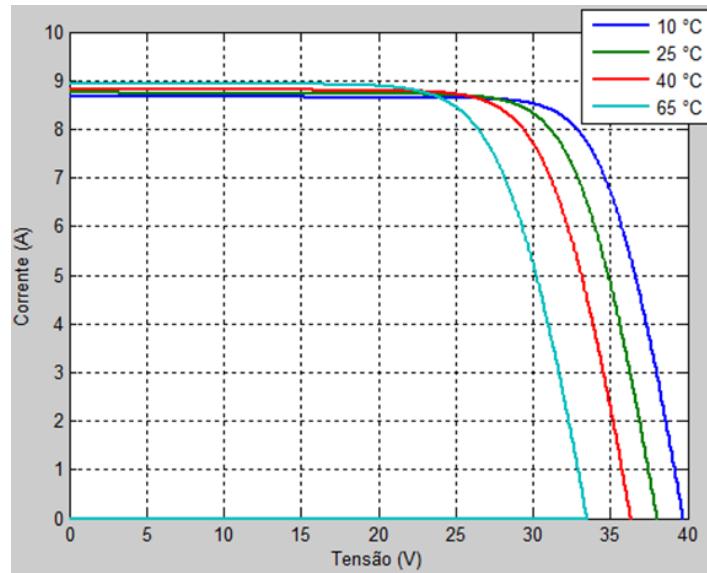
Os sistemas fotovoltaicos possuem inúmeras vantagens, tornando-os atraentes para investimentos de pequena e grande escala, devido à sua durabilidade, controle operacional mínimo, baixa necessidade de manutenção, especialmente nas aplicações em sistemas fotovoltaicos sem peças mecânicas (sem os sistemas de trackers). Apesar de todos esses benefícios, o desempenho de um sistema fotovoltaico, em condições reais de operação, depende de vários fatores como o tipo de tecnologia utilizada, a degradação e condições ambientais e climáticas específicas, como a irradiância solar, o vento, a temperatura, a umidade, a precipitação e as características espectrais solares (incluindo as intensidades de UV), dentre outros (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; SHARMA e CHANDEL, 2013; GASPARIN, BÜHLER, *et al.*, 2016; ZLATOV, ILIEV, *et al.*, 2014; SAIDAN, ALBAALI, *et al.*, 2016).

### 2.4.1 Efeito da Temperatura Ambiente

O desempenho dos módulos fotovoltaicos depende fortemente da sua temperatura (PACKA, PERNÝ, *et al.*, 2016). Como ilustra a Figura 2.8, o aumento da temperatura resulta em uma redução significativa da tensão e um pequeno aumento da corrente, portanto, um menor fornecimento de potência de pico, uma vez que a queda da tensão é consideravelmente maior que o aumento da corrente.

Além disso, a temperatura oferece uma forte influência no processo de degradação dos módulos fotovoltaicos, sendo a maior responsável pela maioria das reações químicas da degradação nos mesmos, alterando drasticamente as propriedades mecânicas, elétricas e ópticas dos materiais. As mudanças rápidas de temperatura durante um curto período de tempo podem causar estresse termomecânico e induzir defeitos, influenciando na vida útil dos módulos (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; SHARMA e CHANDEL, 2013).

Figura 2.8 – Efeito da temperatura ambiente na curva I-V.

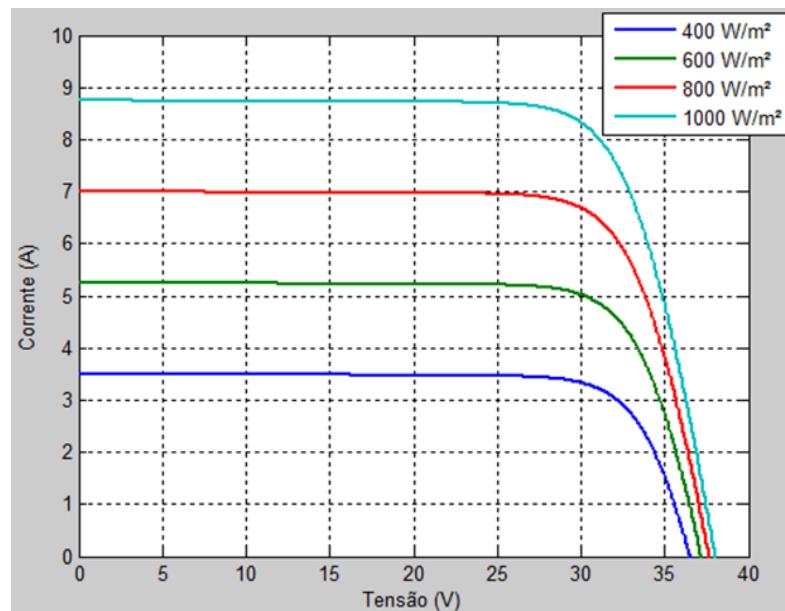


Fonte: Dados da própria autora

#### 2.4.2 Efeito da Irradiância Solar

A energia gerada depende diretamente da irradiância incidente no plano dos módulos fotovoltaicos. Como mostra a Figura 2.9, o aumento da irradiância resulta em um aumento significativo da corrente e um pequeno aumento da tensão e, portanto, uma maior potência pico.

Figura 2.9 – Efeito da irradiância na curva I-V.



Fonte: Dados da própria autora

### 2.4.3 Umidade

A umidade pode afetar tanto a irradiância que chega até a superfície do módulo fotovoltaico, fazendo com que a geração de corrente seja menor, quanto colaborar para a maior degradação desse equipamento quando a umidade adentra no módulo, afetando sua parte ativa e a aderência entre os materiais que o compõem, além de facilitar a concentração da poeira sobre os módulos, em todos os casos podem contribuir para o menor desempenho do módulo e, portanto, menor geração de energia elétrica (MEKHILEF, SAIDUR e KAMALISARVESTANI, 2012) (JAMIL, RAHMAN, *et al.*, 2017) (FERRARA e PHILIPP, 2012).

### 2.4.4 Velocidade do Vento

O vento é o agente transportador de poeira, proporcionando o aumento do acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos e a taxa de assentamento pode variar de local para local, dependendo da concentração das partículas e velocidade do vento (JAMIL, RAHMAN, *et al.*, 2017).

Apesar do aumento do acúmulo de poeira diminuir a irradiância incidente na superfície do módulo e, consequentemente, a menor geração de corrente, a velocidade do vento pode influenciar a temperatura do módulo, levando à sua diminuição por meio do efeito de convecção térmica, o que contribui para o aumento da tensão. No entanto, alguns estudos argumentam que, como a velocidade do vento tem forte dependência do ambiente local, é muito difícil obter um valor representativo e que haja correlação com a temperatura e a irradiância (DIAS, BRANCO, *et al.*, 2017).

Vale ressaltar que, o vento em combinação com a poeira pode danificar os módulos fotovoltaicos por um mecanismo conhecido como abrasão (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018).

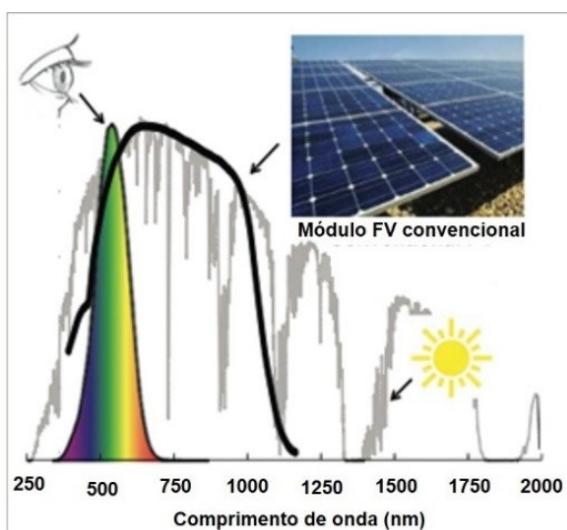
### 2.4.5 Espectro Solar

Cada tipo de tecnologia responde diferentemente à ampla faixa de comprimentos de onda do espectro solar. No entanto, os modelos que classificam a produção fotovoltaica não

consideram variáveis relacionadas às bandas espectrais de radiação solar uma vez que não existam dados suficientes disponíveis para permitir a identificação de um padrão de influência. Por isso, geralmente é usada toda a largura de banda de radiação (DIAS, BRANCO, *et al.*, 2017).

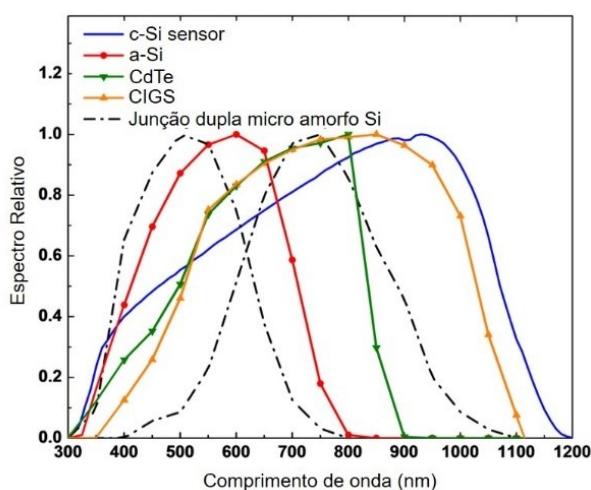
Um amplo espectro de radiação solar atinge a Terra, na Figura 2.10 é possível observar uma parte desse espectro com destaque para a luz visível aos olhos e a faixa em que há capacidade de absorção por parte dos módulos convencionais, como os multicristalinos e monocristalinos. É importante destacar que o espectro solar externo padrão AM 1.5G é definido dentro da faixa de 280 nm a 4000 nm (MINNAERT e VEELART, 2014). Na Figura 2.11, é apresentada a resposta espectral para diferentes tecnologias.

Figura 2.10 – Resposta espectral.



Fonte: (MIT, 2018).

Figura 2.11 – Espectro relativo para diferentes tecnologias (C-Si = células multicristalinas).



Fonte: (YE, REINDL, *et al.*, 2014).

## 2.4.6 Degradação de Módulos Fotovoltaicos

O objetivo primordial da avaliação dos módulos em campo é descobrir os mecanismos de degradação, sendo esse um dos principais motivos para o menor desempenho dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos (PACKA, PERNÝ, *et al.*, 2016).

A degradação, variável conforme a tecnologia do módulo e clima local, refere-se aos danos causados, geralmente, por reações químicas e/ou mecanismos físicos, ocasionando perdas graduais de suas principais características elétricas e de materiais. Como consequência, os módulos passam a operar fora dos limites de qualidade esperados, impactando negativamente no desempenho da planta fotovoltaica, aumentando os custos e reduzindo sua vida útil (FLOWERS, SMITH, *et al.*, 2016; SHARMA e CHANDEL, 2016).

No entanto, mesmo apresentando algumas formas de degradação, os módulos podem continuar gerando energia, porém, com um menor desempenho, sendo mais problemático quando a degradação excede o limite crítico (NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013).

Apesar das várias técnicas de identificação da degradação dos módulos FV, ainda é de grande dificuldade estudá-los em condições reais de operação, uma vez que seus efeitos são observados a longo prazo, sendo necessário realizar análises por um longo período para avaliar a frequência, velocidade de evolução e impactos das degradações de módulos FV na produção de energia.

Neste cenário, vale detalhar os seguintes tipos de degradação:

1. Descoloração: trata-se da degradação do material encapsulante, ilustrada na Figura 2.12, sendo considerada um dos defeitos mais comuns e, portanto, parecem ser o ponto mais fraco dos módulos fotovoltaicos atualmente. Essa degradação é caracterizada pela descoloração do encapsulante através de um mecanismo físico-químico (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; SHARMA e CHANDEL, 2016; FERRARA e PHILIPP, 2012). Uma das possíveis causas são as altas temperaturas, umidade, maior concentração de radiação UV e baixa qualidade do material encapsulante (SHARMA e CHANDEL, 2016; PARK, JOENG, *et al.*, 2013). Seu principal efeito é a redução do poder de absorção de energia solar pelo material no local da descoloração, ou seja, perda de transmitância do material encapsulante (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013; PARK, JOENG, *et al.*, 2013).

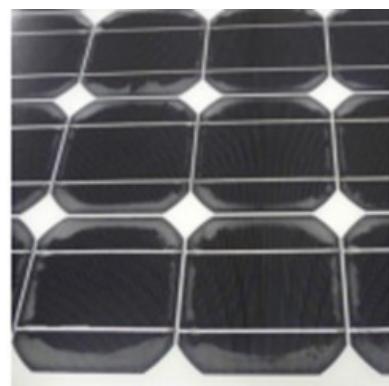
Figura 2.12 – Descoloração do material encapsulante.



Fonte: Dados da própria autora.

2. Delaminação: consiste na perda de aderência entre as partes do módulo fotovoltaico, conforme ilustrado na Figura 2.13, podendo ocorrer em condição de alta umidade e calor, levando à degradação físico-química, principalmente devido à combinação de umidade e salinidade (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018). Esse tipo de degradação pode contribuir para o aumento da resistência série, provocar uma maior reflexão de luz e facilitar a penetração de água na estrutura do módulo, cooperando para a formação de outras formas de degradação (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013; MUÑOZ, ALONSO-GARCIA, *et al.*, 2011), além de acelerar a corrosão das fitas de solda de interconexão das células fotovoltaicas (PARK, JOENG, *et al.*, 2013), por sua vez, contribuem para o aparecimento de pontos quentes (SHARMA e CHANDEL, 2016). A delaminação é mais grave quando ocorre nas bordas do módulo porque, além da menor geração de energia, causa riscos elétricos ao módulo e à instalação (MUÑOZ, ALONSO-GARCIA, *et al.*, 2011).

Figura 2.13 - Delaminação na parte superior do módulo fotovoltaico.



Fonte: (IEA, 2014).

3. Bolhas: A formação de bolhas é um processo semelhante à delaminação, cuja característica é a perda de aderência, mas neste caso o local é preenchido por ar

(NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013; MUÑOZ, ALONSO-GARCIA, *et al.*, 2011). O aparecimento de bolhas é geralmente devido às reações químicas que liberam gases, que tipicamente aparecem na parte de trás do módulo, mas ocasionalmente podem aparecer na frente entre o vidro e a célula (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018). A Figura 2.14 é uma representação desse tipo de degradação.

Figura 2.14 - Bolhas na folha traseira do módulo fotovoltaico.



Fonte: (CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015).

4. Corrosão: a corrosão de vidros pode ser causada pela combinação de gases e umidade (FERRARA e PHILIPP, 2012), já em metais o processo de deterioração é causado principalmente pela umidade e a reação pode ser acelerada pelas altas temperaturas (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; FERRARA e PHILIPP, 2012). Em caso de corrosão das partes metálicas devido o ácido acético formado pela exposição do EVA (matéria encapsulante) à água e/ou radiação UV, aumenta a resistência série e reduz a eficiência dos módulos fotovoltaicos (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018). Um exemplo para corrosão é apresentado na Figura 2.15, sendo identificada na pasta metálica utilizada na conexão das células fotovoltaicas.

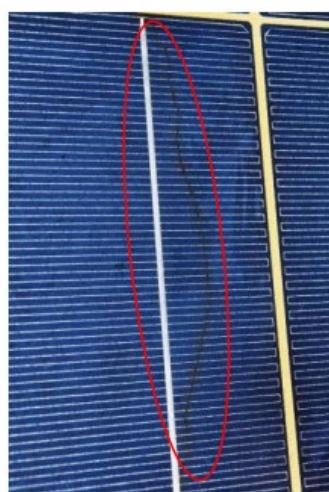
Figura 2.15 –Exemplo de Corrosão.



Fonte: (HOME POWER, 2018).

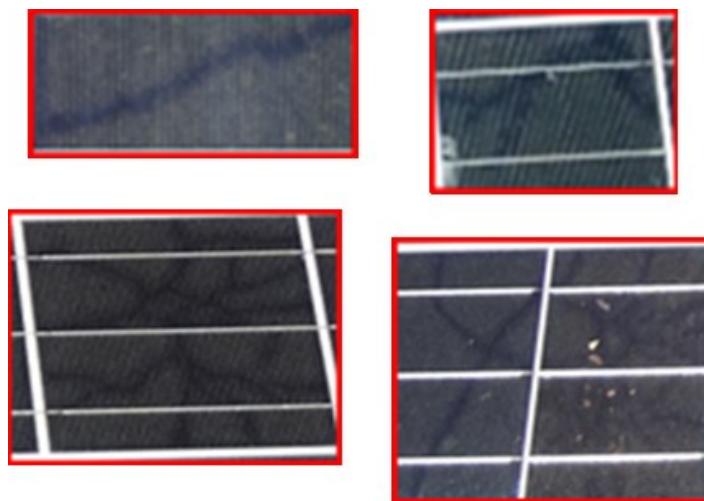
5. Quebras e fissuras: as células fotovoltaicas são extremamente frágeis e à medida que essa tecnologia evolui para células mais finas, estas se tornam mais propensas ao desenvolvimento de microfissuras durante os processos de manipulação (MORETÓN, LORENZO, *et al.*, 2014). As quebras ou fissuras ocorrem, na maioria dos casos, no momento do transporte, instalação ou manutenção dos módulos fotovoltaicos. Além disso, microfissuras também podem ter origem no processo de fabricação quando o estresse térmico e mecânico é aplicado, tornando-se maiores quando submetidas a maior estresse por condições ambientais ao ar livre, após um longo período de operação (SHARMA e CHANDEL, 2016). A quebra/fissura também pode facilitar a entrada de umidade e o aparecimento de outras formas de degradação (OLIVEIRA, DINIZ, *et al.*, 2018; NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013). Na Figura 2.16 são apresentados exemplos dessa forma de degradação.

Figura 2.16 - (a) Vidro do módulo fotovoltaico quebrado, (b) célula fotovoltaica quebrada.



Fonte: (MORETÓN, LORENZO, *et al.*, 2014).

6. *Snail track* (trilha de caracol): Trata-se da descoloração da pasta utilizada na metalização das células (IEA, 2014), conforme ilustrada na Figura 2.17. Deve-se enfatizar que essa forma de degradação não pode ser confundida com a descoloração do material encapsulante.

Figura 2.17 - *Snail track* no módulo fotovoltaico.

Fonte: Dados da própria autora.

7. PID (degradação induzida pelo potencial): Os módulos fotovoltaicos são, geralmente, colocados em série para que a tensão desejada seja obtida e, com o intuito de proteção, as estruturas em que os módulos foram instalados são aterradas. Quando não há o isolamento perfeito entre as partes ativas e a estrutura do módulo, o campo elétrico é então formado devido à diferença de potencial, contribuindo, dessa forma, para formação da corrente de fuga, sendo este fenômeno conhecido como PID (NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013). Testes como eletroluminescência e a medição da tensão operacional podem ser utilizados para o diagnóstico de PID (MARTÍNEZ-MORENO, FIGUEIREDO e LORENZO, 2018)
8. LID (degradação induzida pela luz): Refere-se às pequenas perdas dos módulos FV nos primeiros momentos de exposição à luz solar. Isto é devido à formação do complexo boro-oxigênio que diminui seriamente a eficiência das células solares do tipo-p (BERNARDINI, SAYNOVA, *et al.*, 2012).

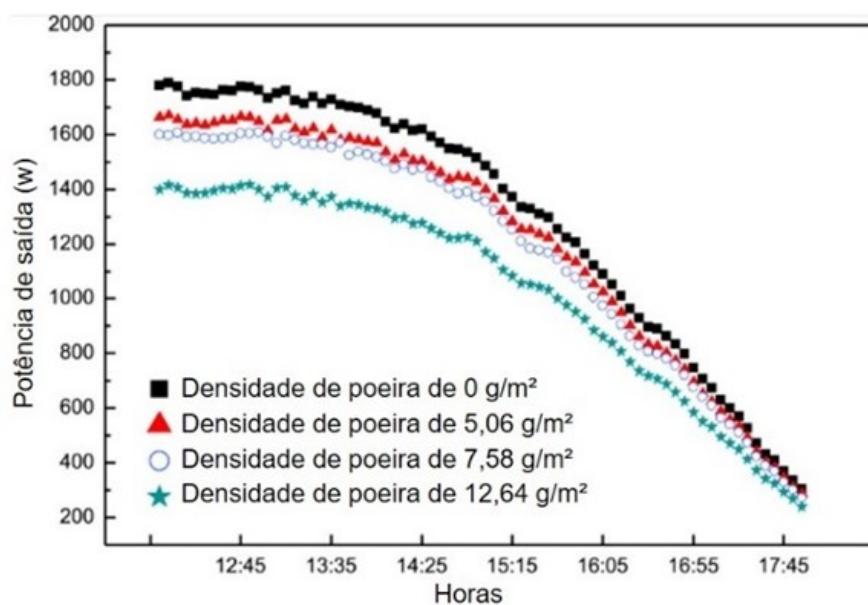
É importante destacar que a existência e o aumento na taxa destas várias formas de degradação pode estar relacionado com condições climáticas e ambientais (ZLATOV, ILIEV, *et al.*, 2014; NDDIAVE, CHARKI, *et al.*, 2013; DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS, 2015). No entanto, alguns destes defeitos podem ser evitados melhorando os processos de fabricação, utilizando materiais de melhor qualidade e melhor proteção ou manipulação mais cuidadosa dos equipamentos, dentre outros (DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS, 2015).

## 2.4.7 Sujeira

A deposição de poeira está intimamente relacionada ao ângulo de inclinação do módulo, ao período de exposição, às condições climáticas do local, ao movimento do vento e às propriedades da poeira, portanto, em locais secos e com pouca chuva o impacto da deposição de poeira no desempenho dos módulos fotovoltaicos não pode ser ignorado (GUAN, ZHANG, *et al.*, 2017).

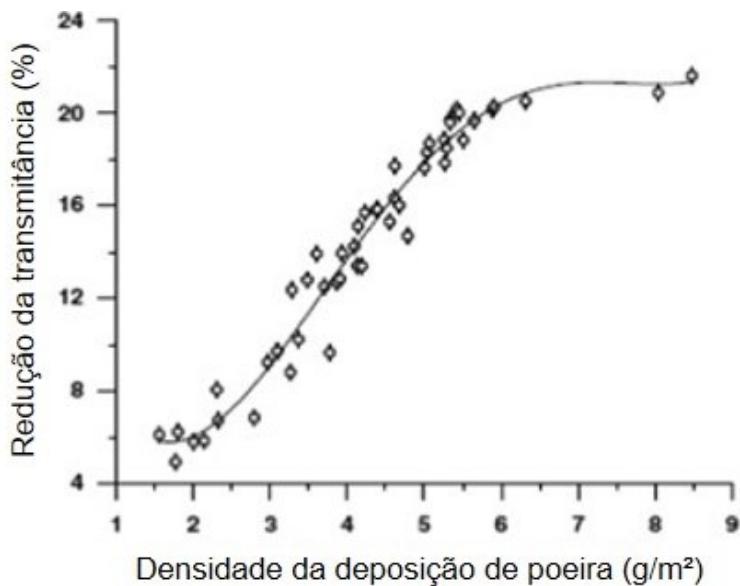
A sujeira acumulada na superfície dos módulos fotovoltaicos é considerada uma forma de sombreamento, podendo contribuir para o menor desempenho do sistema, conforme apresentado no gráfico da Figura 2.18, em virtude da menor geração de corrente, visto que há uma menor captação de irradiância na superfície dos módulos, devido à menor transmitância do vidro, conforme ilustrado no gráfico da Figura 2.19, que diminui com o aumento da sujeira, além de contribuir para o aparecimento de pontos quentes em alguns casos (CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015; JAMIL, RAHMAN, *et al.*, 2017; DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS, 2015; GUAN, ZHANG, *et al.*, 2017; GAGLIA, LYCOUDIS, *et al.*, 2017).

Figura 2.18 - Comparaçāo da potēcia de saída para diferentes densidades de deposição de poeira.



Fonte: (GUAN, ZHANG, *et al.*, 2017).

Figura 2.19 - Redução da transmitância devido à deposição de sujeira no módulo fotovoltaico.



Fonte: (ELBREKI, ALGHOUL, *et al.*, 2016).

Existem algumas técnicas utilizadas para a mitigação dos efeitos da sujeira, com suas vantagens e desvantagens, como por exemplo, a limpeza manual realizada pela mão de obra, limpeza natural feita pela chuva, no qual os módulos são colocados com um ângulo de inclinação planejado, limpeza mecânica, entre outras. No entanto, a maioria delas ainda requer pesquisas adicionais para torná-las mais confiáveis e de baixo custo. A decisão de aplicação de algum dos métodos dependerá das condições do local, da disponibilidade de recursos, da capacidade do sistema fotovoltaico e da economia estimada (JAMIL, RAHMAN, *et al.*, 2017).

#### 2.4.8 Orientação e Ângulo de Inclinação

A irradiância incidente, cujo aumento resulta em uma maior geração de energia, depende da orientação e do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. A orientação é geralmente para o sul no hemisfério norte e para o norte no hemisfério sul (SHARMA e CHANDEL, 2013). Já com relação ao ângulo de inclinação, o ideal seria que os módulos fotovoltaicos fossem mantidos perpendiculares aos raios solares.

## 2.4.9 Descasamento de Parâmetros

Um outro fator importante, que também pode afetar a potência de saída da matriz fotovoltaica, é a perda devido às diferenças de geração de energia entre os módulos (GASPARIN, BÜHLER, *et al.*, 2016). Por exemplo, quando uma série sob o efeito de PID está conectada a outra sem qualquer defeito (MARTÍNEZ-MORENO, FIGUEIREDO e LORENZO, 2018) ou quando módulos estão operando na presença de degradação, pontos quentes, sombreamento e sujeira não uniforme, enquanto que os demais da mesma série estão em condições normais de operação, contribuindo, dessa forma, para o aparecimento do descasamento e, consequentemente, comprometendo a capacidade de geração de energia elétrica do sistema.

## 2.5 Avaliação da Degradação em Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, em campo, estão expostos a uma quantidade de fatores de degradação que deterioram suas propriedades, como a degradação óptica, elétrica e térmica. O resultado desses fatores é a degradação do desempenho dos módulos, portanto, é importante encontrar a causa da falha e se possível sua solução (PACKA, PERNÝ, *et al.*, 2016).

A capacidade de detectar e diagnosticar possíveis falhas em um estágio inicial, ou anterior a ocorrência, é crucial para manter a vida útil estimada do sistema fotovoltaico. As inspeções periódicas dos módulos fotovoltaicos em operação podem ser uma prática importante para atestar o estado operacional do sistema, a fim de identificar o "ponto fraco" na produção energética de um determinado conjunto de módulos e a escolha correta dos métodos de diagnóstico pode aumentar a segurança da usina de energia fotovoltaica e, consequentemente, reduzir o tempo de retorno do investimento (*payback*) (PACKA, PERNÝ, *et al.*, 2016).

Para compreensão e detecção de falhas, existem alguns testes que podem ser aplicados no sistema fotovoltaico e os mais importantes para avaliação da degradação são (DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS, 2015):

### 1. Inspeção visual para identificação do local visualmente degradado;

A inspeção visual é uma ferramenta de baixo custo e muito importante para identificar a degradação de módulos fotovoltaicos, visto que muitos destes são visíveis a olho nu, como a descoloração do material encapsulante, delaminação, quebras no vidro, oxidação, etc. (CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015).

É fundamental que todos os defeitos visíveis sejam registrados, mesmo quando considerados irrelevantes, uma vez que em caso de evolução dos defeitos, a documentação estará completa, permitindo o seu monitoramento (IEA, 2014).

### 2. Caracterização das curvas I-V e P-V para obtenção dos parâmetros elétricos;

A análise mais importante para avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico é feita por meio da aquisição dos parâmetros elétricos a partir da obtenção de curvas I-V e P-V (GASPARIN, BÜHLER, *et al.*, 2016; ALSHUSHAN e SALEH, 2013; KAHOUL, CHENNI, *et al.*, 2017).

A partir da curva característica do módulo fotovoltaico é possível identificar quando há variações nos valores da tensão, corrente e deformações em seu formato, o que poderia indicar algum tipo de falha.

Com relação à diminuição da tensão de circuito aberto, conforme listado na Tabela 2.1, algumas das possíveis causas são: diodo de *bypass* invertido ou em curto-círcuito, degradação passiva, degradação induzida por polarização (PID), degradação induzida pela LID em células solares cristalinas, por células em curto-círcito em toda faixa de interconexão, entre outras (IEA, 2014).

No que diz respeito a redução na corrente de curto-círcuito, conforme listado na Tabela 2.1, suas possíveis causas são: perda homogênea ou não homogênea de transparência, corrosão homogênea ou não homogênea do vidro, delaminação homogênea ou não homogênea, corrosão homogênea ou não homogênea do revestimento da célula, degradação induzida pela LID em células fotovoltaicas cristalinas, por células quebradas, entre outras (IEA, 2014).

Já a  $R_s$  pode ser aumentada pela corrosão ou desconexão homogênea da solda e faixa de interconexão quebrada, enquanto que a diminuição da  $R_{sh}$  pode ser causada pela perda heterogênea de transparência, corrosão heterogênea do vidro e delaminação heterogênea.

Tabela 2.1 – Lista de possíveis falhas detectadas a partir das curvas I-V.

	Pmax	Isc	Voc	Rs	Rsh	Mudança na inclinação	Pontos de inflexão
Falhas							
Diodo de bypass em curto-círcuito	X		X				
Diodo de bypass Invertido	X		X				
Perda homogênea de transparência	X	X					
Perda heterogênea de transparência	X	X			X		X
Corrosão homogênea do Vidro	X	X					
Corrosão heterogênea do Vidro	X	X			X		X
Delaminação homogênea	X	X					
Delaminação heterogênea	X	X			X		X
Corrosão homogênea do revestimento da Célula	X	X					
Corrosão heterogênea do revestimento da Célula	X	X				X	
Degradação Passiva	X		X				
Degradação induzida de polarização PID	X		X			X	
Degradação induzida pela LID em células solares cristalinas	X	(X)	X				
Célula em curto-círcuito, por faixa de interconexão celular	X		X				
Corrosão na solda	X			X			
Desconexão homogênea de solda	X			X			
Faixas de interconexão quebrada	X			X			X
Células rachadas	X	X					X

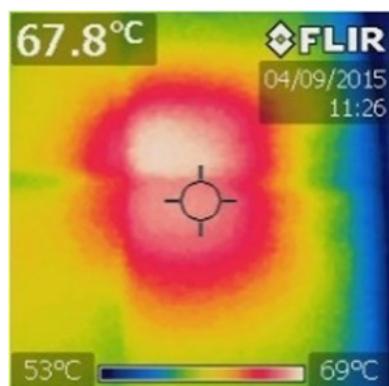
Fonte: (IEA, 2014).

### 3. Captura de imagens infravermelhas para avaliação da distribuição térmica;

A obtenção das imagens termográficas torna-se um método de diagnóstico de falhas bem estabelecido e eficiente para a aferição qualitativa, não apenas para identificar a presença de falhas como também a sua localização e possíveis riscos de incêndio, com alta precisão, através da análise da distribuição térmica na superfície dos módulos fotovoltaicos (TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017; BUERHOP, FECHER, *et al.*, 2017). Porém, o maior desafio ainda é quantificar o impacto da degradação no desempenho elétrico (DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS, 2015).

Quando um módulo ou série fotovoltaica não está funcionando, esta energia não é convertida em energia elétrica, portanto, permanecendo como excesso de calor, o que eleva a temperatura do módulo ou série (IEA, 2018). Esse efeito é conhecido na literatura técnica como ponto quente e é exemplificado na Figura 2.20. Geralmente, são causados por sombreamento, sujeira, células defeituosas ou desconexão da solda de interconexão das células (SHARMA e CHANDEL, 2016). Quando um ponto quente persiste ao longo do tempo pode resultar tanto em riscos para a vida útil do módulo fotovoltaico quanto em uma diminuição da sua eficiência operacional (MORETÓN, LORENZO, *et al.*, 2014).

Figura 2.20 – Imagem termográfica.



Fonte: Dados da própria autora.

Na Tabela 2.2, a seguir, serão apresentadas algumas possíveis falhas a serem identificadas com a avaliação termográfica.

Tabela 2.2 – Lista de possíveis falhas a partir das imagens termográficas.

Representação da imagem termográfica	Descrição	Possíveis defeitos
	Módulo com todas as células superaquecidas.	Módulo não está funcionando.
	Superaquecimento em uma série de células.	Curto-circuito em uma série de células ou falha no diodo de bypass.
	Células individuais, distribuídas aleatoriamente, significativamente mais quentes que as outras.	Módulo não está funcionando ou falha nos diodos de bypass.
	Sobreaquecimento significativo de uma parte de uma célula.	Célula quebrada ou interconexão de série desconectada.
	Padrão de calor irregular ou superaquecimento em pontos específicos.	Célula quebrada ou outro impedimento.
	Superaquecimento de uma única célula.	Efeito de sombreamento, células defeituosas ou sujeira.

Fonte: (TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017; IEA, 2014; TESTO).

#### 4. Obtenção de imagens de eletroluminescência.

A função operacional da célula fotovoltaica é absorver a luz e convertê-la em eletricidade. No entanto, o oposto também é possível e oferece a oportunidade da geração de imagens por eletroluminescência (EL) (IEA, 2018). Apesar da capacidade de identificar falhas por meio da técnica utilizando câmeras termográficas, existem situações em que a eletroluminescência se torna mais efetiva, como no caso da identificação de micro-fissuras, que podem estar relacionadas a alguma outra forma de degradação visual como o *snail track*.

A análise por EL consiste em aplicar uma corrente contínua no módulo fotovoltaico e medir a fotoemissão por meio de uma câmera sensível a infravermelho, fornecendo informações sobre microfissuras e outros defeitos no material da célula fotovoltaica (IEA, 2018). O teste é realizado em um ambiente escuro devido à baixa quantidade de radiação infravermelha emitida pelo módulo fotovoltaico em comparação com a radiação emitida pela iluminação de fundo (IEA, 2014).



## 2.6 Considerações Finais.

Neste capítulo foram apresentados detalhes gerais sobre a tecnologia fotovoltaica, destacando a composição estrutural dos módulos, os quais são fabricados de forma a garantir melhor segurança às células fotovoltaicas devido à sua fragilidade, como também o detalhamento dos principais fatores que afetam o desempenho dos módulos, como, por exemplo, a degradação, a irradiação, a temperatura, a sujeira, o descasamento de parâmetros, entre outras. Além disso, foram apresentados detalhes sobre os principais métodos para a avaliação da degradação, como a inspeção visual, obtenção de imagens termográficas para avaliação da distribuição térmica na superfície dos módulos fotovoltaicos, eletroluminescência e obtenção de curvas I-V para avaliação dos parâmetros elétricos.

Vale ressaltar que durante o processo de avaliação, para que os resultados sejam completos e confiáveis, é adequado que as técnicas sejam aplicadas em conjunto, seguindo uma sequência estratégica a ser definida de acordo com cada sistema e necessidade, visto que cada uma apresenta uma determinada finalidade. Verifica-se que, de forma individual, as técnicas de avaliação aqui apresentadas, exibem uma capacidade limitada no que tange a capacidade de detecção de falha, mas quando aplicadas juntas elas se complementam, tornando o método de avaliação contundente. Nesse contexto, no capítulo seguinte será exposta uma alternativa de sequência de técnicas para avaliação de módulos fotovoltaicos.

## CAPÍTULO III

### **Metodologia Utilizada para Avaliação dos Módulos FV**

---

#### **3.1 Roteiro para avaliação dos módulos fotovoltaicos**

A seguir será apresentado, de forma resumida, o roteiro para avaliação dos módulos fotovoltaicos.

- Inspeção visual: Inicialmente, foi realizada uma análise visual, módulo a módulo, para identificação de possíveis degradações;
- Termografia: Em seguida, com os módulos limpos, foram obtidas imagens termográficas da parte frontal dos módulos, apesar de ser recomendado que os testes sejam realizados na parte de trás, devido ao posicionamento das séries, não foi possível seguir tal recomendação, no entanto, o teste foi conduzido de modo a garantir as melhores imagens. Além disso, os testes foram realizados com irradiâncias acima de 600 W/m<sup>2</sup> e condições climáticas estáveis;
- Obtenção de curvas I-V: Para aquisição das curvas I-V, como primeiro procedimento, foi realizada uma limpeza dos módulos fotovoltaicos com sabão neutro, esponja macia e água. Neste teste, é fundamental que a irradiância esteja acima de 700 W/m<sup>2</sup>, portanto, durante uma semana foram realizados testes em cada série, entre 11:30 e 13:30, cujas irradiâncias se mantiveram acima de 900 W/m<sup>2</sup>, sendo feito uma medição por dia de curva I-V para cada uma e deste conjunto de dados foi realizado um estudo estatístico e obtida uma média final para obtenção de resultados confiáveis. Além disso, nesta mesma semana e horários, foram realizados ensaios individuais, um teste por módulo, sendo distribuídos os ensaios durante a semana para que todos fossem realizados nos horários adequados.

#### **3.2 Instalações do Sistema Fotovoltaico**

Para a realização do estudo proposto, foi utilizada a micro usina fotovoltaica instalada nas dependências do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal

de Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFG), com um ângulo de inclinação de 20° e desvio azimutal de -12°, cujas coordenadas são: -18° 55' 12" S e -48° 15' 31" O a 859 metros acima do nível do mar.

Conforme evidenciado na Figura 3.1, o sistema é composto por 48 módulos FV de tecnologia multicristalina e 5 modelos diferentes, a saber: 8 TPB156-60-P 235W da Sun Earth (fileira A) instalados em 2013, 8 AS-6P30-250 da Amerisolar (fileira B) instalados em 2015, 16 módulos CS6P-255P da Canadian Solar (fileiras C e D) instalados em 2015, 8 KD140SX-UFBS instalados em 2013 e 8 KD135SX-UPU instalados em 2011, ambos da Kyocera (fileiras E e F, respectivamente). Os parâmetros elétricos de cada modelo, em STC, é apresentado na Tabela 3.1.

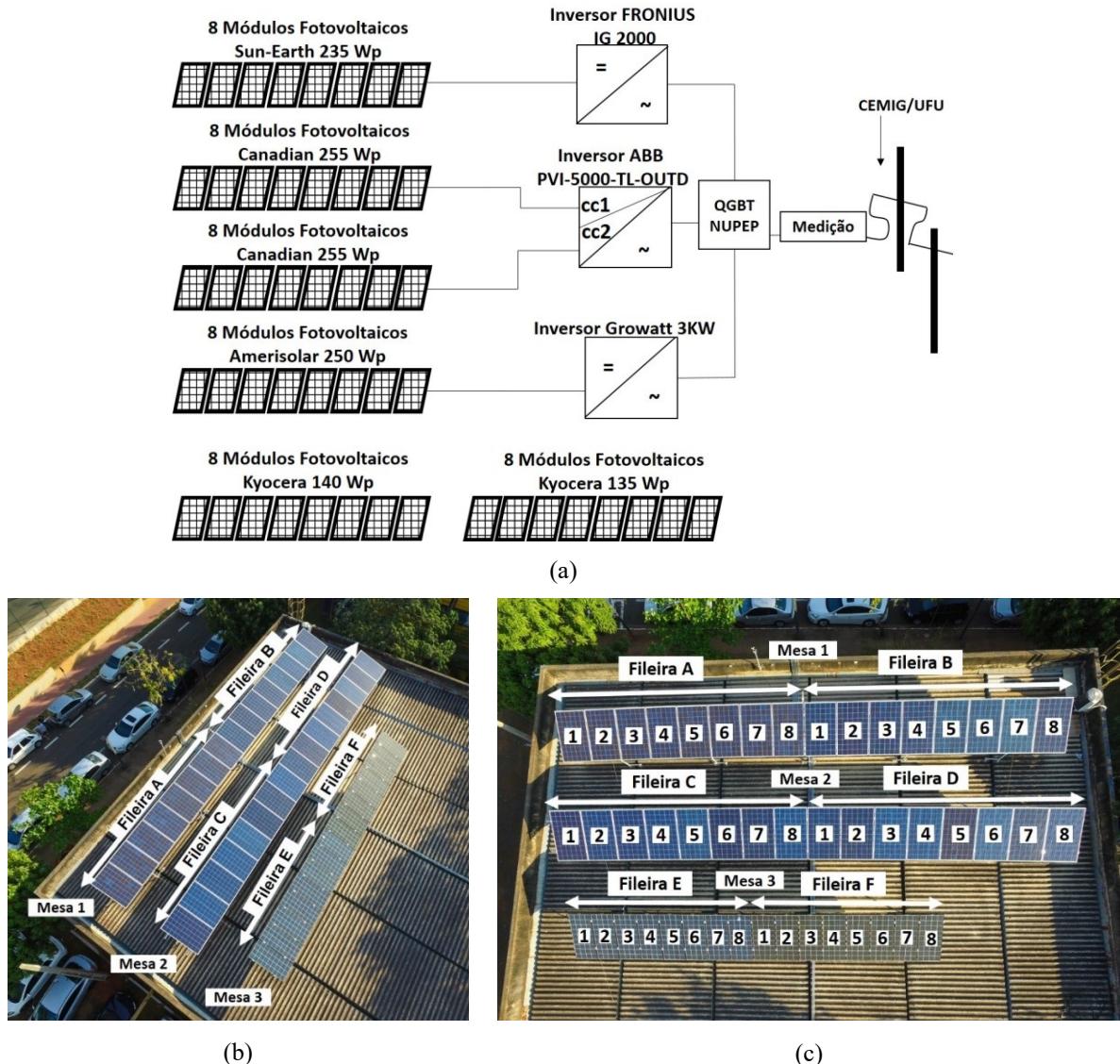
Os 08 módulos da Sun Earth, conectados em série, alimentam um inversor de 2 kW (FRONIUS IG 2000). Os 16 módulos da Canadian Solar alimentam um inversor de 5 kW (ABB PVI-5000-TL-OUTD) e os 08 da Amerisolar, conectados em série, alimentam o inversor híbrido da Growatt de 3 kW. Os módulos da Kyocera, por sua vez, a partir de 2015 não foram conectados aos inversores comerciais, permanecendo à disposição para ensaios de protótipos de inversores solares em desenvolvimento no laboratório. Todavia, os módulos da Kyocera foram devidamente analisados.

Tabela 3.1 – Principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos (STC: T=25°C, G=1000 W/m<sup>2</sup>, A.M.=1,5).

Parâmetro	Sun Earth TPB 156x156-60-P 235W	Amerisolar AS-6P30-250W	Canadian CS6P-255P	Kyocera KD140SX-UPU	Kyocera KD135SX-UPU
Potência, P <sub>MPP</sub>	235 W	250 W	255 W	140 W	135 W
Tensão MPP, V <sub>MPP</sub>	29,2 V	30,3 V	30,2 V	17,7 V	17,7 V
Corrente MPP, I <sub>MPP</sub>	8,05 A	8,26 A	8,43 A	7,91 A	7,63 A
Tensão de Circuito Aberto, V <sub>OC</sub>	36,7 V	38 V	37,4 V	22,1 V	22,1 V
Corrente de Curto-Circuito, I <sub>SC</sub>	8,47 A	8,75 A	9 A	8,68 A	8,37 A
Coeficiente de Temperatura de V <sub>OC</sub>	-0,128 V/°C	-0,125 V/°C	-0,127 V/°C	-0,08 V/°C	-0,08 V/°C
Coeficiente de Temperatura de P <sub>MPP</sub>	-1,1 W/°C	-1,1 W/°C	-1,1 W/°C	-0,6 W/°C	-0,6 W/°C
Coeficiente de Temperatura de I <sub>SC</sub>	0,00423 A/°C	0,00491 A/°C	0,00586 A/°C	0,00522 A/°C	0,00502 A/°C
Tolerância negativa de P <sub>MPP</sub> , tol-	0%	0%	0%	5%	5%
Tolerância positiva de P <sub>MPP</sub> , tol+	2,13%	3%	1,96%	5%	5%
Eficiência do Módulo, η	14,4%	15,37%	15,85%	14,0%	14,0%

Fonte: (SUN EARTH, 2018; AMERISOLAR, 2018; CANADIAN SOLAR, 2018; KYOCERA SOLAR, 2018).

Figura 3.1 – Micro usina fotovoltaica instalada no NUPEP (a) diagrama unifilar simplificado, (b) foto aérea e (c) mapeamento dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Dados da própria autora.

Na micro usina será avaliada a degradação conforme os métodos relatados na literatura técnica, a partir da inspeção visual, análise termográfica e obtenção de curvas I-V, além da análise da influência da sujeira e temperatura local. A avaliação de imagens termográficas e de curvas I-V e P-V permitem determinar se as degradações, que possam vir a ser identificadas através da inspeção visual, podem afetar negativamente o desempenho elétrico do módulo (DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS, 2015).

No entanto, apesar de obtidas as curvas I-V para micro usina analisada, não será realizado o estudo do desempenho, quantificando e avaliando se houve ou não perdas significativas na potência de pico fornecida durante os anos em operação, por não haver

resultados desde o início de operação que permitam a comparação e estimativa de degradação elétrica. Porém, serão apresentadas as potências máximas medidas nos anos de 2016, 2017 e 2018 e algumas considerações importantes quanto à operação dos módulos em concordância com o esperado nos anos avaliados.

### 3.3 Inspeção Visual

Inicialmente, todos os módulos que compõem o sistema foram fotografados e mapeados, ilustrado na Figura 3.1 (c) e, em seguida, foi realizada a inspeção visual para a detecção de sinais de degradação, conforme apresentado na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Exemplos de degradações identificadas durante a inspeção visual.



Fonte: Dados da própria autora.

### 3.4 Termografia

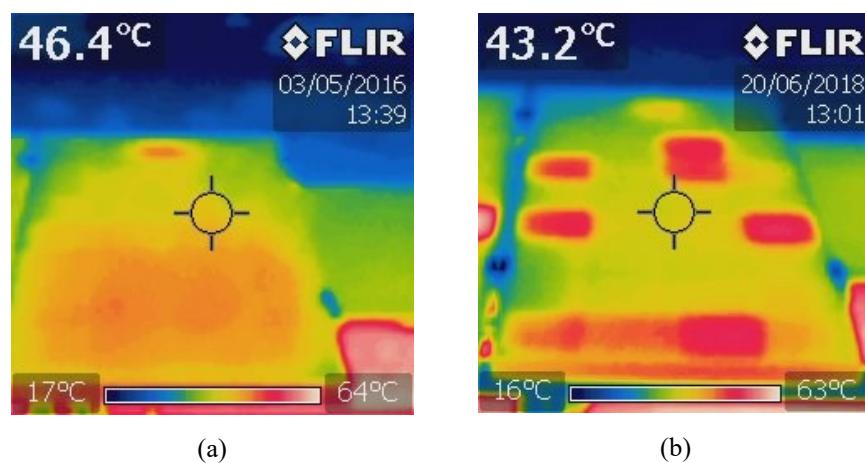
O fluxo de corrente elétrica em células defeituosas provoca um aumento na temperatura das mesmas, o que, felizmente, pode ser facilmente identificado por meio de imagens termográficas (CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015). Portanto, qualquer anormalidade observada no padrão térmico de um módulo fotovoltaico pode ser atribuída a um possível tipo de falha (TSANAKAS, VANNIER, *et al.*, 2015).

Como no caso de um diodo de *bypass* danificado que pode levar a uma falha severamente perigosa devido à elevação da temperatura que pode ser alta o suficiente para causar um incêndio (KO, JU, *et al.*, 2017). O que evidencia a importância da avaliação termográfica não apenas para detecção de falhas como também de forma preventiva, para segurança humana e do próprio sistema fotovoltaico.

Contudo, há uma falta de procedimentos amplamente aceitos para lidar com pontos quentes na prática, bem como critérios específicos referentes à aceitação ou rejeição, quanto aos valores térmicos, de módulos fotovoltaicos afetados em estruturas comerciais (MORETÓN, LORENZO, *et al.*, 2014).

Para uma inspeção adequada com câmera infravermelha, o arranjo fotovoltaico deve estar em operação, uma vez que não seja possível a identificação dos pontos quentes nos módulos fotovoltaicos em circuito aberto, conforme apresentado na Figura 3.3. Além disso, a irradiância no plano do módulo fotovoltaico deve ser superior a 600 W/m<sup>2</sup>, e as condições climáticas devem ser estáveis para assegurar que haverá corrente suficiente para fazer com que as diferenças de temperatura sejam perceptíveis (IEA, 2018).

Figura 3.3 – (a) Imagem termográfica com módulo FV em circuito aberto; (b) Imagem termográfica com módulo FV em circuito fechado.



Fonte: Dados da própria autora.

Dando sequência aos trabalhos, após a inspeção visual dos módulos, suas respectivas imagens termográficas foram obtidas, através da câmera infravermelha FLIR i5®, ilustrada na Figura 3.4, cujas características são apresentadas na Tabela 3.2, seguindo o procedimento correto para identificação de pontos quentes para correlacioná-los aos sinais de degradação.

É recomendado que os testes sejam realizados obtendo imagens da parte de trás dos módulos fotovoltaicos, no entanto, devido ao posicionamento das séries e ao equipamento disponível, as imagens foram tiradas da parte frontal, de modo que não comprometesse a boa qualidade das imagens e, consequentemente, os resultados.

Tabela 3.2 – Características técnicas do termovisor.

Figura 3.4 – Câmera infravermelha utilizada para obtenção das imagens termográficas.



Fonte: Dados da própria autora.

Parâmetro	Alcance
Temperatura de operação	0 °C a +50 °C
Temperatura de armazenamento	-40 °C a +70 °C
Umidade relativa	95%
Display	LCD a cores de 2,8"
Campo de visão	17° x 17°
Resolução espacial	3,71 mrad
Distância mínima de foco	0,6 m
Taxa de captura de imagem	9 Hz
Tipo de detector	Matriz de plano focal (FPA), micro bolômetro não refrigerado.
Sensibilidade Térmica	< 0,1 °C
Resolução de infravermelhos	80 x 80 pixels
Precisão	±2°C ou ±2% de leitura, para uma temperatura ambiente de 10°C a 35°C

Fonte: (FLIR I5, 2018).

### 3.5 Caracterização dos Módulos Fotovoltaicos - Curvas I-V

A curva I-V com aspecto irregular ou a potência de uma planta fotovoltaica significativamente reduzida, levando em consideração os anos em operação e as perdas anuais fornecidas de acordo com cada fabricante, pode ser indicativo de alguma falha. É evidente que a obtenção destas curvas características é uma prática desgastante e demorada, visto que existem sistemas com centenas de módulos fotovoltaicos, tornando esse método de avaliação, em alguns casos, inviável. No entanto, a caracterização das curvas I-V pode fornecer informações valiosas sobre a característica elétrica de cada falha detectada e seu impacto nas perdas de geração de energia do módulo afetado (TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017).

Portanto, dando continuidade à aplicação dos métodos de avaliação da degradação, todos os módulos foram submetidos a ensaios experimentais voltados para a obtenção destas curvas I-V e, por consequência, seus respectivos parâmetros elétricos. O equipamento utilizado

é o Solar I-V®, apresentado na Figura 3.5 e as resoluções para os parâmetros apresentados e suas incertezas são apresentadas na Tabela 3.3. Para inicializar os testes, as principais características elétricas de cada módulo (STC), presentes em seus respectivos *datasheets*, foram inseridos no instrumento de medição (Solar I-V®).

Figura 3.5 – Equipamento utilizado para obtenção das curvas I-V.



Fonte: Dados da própria autora.

Tabela 3.3 – Erro atrelado ao equipamento de medição Solar I-V®.

Parâmetro	Resolução	Incertezas
$V_{cc}$ (OPC)	0,1 V	$\pm(1,0\%rdg+2dgt)$
$I_{cc}$ (OPC)	0,001 A	$\pm(1,0\%rdg+2dgt)$
$P_{máx}$ (OPC)	1 W	$\pm(1,0\%rdg+6dgt)$
$V_{cc}$ (STC)	0,1 V	$\pm(4,0\%rdg+2dgt)$
$I_{cc}$ (STC)	0,01 A	$\pm(4,0\%rdg+2dgt)$
$P_{máx}$ (STC)	1 W	$\pm(5,0\%rdg+1dgt)$
Irradiância	0,1 mV	$\pm(1,0\%rdg+5dgt)$
Temperatura do módulo	0,1 °C	$\pm(1,0\%rdg+1°C)$

Fonte: (SOLAR I-V, 2018)

Em que: rdg são as leituras e dgt é o número de dígitos.

O equipamento Solar I-V® mede os parâmetros elétricos nas condições de operação das células fotovoltaicas (OPC), ou seja, irradiação e temperatura no exato momento da medição. No entanto, os parâmetros elétricos fornecidos pelo fabricante são referentes às condições padrão de teste (STC), ou seja, com irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura a 25 °C. Com o objetivo de comparar os valores obtidos em campo com os valores de referência, o próprio equipamento de medição utilizado faz as conversões dos parâmetros elétricos obtidos em OPC para valores em STC, por meio da norma IEC EN 60891. Estes valores corrigidos são necessários para comparação com os valores de referências e, consequentemente, diagnóstico do estado operacional dos módulos fotovoltaicos.

Além disso, é preciso considerar o tempo em que os módulos estão em operação, já que naturalmente, quando entram em operação, apresentam uma potência máxima menor que a inicialmente projetada pelo fabricante, sendo o primeiro ano influenciado principalmente pelas perdas por LID. Todos esses valores são estimados pelo fabricante no *datasheet*, o que significa que os módulos terão uma potência (em STC) mínima considerada normal devido aos seus anos

de operação, diferente da potência nominal estipulada inicialmente, para comparação com a potência medida em campo (em STC).

Nesse contexto, serão calculados novos valores de potência que servirão como referência de valores mínimos para cada fabricante desses módulos fotovoltaicos avaliados, levando em consideração os meses e anos em que foram realizadas as medições. Com isso, os resultados para cada modelo são apresentados na Tabela 3.4.

De acordo com o *datasheet* da Sun Earth (Anexo B), a potência máxima fornecida até os 10 anos não será inferior a 90% da potência inicial e até os 25 anos não será inferior a 80% e foi considerado, para os devidos cálculos, uma potência de, no mínimo, 97,5% da potência nominal inicial para o primeiro ano de operação dos módulos, devido às possíveis perdas por LID. Segundo o *datasheet* da fabricante Amerisolar (Anexo C), a potência máxima no primeiro ano não será menor que 97,5% da potência nominal inicial, até os 12 anos não será inferior a 91,2 % e até os 30 anos não será inferior a 80%. Já para a Canadian Solar (Anexo D), durante o primeiro ano é garantido que a potência real do módulo não será menor 97,5% da potência inicialmente projetada, do 2º ao 25º ano a queda de energia anual não será superior a 0,7% e no final do 25º ano, a potência não será inferior a 80,7% da potência inicial indicada (LIMITED CANADIAN SOLAR, 2018). Para a Kyocera (Anexo E), no primeiro ano, os módulos devem apresentar uma potência de pico de até 97% da potência nominal original, a partir do 2º ao 24º anos a taxa de degradação não pode ser superior a 0,7% ao ano e chegando ao 25º ano com no mínimo 80% da potência inicial (LIMITED KYOCERA SOLAR, 2018).

Tabela 3.4 – Referência de potência mínima para cada modelo, conforme os anos em operação.

		<b>Sun Earth TPB 156x156- 60-P 235W</b>	<b>Amerisolar AS-6P30- 250W</b>	<b>Canadian CS6P-255P</b>	<b>Kyocera KD140SX- UPU</b>	<b>Kyocera KD135SX- UPU</b>
Potência inicial		235 Wp	250 Wp	255 Wp	140 Wp	135 Wp
Data da instalação (MM/AAAA)		08/2013	12/2015	12/2015	04/2013	08/2011
Anos em operação	Agosto-2016	3 anos	8 meses	8 meses	3,33 anos	5 anos
	Julho - 2017	3,92 anos	1,58 anos	1,58 anos	4,25 anos	5,92 anos
	Julho - 2018	4,92 anos	2,58 anos	2,58 anos	5,25 anos	6,92 anos
Potência mínima degradada naturalmente	Agosto-2016	225,2 W	243,8 W	248,6 W	133,5 W	127,2 W
	Julho - 2017	223,4 W	242,9 W	247,6 W	132,6 W	126,3 W
	Julho - 2018	221,5 W	241,5 W	245,8 W	131,6 W	125,4 W

Fonte: Dados da própria autora.

Como primeiro procedimento para obtenção das curvas I-V, todos os módulos foram limpos com água, sabão líquido neutro e uma esponja macia. Os testes foram realizados de forma individual e por série entre os dias 23-29 de agosto de 2016, 24-28 de julho em 2017 e 17-21 de julho 2018. Esses testes, individuais e por série, possibilitam correlacionar possíveis impactos de um módulo com menor desempenho na operação da série fotovoltaica. Para 2018, além dos testes de avaliação anual, foi realizado o estudo do impacto da sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos como um teste extra no desenvolvimento desse trabalho.

Os ensaios dos anos de 2016 e 2017 foram realizados utilizando o sensor de temperatura fixado na parte traseira dos módulos, no entanto, foi observada uma diferença significativa entre a potência medida em campo e a referência de potência mínima, mesmo nos módulos recém-instalados. Para comprovar a efetividade dos dados obtidos, todos os parâmetros necessários para obter as curvas I-V foram verificados e foi observada a possibilidade de o sensor estar apresentando um valor de temperatura significativamente menor que a temperatura real das células. Este fato pode ser identificado a partir da comparação do sensor do equipamento Solar I-V® com o sensor de monitoramento do inversor Fronius que foi instalado em uma das séries e que é mantido em contato com os módulos durante todo o dia. A temperatura de operação das células exerce importante influência sobre a tradução de valores em OPC para STC e, consequentemente, a considerável diferença da temperatura medida e a real temperatura da célula pode levar a erros de diagnósticos quanto à capacidade de geração elétrica do sistema. Portanto, as temperaturas de operação das células foram corrigidas e novos pontos de máxima potência, com a tradução de valores em OPC para STC, foram obtidos. O processo de correção será detalhado nas próximas seções.

Para comparação com os resultados obtidos em 2016 e 2017, e arquivamento de testes anuais para o acompanhamento do desempenho no que tange a confiabilidade do sistema, novas medições foram realizadas em julho de 2018.

Todos os testes seguiram um roteiro, assim como se recomenda para os testes nos anos seguintes, sendo realizado apenas uma medição para cada módulo e uma medição por série durante cinco dias, totalizando 5 medições por série para cada modelo, possibilitando, dessa forma, um estudo estatístico para o conjunto de valores obtido para cada série.

Segundo a norma IEC 61215, para evitar os erros de tradução para STC, que podem acontecer em testes realizados em baixos níveis de irradiação, é recomendado que os testes sejam executados em condições com irradiação acima de 700 W/m<sup>2</sup> (QUANSAH e

ADARAMOLA, 2018). Nesse contexto, todas as medições foram realizadas entre 11:30 e 13:30 horas, com médias de irradiações acima de  $900 \text{ W/m}^2$ , temperatura de operação das células acima de  $50^\circ\text{C}$  e temperatura ambiente acima de  $25^\circ\text{C}$ .

Como o próprio equipamento possui a opção de cálculo automático para obtenção da temperatura de operação das células, ao invés do uso do sensor térmico, para os testes realizados em 2018 foi utilizada a opção automática para aquisição de resultados mais confiáveis, sendo o cálculo da temperatura de operação das células dependente da tensão de circuito aberto. Recomenda-se esta configuração para testes posteriores realizados com o Solar I-V®.

Vale ressaltar que os dados obtidos em 2016, utilizando o sensor térmico, publicados nos congressos EUPVSEC (33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition) em 2017 e CBENS (2º Congresso Brasileiro de Energia Solar) em 2018, foram corrigidos neste trabalho.

### 3.6 Correção das Curvas I-V

Uma das formas de avaliar o sistema fotovoltaico é a partir da aquisição das curvas I-V, que é obtida em OPC, no entanto, para que esses resultados possam ser comparados com os parâmetros elétricos de referência, que estão em STC ( $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25^\circ\text{C}$ ), os resultados obtidos em OPC precisam ser corrigidos para STC, ou seja, as características I-V medidas de um dispositivo fotovoltaico em qualquer condição operacional são traduzidas para  $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25^\circ\text{C}$ .

Publicado em 2009, a norma IEC EN 60891, define os procedimentos para as correções de temperatura e irradiação para as características I-V medidas dos dispositivos fotovoltaicos (PÓ, 2011).

Para os testes realizados em 2016 e 2017, como mencionado na seção anterior, foi observada a discrepância entre as temperaturas de operação das células obtidas pelo sensor térmico do equipamento de medição e a sua real temperatura, em algumas medições. Portanto, tendo como referência as medições realizadas em 2018, cujo equipamento foi configurado na opção automática para a obtenção da temperatura de operação das células, foram calculadas novas temperaturas. Para definir o melhor procedimento de obtenção da temperatura de operação das células foram testados dois métodos, conforme indicado no guia italiano CEI 82-

25 (CEI 82-25, 2018), o primeiro levando em consideração a temperatura ambiente e um segundo método de acordo com a tensão de circuito aberto (IEC 60904-5). O método que apresentar valores mais próximos dos obtidos pelo equipamento Solar I-V® em 2018, será utilizado para a correção dos testes realizados em 2016 e 2017 e os parâmetros elétricos traduzidos novamente para STC, conforme a IEC EN 60891.

### 3.6.1 Correção da Temperatura

Além da temperatura de operação não ser uniforme em todas as células que compõem o módulo fotovoltaico, ela é diferente de sua superfície traseira em condições normais de operação (PÓ, 2011), no entanto, essa temperatura pode ser calculada empiricamente.

Portanto, para determinar o método a ser aplicado na correção da temperatura de operação das células, nos testes realizados em 2016 e 2017, serão utilizadas as equações 3.1 e 3.2, correspondentes ao método baseado na temperatura ambiente e à tensão de circuito aberto da norma IEC 60904-5 (YORDANOV, MIDTGARD e SAETRE, 2012), respectivamente, em comparação com a temperatura obtida pelo equipamento Solar I-V® em 2018.

$$T_{cel\_amb} = \left( T_{amb} + (NOCT - 20) * \frac{Irr}{800} \right) \quad (3.1)$$

Em que,  $T_{cel\_amb}$  é a temperatura de operação da célula,  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente, NOCT é a temperatura nominal de operação da célula em um teste realizado sob irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, A.M. 1,5, temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento igual a 1 m/s e Irr é a irradiância no momento da realização do teste.

$$T_{cel\_Voc} = T_1 + \frac{1}{\beta} \left( V_{OC2} + \frac{nk(273 + T_2)N_S}{q} \ln \left( \frac{G_1}{G_2} \right) - V_{OC1} \right) \quad (3.2)$$

Em que,  $T_{cel\_Voc}$  é a temperatura de operação da célula,  $T_1$ ,  $G_1$  e  $V_{OC1}$  são, respectivamente, a temperatura, irradiância e tensão de circuito aberto em STC,  $\beta$  é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto,  $T_2$ ,  $G_2$  e  $V_{OC2}$  são, respectivamente, a temperatura, irradiância e tensão de circuito aberto no momento da medição,  $n$  é o fator de idealidade,  $k$  é a constante de Boltzmann e  $q$  é a carga elementar.

É importante ressaltar que a equação 3.1, apresentada no guia italiano CEI 82-25, não é aplicável quando a velocidade do vento for superior a 1 m/s ou quando o módulo não estiver

sujeito a ventilação natural na sua superfície posterior (por exemplo, no caso de um módulo arquitetonicamente integrado) (CEI 82-25, 2018).

A norma IEC 60904-5 assumem um modelo de curva I-V exponencial único (referente ao modelo de um diodo), com um fator de idealidade constante. No entanto, este parâmetro pode variar com o nível de iluminação e a temperatura de operação. Se esta variação for significativa, o procedimento padrão de cálculo da temperatura de operação das células pode introduzir erros inaceitáveis (YORDANOV, MIDTGARD e SAETRE, 2012).

### 3.6.2 Tradução dos Parâmetros elétricos medidos em OPC para STC

Após a determinação do método mais adequado para a correção da temperatura de operação das células é necessário traduzir novamente os dados de outras condições de teste de temperatura e irradiância para STC. As três opções de procedimentos para a correção, segundo a norma IEC EN 60891, são (PÓ, 2011; PÓ, LOS e VAN SARK, 2011; PRIYA, SASTRY, *et al.*, 2014; NORMA IEC EN 60891):

- Método 1:

$$I_2 = I_1 + I_{SC} * \left( \frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha * (T_2 - T_1) \quad (3.3)$$

$$V_2 = V_1 - R_S * (I_2 - I_1) - k * I_2 * (T_2 - T_1) + \beta * (T_2 - T_1) \quad (3.4)$$

Em que,  $I_1$  e  $V_1$  são os pontos medidos em OPC a serem corrigidos,  $I_2$  e  $V_2$  são os pontos corrigidos para temperatura e irradiância desejada,  $G_1$  e  $T_1$  é a irradiância e temperatura no momento da medição,  $G_2$  e  $T_2$  é a irradiância e temperatura em STC ou outras condições desejadas,  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito medida no teste em  $G_1$  e  $T_1$ ,  $\alpha$  e  $\beta$ , são os coeficientes de temperatura de corrente e tensão, respectivamente,  $R_S$  é a resistência série interna da amostra de teste e  $k$  é o fator de correção de curva.

- Método 2:

Este método é baseado no modelo simplificado de um diodo de dispositivos fotovoltaicos. As equações de tradução semiempírica contêm 5 parâmetros de correção I-V que podem ser determinados pela medição de curvas I-V em diferentes condições de temperatura e irradiância. O procedimento de correção de corrente e tensão é definido pelas seguintes equações:

$$I_2 = I_1 * \left(1 + \alpha_{\text{rel}} * (T_2 - T_1)\right) * \left(\frac{G_2}{G_1}\right) \quad (3.5)$$

$$V_2 = V_1 + V_{\text{OC}1} * \left(\beta_{\text{rel}} * (T_2 - T_1) + a * \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right)\right) - R'_S * (I_2 - I_1) - k' * I_2 * (T_2 - T_1) \quad (3.6)$$

Em que,  $I_1$  e  $V_1$  são os pontos medidos em OPC a serem corrigidos,  $I_2$  e  $V_2$  são os pontos corrigidos para temperatura e irradiação desejada,  $G_1$  e  $T_1$  é a irradiação e temperatura no momento da medição,  $G_2$  e  $T_2$  é a irradiação e temperatura em STC ou outras condições desejadas,  $V_{\text{OC}1}$  é a tensão de circuito aberto medida em  $G_1$  e  $T_1$ ,  $\alpha_{\text{rel}}$  e  $\beta_{\text{rel}}$  são os coeficientes de temperatura normalizados de corrente e tensão, respectivamente, medido a 1000 W/m<sup>2</sup>. A normalização é feita dividindo os coeficientes térmicos  $\alpha$  pela corrente de curto-circuito e  $\beta$  pela tensão circuito aberto em STC.  $a$  é um fator de correção de curva interpretado como a tensão térmica do diodo.  $R'_S$  é a resistência série interna, e  $k'$  é um fator de correção da curva, interpretado como o coeficiente de temperatura da resistência série interna  $R'_S$ .

- Método 3:

Este procedimento baseia-se na interpolação linear ou extrapolação de duas características I-V medidas. Ele usa um mínimo de duas características I-V e não requer parâmetros de correção ou parâmetros de ajuste.

$$V_3 = V_1 + a * (V_2 - V_1) \quad (3.7)$$

$$I_3 = I_1 + a * (I_2 - I_1) \quad (3.8)$$

Em que,  $I_3$  e  $V_3$  são a corrente e a tensão desejada,  $I_1$  e  $V_1$  são a corrente e tensão a serem corrigidas,  $I_2$  e  $V_2$  é corrente e tensão estimadas e  $a$  é a constante de interpolação.

Os procedimentos 1 e 2 requerem os coeficientes de temperatura em STC, enquanto no procedimento 3 permite cálculo via interpolação bilinear. Os coeficientes de temperatura dependem da irradiação, distribuição espectral e histórico térmico do módulo (PRIYA, SASTRY, *et al.*, 2014).

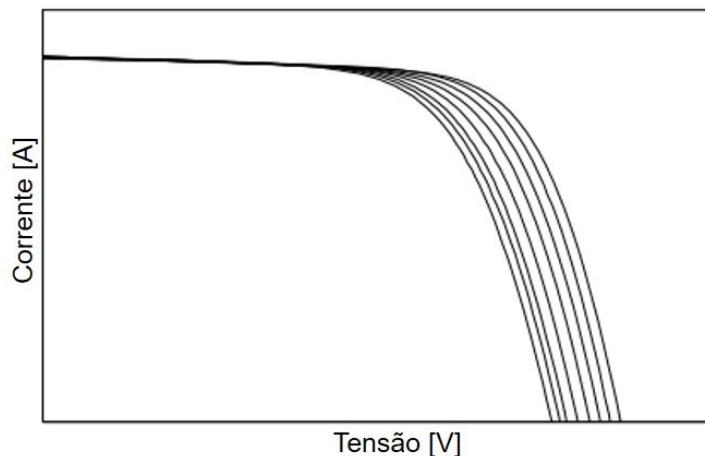
Para a tradução de pontos da curva I-V medidas em OPC para STC, neste trabalho, será utilizado o procedimento 1 da norma IEC EN 60891, que é principalmente empírico, conforme as equações 3.3 e 3.4, devido a sua menor complexidade e por apresentar resultados satisfatórios (PÓ, 2011).

### 3.6.2.1 Fatores de Correção

Quanto aos fatores de correção, estes geralmente não são encontrados no *datasheet* e precisam ser determinados experimentalmente (PÓ, 2011). No entanto, para este trabalho, a  $R_S$  não foi determinada pelo processo experimental, mas tendo como base o valor estipulado pelo programa computacional PVsyst®. Já para determinar o fator de correção K foram aplicados os métodos determinados pela norma IEC EN 60891. A seguir, serão apresentados os passos para obtenção do fator de correção k.

Inicialmente, segundo a norma IEC EN 60891, são necessárias três curvas de mesma irradiância, porém, com diferentes temperaturas, conforme ilustrado na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Curvas I-V de mesma irradiância com diferentes temperaturas.



Fonte: (NORMA IEC EN 60891).

Neste trabalho, as curvas foram traçadas no programa computacional MATLAB®, através das equações 2.2 a 2.6, referentes ao modelo de um diodo, conforme o código apresentado no Anexo A.

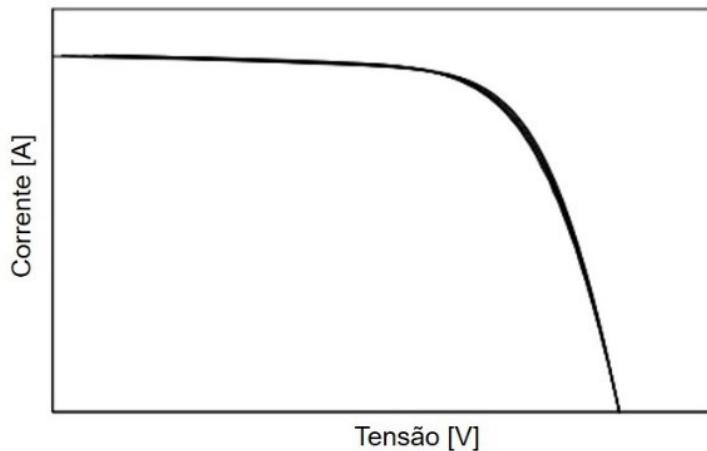
Considerando que as curvas I-V estão no mesmo nível de irradiância ( $G_1 = G_2$ ), as equações do procedimento 1 assumem a seguinte forma:

$$I_2 = I_1 + \alpha * (T_2 - T_1) \quad (3.9)$$

$$V_2 = V_1 - R_S * (I_2 - I_1) - k * I_2 * (T_2 - T_1) + \beta * (T_2 - T_1) \quad (3.10)$$

Em seguida, todas as curvas I-V registradas a temperaturas mais elevadas são traduzidas para a temperatura mais baixa, enquanto se configura  $k = 0$ , de acordo com a Figura 3.7.

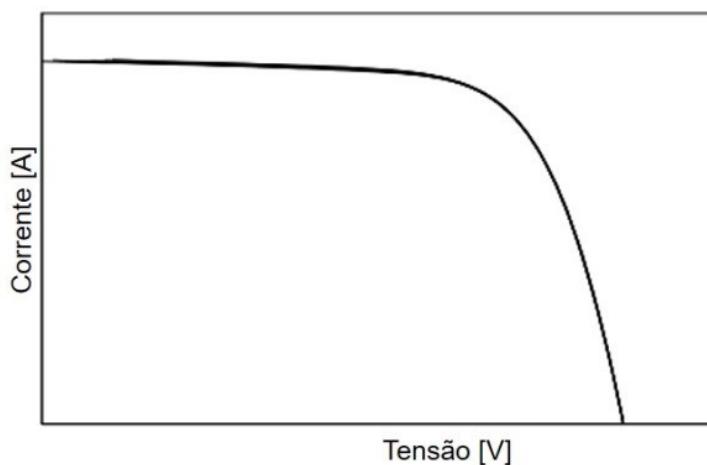
Figura 3.7 – Tradução de curvas I-V com temperaturas mais elevadas para a curva de menor temperatura ( $k = 0$ ).



Fonte: (NORMA IEC EN 60891).

Posteriormente,  $k$  é alterado em passos de  $1 \text{ m}\Omega / \text{K}$ , nas equações 3.9 e 3.10, em que  $I_1$  e  $V_1$  são os pontos encontrados no MATLAB®. O valor adequado é encontrado quando o ponto de potência máxima coincide em  $\pm 0,5\%$  do que se deseja alcançar, conforme exemplificado na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Curvas de elevadas temperaturas com a aplicação do  $k$  mais adequado, fazendo com que as suas potências fiquem em  $\pm 0,5\%$  da potência da curva de menor temperatura.



Fonte: (NORMA IEC EN 60891).

Após encontrar os valores de  $k$  para cada modelo de módulo fotovoltaico, os valores de  $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$  (STC) são calculados por meio das equações 3.3 e 3.4, referentes ao procedimento 1 da norma IEC EN 60891, para obtenção dos novos valores de  $P_{MPP}$ .

### 3.7 Estudo Estatístico

Para os testes realizados por série, nos anos de 2016, 2017 e 2018, foi aplicado um estudo estatístico, que consiste no cálculo da média dos resultados obtidos durante a semana analisada e seu desvio padrão a partir das equações 3.11 e 3.12, respectivamente. Essa técnica permite avaliar o quanto de dispersão existe em torno da média de um conjunto de dados e, portanto, auxiliarão na análise de resultados mais confiáveis, já que os resultados obtidos fora da média são excluídos. Ou seja, resultados muito bons ou muito ruins são eliminados, sendo realizada uma nova média para os valores restantes.

$$\text{Média } (\bar{M}) = \frac{\sum S}{n'} \quad (3.11)$$

$$\text{Desvio Padrão } (DP) = \sqrt{\frac{\sum \sqrt{(M_n - \bar{M})^2}}{n'}} \quad (3.12)$$

Em que,  $\bar{M}$  é a média dos termos analisados,  $\sum S$  é soma de todos os termos,  $n'$  é número de termos e  $M_n$  é o valor de cada termo.

### 3.8 Avaliação da Influência da Sujeira

Com o intuito de verificar os impactos da sujeira, na região de Uberlândia (sudeste brasileiro) sobre o desempenho do sistema fotovoltaico, foram realizados os testes entre os dias 03/07 a 08/07 de 2018, utilizando os 16 módulos fotovoltaicos da Canadian Solar de mesmas características elétricas.

Inicialmente, os 8 módulos da fileira C (Canadian 255 Wp) foram limpos com água, sabão líquido neutro e uma esponja macia e os 8 módulos da fileira D (Canadian 255 Wp) foram mantidos sujos, conforme apresentado na Figura 3.9. Vale ressaltar que a última limpeza manual, para esta fileira, foi realizada em julho de 2017, sendo submetidos apenas à limpeza natural ocasionada pela chuva. As duas fileiras (C e D), compostas por módulos de mesmo modelo, foram conectadas ao inversor ABB, cada uma em um MPPT e, durante seis dias, foram obtidas as potências máximas para as devidas comparações.

Figura 3.9 – Sérias C e D preparadas para avaliação da sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Dados da própria autora

### 3.9 Considerações Finais

Este capítulo apresentou detalhadamente os procedimentos utilizados para avaliação das degradações que podem afetar o desempenho dos módulos fotovoltaicos, sendo aplicada a inspeção visual para identificação de possíveis falhas visíveis aos olhos, obtenção de imagens termográficas para identificação de pontos quentes e curvas I-V para análise dos parâmetros elétricos. Para as medições realizadas em 2016 e 2017 foram necessárias as correções da temperatura de operação das células fotovoltaicas e, consequentemente, nova tradução dos valores OPC para valores em STC, devido à diferença significativa que alguns valores da temperatura de operação das células obtidos com o sensor térmico causou nos parâmetros elétricos em STC fornecido pelo equipamento Solar I-V®, finalizando, dessa forma o processo para avaliação da degradação.

Além disso, foram realizados testes adicionais para a avaliação dos impactos da sujeira sobre o desempenho do sistema, também foram obtidas imagens termográficas para análise da temperatura na superfície dos módulos fotovoltaicos nessas condições.

## CAPÍTULO IV

# Resultados da Aplicação dos Métodos para Avaliação dos Módulos FV

---

### 4.1 Inspeção Visual

A partir da inspeção visual foi possível identificar 15 módulos afetados por alguma forma de degradação, sendo elas: a descoloração, o *snail track*, delaminação e a falha na caixa de conexão. A intensidade das degradações e a quantidade de células afetadas variam de um módulo para outro. A seguir, serão detalhadas todas essas degradações encontradas nos módulos do sistema fotovoltaico em análise.

#### 4.1.1 Descoloração

Durante a inspeção visual dos módulos FV, foi identificada a descoloração do material encapsulante apenas nos modelos da fabricantes Kyocera.

Na Figura 4.1 são apresentadas duas fotos que evidenciam a descoloração do material encapsulante por todo o módulo fotovoltaico de modelo KD135SX-UPU (fileira F), sendo a Figura 4.1 (a) ilustrando os módulos no dia da instalação e a Figura 4.1 (b) ilustrando os módulos ao final do terceiro ano de utilização, com um total de 8 módulos afetados por esta degradação.

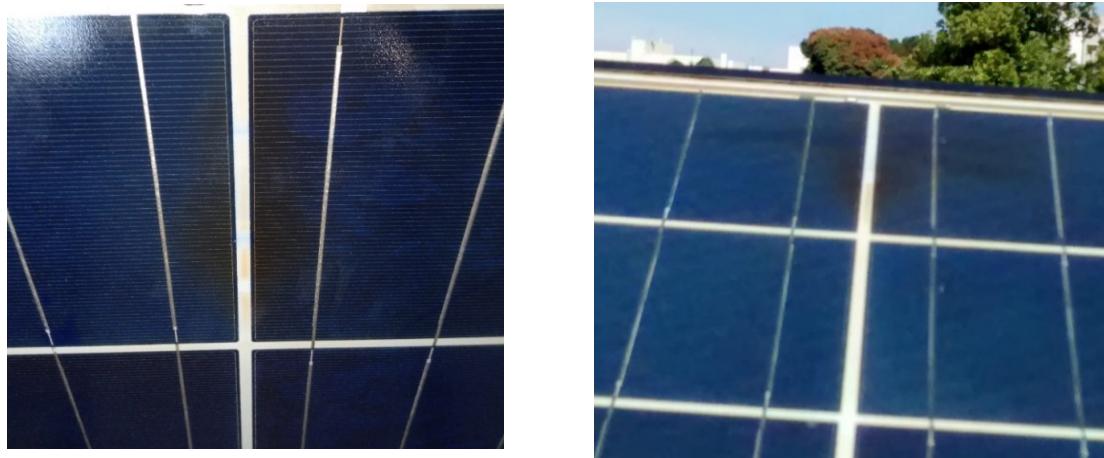
Na Figura 4.2 é possível observar a descoloração do material encapsulante nas células localizadas na posição em que está instalada a caixa de conexão do módulo FV, possivelmente devido às altas temperaturas no local, sendo os 15 módulos de modelo KD135SX-UPU e KD140SX-UPU afetados por esta forma de degradação

Figura 4.1 – Foto dos módulos KYOCERA modelo KD135SX-UPU (Mesa 3 - fileira F) evidenciando o efeito da descoloração precoce do material encapsulante (a) no dia da instalação, em 12/08/2011 e (b) em 09/04/2015.



Fonte: Dados da própria autora.

Figura 4.2 – Módulos da Série E com descoloração do material encapsulante nas células.



Fonte: Dados da própria autora.

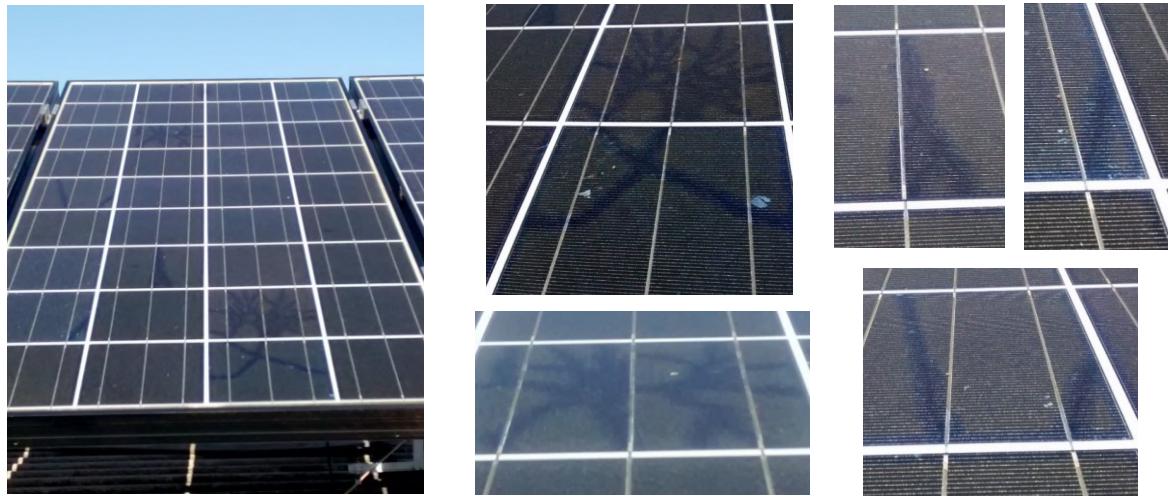
#### 4.1.2 *Snail Track*

Na Figura 4.3, imagem do módulo visualmente mais danificado, localizado na posição 6F (Figura 3.1 (c)), observa-se a existência de um tipo peculiar de degradação, conhecida por *snail track* (IEA, 2014), acompanhada da descoloração do material encapsulante. Tal fato foi identificado em todos os módulos KD135SX-UPU - Kyocera (fileira F) e em 4 módulos KD140SX-UPU – Kyocera (fileira E).

Segundo a literatura técnica, o *snail track* é caracterizado pela descoloração da pasta utilizada para metalização da célula. Alguns trabalhos indicam que esse tipo de degradação visual está ligado a microfissuras e a maior parte das perdas de potência estariam relacionadas

às rachaduras das células anteriores ao aparecimento do *Snail Track* (LIU, HUANG, *et al.*, 2015).

Figura 4.3 – Módulo da fileira F (6F-Kyocera) com o maior número de células degradadas por *snail track*.

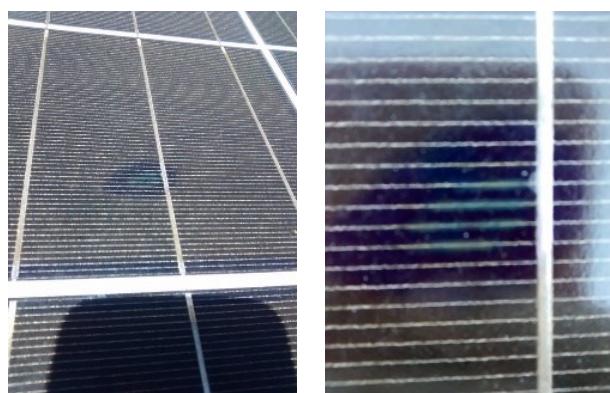


Fonte: Dados da própria autora.

#### 4.1.3 Delaminação

Foi identificado no módulo 4F (Kyocera-135kWp-Fileira F), uma possível delaminação entre a célula e o material encapsulante, conforme apresentado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Módulo da fileira F (4F-Kyocera) com possível delaminação.



Fonte: Dados da própria autora.

#### 4.1.4 Caixa de conexão

Ainda com relação aos módulos da Kyocera, é apresentada na Figura 4.5, uma severa degradação em duas células do módulo localizado na posição 8E (Figura 3.1 (c)). Essa ocorreu

em fevereiro de 2015, em apenas 22 meses após a instalação, sendo ocasionada por uma falha na impermeabilização da caixa de conexão que danificou permanentemente o módulo FV.

Atualmente, o módulo 8E se encontra desconectado da série fotovoltaica. Por fim, cabe ressaltar que a Kyocera foi comunicada acerca do dano e atribui a responsabilidade do ocorrido ao usuário final. Com relação aos demais sinais de degradação observados, a empresa foi informada e ainda não se manifestou. Vale ressaltar que nenhum sinal visível de degradação foi identificado nos demais módulos FV.

Figura 4.5 – Módulo com células danificadas por falha na impermeabilização da caixa de conexão (8E-Kyocera).



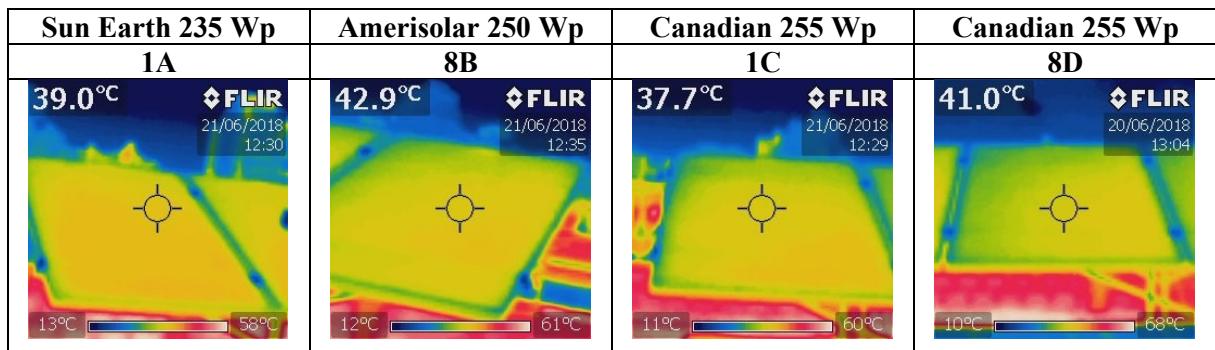
Fonte: Dados da própria autora.

## 4.2 Inspeção Termográfica

Na sequência foram obtidas imagens termográficas para todos os módulos da instalação com o intuito de avaliar a distribuição térmica e identificar a existência de pontos quentes, os quais a longo prazo podem contribuir para danos irreversíveis dos módulos (PACKA, PERNÝ, *et al.*, 2016).

Os resultados encontrados para os módulos das fileiras A (Sun Earth), B (Amerisolar), C (Canadian Solar) e D (Canadian Solar), foram considerados dentro das condições normais, ou seja, sem diferenças significativas na distribuição de temperatura observada na superfície dos módulos. Para exemplificar é apresentado, na Figura 4.6, um exemplo para cada um desses modelos de módulos fotovoltaicos.

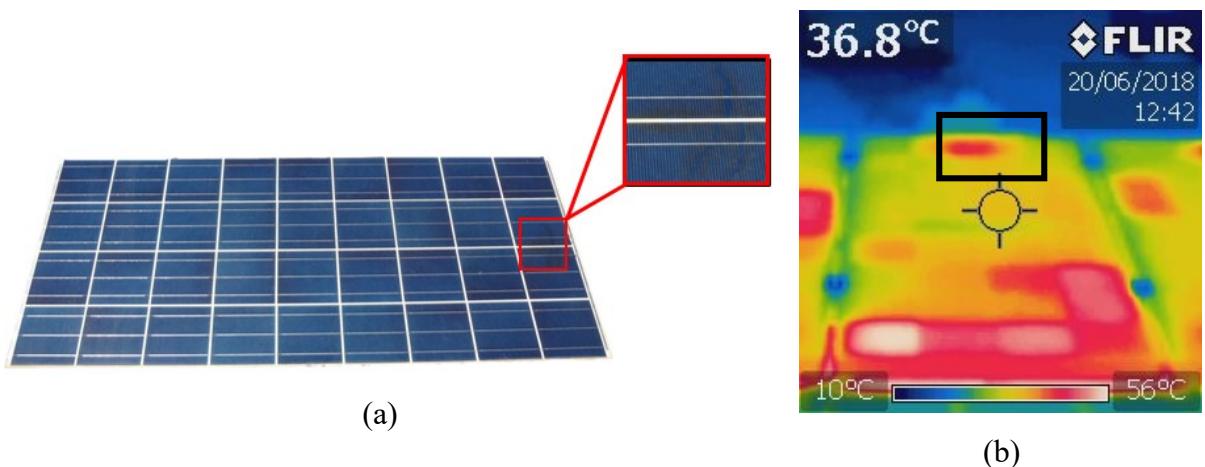
Figura 4.6 – Exemplos de termografia para cada modelo avaliado, sem qualquer alteração na distribuição térmica dos módulos.



Fonte: Dados da própria autora.

Nos módulos FV das fileiras E (Kyocera 140W) e F (Kyocera 135W), observou-se um aumento considerável de temperatura nas células localizadas imediatamente acima do local em que está instalada a caixa de conexão, apesar de considerado normal, ocorreu a descoloração do material encapsulante, conforme exemplificado na Figura 4.7, cuja variação de temperatura para este módulo foi em torno de 13 °C acima em relação ao restante das células.

Figura 4.7 – Imagens de um dos módulos KD140SX-UPU – Kyocera (a) destaque da descoloração observada nas células instaladas sobre a caixa de conexão, (b) Imagem termográfica do módulo fotovoltaico.

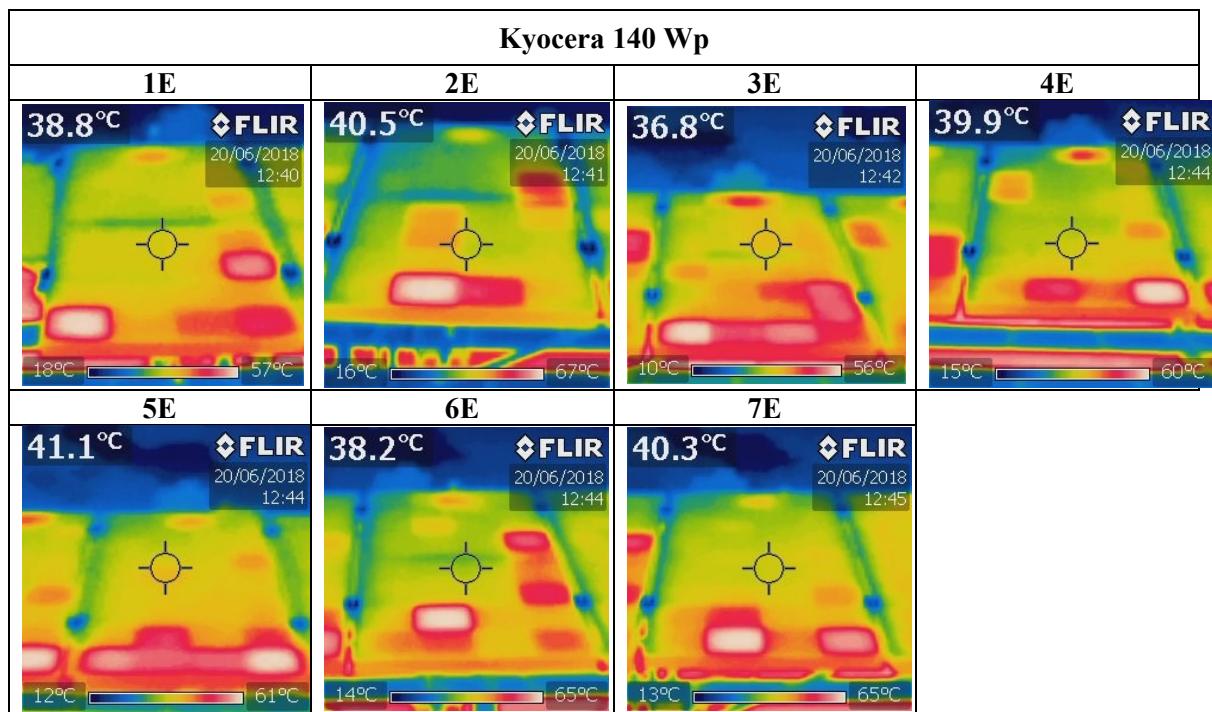


Fonte: Dados da própria autora.

Nesses mesmos módulos (fileiras E e F – Kyocera), também foram identificados pontos quentes, que ocorreram em algumas séries de células e em alguns casos nas extremidades próximas as molduras metálicas, conforme apresentado nas Figuras 4.8 e 4.9, podendo ser imputado a estes módulos uma condição anormal de operação. Segundo a Tabela 2.2, o superaquecimento em uma série de células está relacionado com o curto-círcito em uma série de células ou falha nos diodos de bypass (TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017). Em casos extremos, os pontos quentes podem levar a falha prematura dos referidos módulos, além

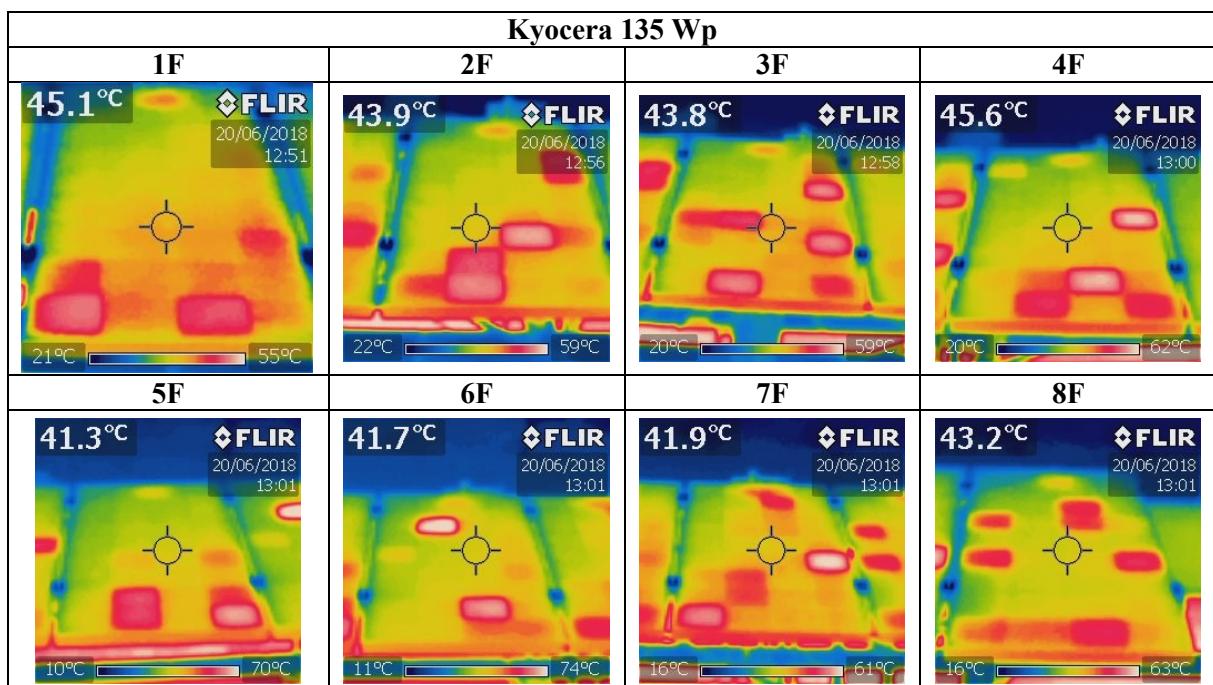
de queda na taxa de desempenho do sistema ao longo dos anos (CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015; MORETÓN, LORENZO, *et al.*, 2014), o que poderia levar a prejuízos financeiros.

Figura 4.8 – Imagens termográficas para todos os módulos da Kyocera 140 Wp, com vários pontos quentes identificados.



Fonte: Dados da própria autora.

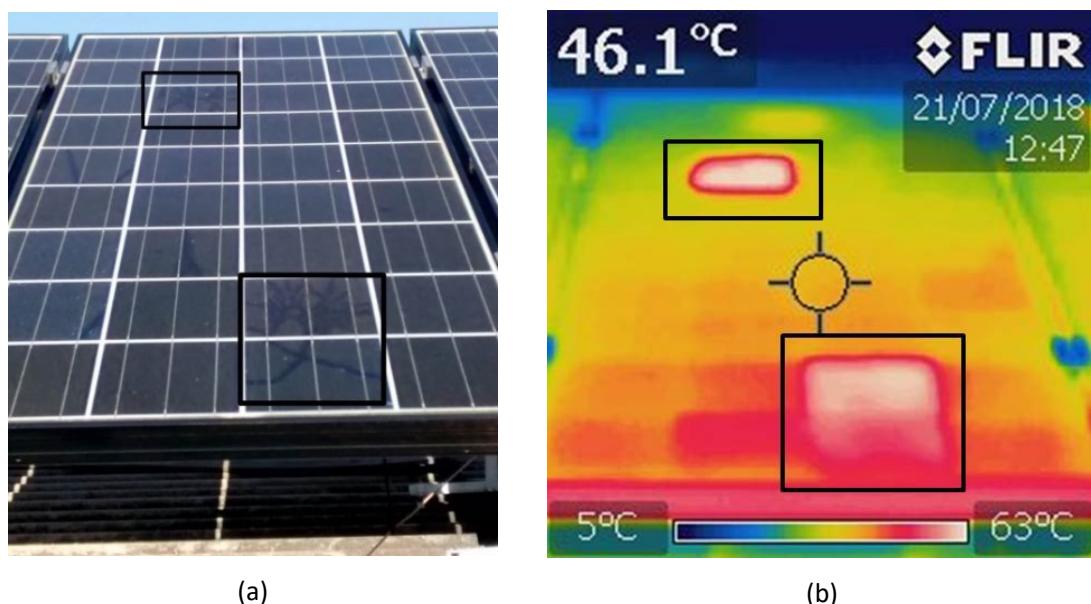
Figura 4.9 – Imagens termográficas para todos os módulos da Kyocera 135 Wp, com vários pontos quentes identificados.



Fonte: Dados da própria autora.

No módulo com o maior sinal de degradação (6F) foi identificado, em algumas células com *snail track*, a presença de ponto quente, conforme apresentado na Figura 4.10, existindo a possibilidade de ocorrência de microfissuras nesses locais, o que poderá ser comprovado com testes de eletroluminescência.

Figura 4.10 – (a) Imagem do módulo 6F com *snail track* que apresentaram pontos quentes (b) imagem termográfica com os pontos quentes nos mesmos locais em que foi identificado o *snail track*.



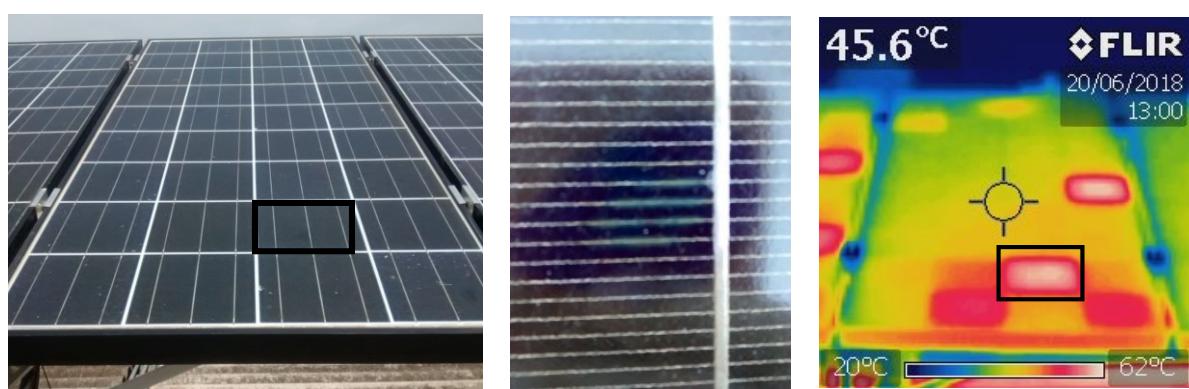
(a)

(b)

Fonte: Dados da própria autora.

No módulo com a presença de uma possível delaminação, a partir dos testes para obtenção de imagens termográficas, é possível observar a célula com ponto quente, conforme apresentado na Figura 4.11.

Figura 4.11 – Módulo da fileira F (4F-Kyocera) com possível delaminação.



Fonte: Dados da própria autora.

Na Tabela 4.1 é apresentado o resumo das formas de degradação que foram encontradas em cada Fileira analisada após a aplicação dos testes de avaliação visual, térmica e curvas I-V.

Tabela 4.1 – Resumo das degradações encontradas em cada fileira, por meio dos testes realizados na micro usina fotovoltaica.

Fabricante / Fileira	Descoloração	Snail Track	Delaminação	Caixa de conexão	Ponto Quente
Sun Earth / A					
Amerisolar / B					
Canadian / C					
Canadian / D					
Kyocera / E	✓	✓		✓	✓
Kyocera / F	✓	✓	✓		✓

Fonte: Dados da própria autora.

## 4.3 Análise das Curvas I-V

Em todos os módulos fotovoltaicos foram realizadas medições das curvas I-V, exceto o 8E da Kyocera que foi desconectado do sistema devido à falha na impermeabilização da caixa de conexão. De posse dos dados encontrados, após a correção dos resultados de 2016 e 2017 e as medições de 2018, alguns resultados foram selecionados para apresentação neste trabalho.

### 4.3.1 Correção das Medições realizadas em 2016 e 2017

#### 4.3.1.1 Correção das Temperaturas de Operação das Células FV

Conforme apresentado na Tabela 4.2, utilizando os ensaios por séries para exemplificar, após a correção das temperaturas de operação das células fotovoltaicas para os testes realizados em 2018, ficou evidente que a norma europeia é a que apresenta os resultados mais próximos dos valores obtidos pelo equipamento Solar I-V®. Portanto, as temperaturas obtidas nos testes realizados em 2016 e 2017 foram corrigidas seguindo a equação 3.2 da norma IEC 60904-5 e os resultados são apresentados na Tabela 4.3 em comparação com valores de temperaturas obtidos com o sensor térmico em cada ano.

A correção da temperatura evidenciou uma maior diferença entre os valores calculados e valores obtidos pelo sensor térmico para os testes realizados em 2016, com uma média de discrepância de -21%, já em 2017 essa diferença foi menor, com uma média de -6% com relação aos valores calculados. Procedimento análogo foi adotado para correção dos dados das medições individuais.

Tabela 4.2 – Correção da temperatura de operação das células para os testes realizados em 2018.

2018						
	Temperatura (°C)			Potência (w) - IEC EN 60891		
	Solar I-V®	T <sub>cel_Voc</sub>	T <sub>cel_amb</sub>	Solar I-V®	Pot_STC (T <sub>cel_Voc</sub> )	Pot_STC(T <sub>cel_amb</sub> )
Fileira A	57,6	54	62,7	216,79	215,3	221,8
Fileira B	65,1	60,4	61,1	232,35	230,7	239,7
Fileira C	54,1	51,6	60,5	245,5	242,5	260,3
Fileira D	55,9	53	61,6	241,43	238,05	254,9
Fileira E	53,7	51	62	134,94	132,4	143,25
Fileira F	60,2	56,1	61	125,65	123,6	131,07

Fonte: Dados da própria autora.

 Tabela 4.3 – Médias das temperaturas de operação das células para os testes *in loco*, nos anos de 2016 e 2017, corrigidas conforme a norma IEC 60904-5.

	Agosto/2016		Julho/2017	
	Sensor (Solar I-V®)	Norma Europeia IEC 60904-5	Sensor (Solar I-V®)	Norma Europeia IEC 60904-5
Fileira A	49,8	54,6	48,7	50,4
Fileira B	43	59,3	48,4	55,5
Fileira C	42,7	54,05	45,7	48,7
Fileira D	43,4	54,7	48	51,6
Fileira E	41,7	51,9	43,6	44,4
Fileira F	43,2	54	47,9	50,6

Fonte: Dados da própria autora.

#### 4.3.1.2 Tradução dos Parâmetros Elétricos em OPC para STC

Após a correção da temperatura, é preciso converter os valores em OPC (valor de irradiância e temperatura no exato momento da medição) para STC (1000 W/m<sup>2</sup> e 25 °C).

Seguindo a norma IEC EN 60891, utilizando o módulo TPB156x156-60-P da Sun Earth para exemplificar o processo realizado em cada modelo de módulo fotovoltaico, inicialmente foi realizado o procedimento para identificação da constante k, portanto, foram plotadas três curvas I-V de mesma irradiância e diferentes temperaturas, conforme a Figura 4.12.

O código desenvolvido no MATLAB®, para caracterização das curvas I-V, é apresentado no anexo A. Os parâmetros utilizados para o desenvolvimento do código como o fator de idealidade (n), que foi calculado pela equação 2.7, resistência série ( $R_s$ ) e resistência shunt ( $R_{sh}$ ) estão indicados na Tabela 4.4 e a irradiância e temperaturas, em cada curva, são apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.4 – Parâmetros n, Rs e Rsh, para cada modelo, utilizados no código desenvolvido no MATLAB®.

Parâmetros	Sun Earth 235 W	Amerisolar 250 W	Canadian 255 W	Kyocera 140 W	Kyocera 135 W
n	1,0607	1,0687	1,0604	1,1207	1,1213
$R_s$ ( $\Omega$ )	0,31	0,35	0,296	0,193	0,185
$R_{sh}$ ( $\Omega$ )	650	850	400	73	70

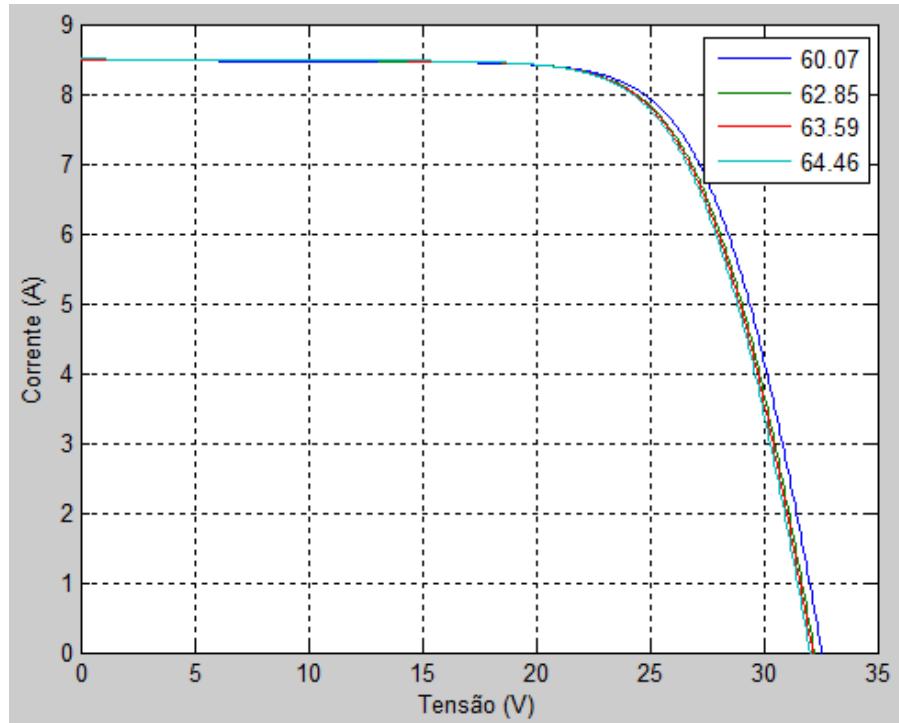
Fonte: Dados da própria autora.

Tabela 4.5 – Valores de irradiância e temperatura utilizadas para cada modelo e curvas I-V desenvolvidas no MATLAB®.

	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura (°C)			
		Curva 1	Curva 2	Curva 3	Curva 4
<b>Sun Earth 235 W</b>	984,5	60,07	62,85	63,59	64,46
<b>Amerisolar 250 W</b>	981,5	59,81	62,85	63,55	64,37
<b>Canadian 255 W</b>	997	58,84	62,81	63,4	64,56
<b>Kyocera 135 W</b>	986,5	59,09	62,96	63,03	63,22
<b>Kyocera 140 W</b>	1002,25	59,93	63,03	63,46	64,84

Fonte: Dados da própria autora.

Figura 4.12 – Médias das temperaturas de operação das células obtidas pelo sensor, na semana do mês de julho

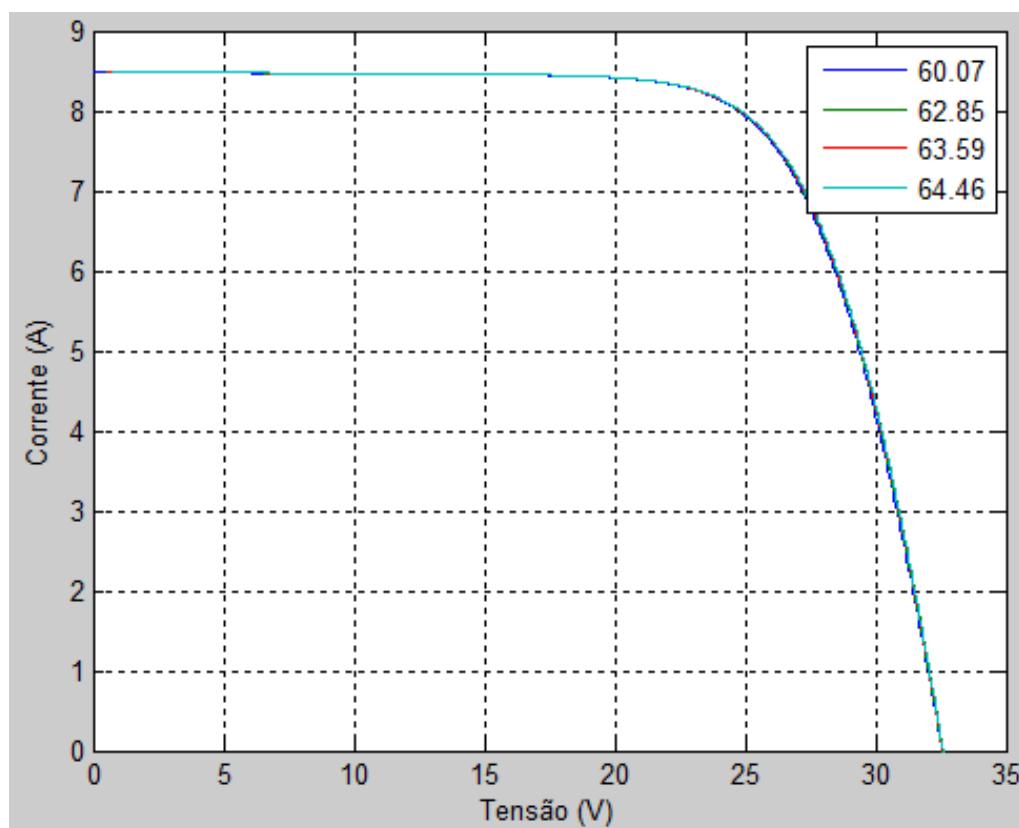


Fonte: Dados da própria autora.

Sequencialmente, todos os pontos das curvas I-V foram corrigidos utilizando as equações 3.9 e 3.10, referentes ao procedimento 1 da norma IEC EN 60891, para identificar a

constante  $k$  que, por sua vez, foi alterada em passos de  $1 \text{ m}\Omega / \text{K}$ , e o valor adequado foi encontrado quando o ponto de potência máximo coincidiu em  $\pm 0,5\%$  da  $P_{MPP}$  da curva de menor temperatura, conforme apresentado na Figura 4.13. O fator de correção da curva ( $k$ ) obtido para cada modelo é apresentado na Tabela 4.6.

Figura 4.13 – Resultado de testes para aquisição do fator de correção da curva mais adequado, sendo obtido  $k = 0,0006 (\Omega/\text{ }^{\circ}\text{C})$ , para o modelo TPB156x156-60-P da Sun Earth.



Fonte: Dados da própria autora.

Tabela 4.6 – Valores de irradiância e temperatura utilizadas para cada modelo e curvas I-V desenvolvidas no MATLAB®.

Parâmetro	Sun Earth 235 W	Amerisolar 250 W	Canadian 255 W	Kyocera 140 W	Kyocera 135 W
$k (\Omega/\text{ }^{\circ}\text{C})$	0,0006	0,0005	-0,0005	-0,0002	-0,0002

Fonte: Dados da própria autora.

Posterior à identificação das constantes  $k$  adequadas, as potências máximas em cada medição foram corrigidas, utilizando as equações 3.3 e 3.4. O mesmo procedimento foi adotado para as correções das medições individuais.

Após as correções, foi realizado o estudo estatístico com o conjunto de dados obtidos nos 5 dias de medições por série para a comparação com os resultados de testes utilizando sensor de temperatura, conforme apresentado na Tabela 4.7.

É possível observar, que após a correção da potência, devido ao fato de haver significativa diferença entre a temperatura de operação das células obtida pelo sensor térmico e a real temperatura de operação, em algumas das medições, as novas potências máximas, em STC, foram significativamente maiores que as anteriores, chegando à conclusão de que os resultados obtidos utilizando o sensor térmico poderiam induzir a erros de diagnósticos quanto ao bom desempenho no que tange a confiabilidade operacional dos módulos fotovoltaicos, ao longo dos anos.

Vale ressaltar que, apesar de serem testes de séries, os resultados apresentados referem-se à média dos oito módulos que as compõem.

Tabela 4.7 – Tradução das potências em OPC para STC utilizando as equações do 1º procedimento da norma IEC EN 60891, em comparação com as médias das potências de pico obtidas utilizando sensor térmico e com as potências de pico mínimas que cada modelo pode fornecer, levando em consideração os anos de operação e conforme o *datasheet* de cada fabricante.

Potência traduzida de OPC para STC (W)			
Agosto/2016			
	Referência de Pot. Mínima ( <i>Datasheet</i> )	Sensor Térmico (Solar I-V®)	Norma Europeia IEC 60904-5
<b>Fileira A</b>	225,2 W	209,5 W	215 W
<b>Fileira B</b>	243,75 W	216,9 W	232,3 W
<b>Fileira C</b>	248,63 W	231,2 W	240,2 W
<b>Fileira D</b>	248,63 W	229,8 W	238,9 W
<b>Fileira E</b>	133,5 W	128,3 W	132,8 W
<b>Fileira F</b>	127,2 W	125 W	119,9 W
Julho/2017			
	Referência de Pot. Mínima ( <i>Datasheet</i> )	Sensor Térmico (Solar I-V®)	Norma Europeia IEC 60904-5
<b>Fileira A</b>	223,4 W	213,3 W	216 W
<b>Fileira B</b>	242,9 W	224,1 W	231,2 W
<b>Fileira C</b>	247,6 W	241,8 W	243,2 W
<b>Fileira D</b>	247,6 W	238,7 W	241 W
<b>Fileira E</b>	132,6 W	134,9 W	134,5 W
<b>Fileira F</b>	126,3 W	125,1 W	125,8 W

Fonte: Dados da própria autora.

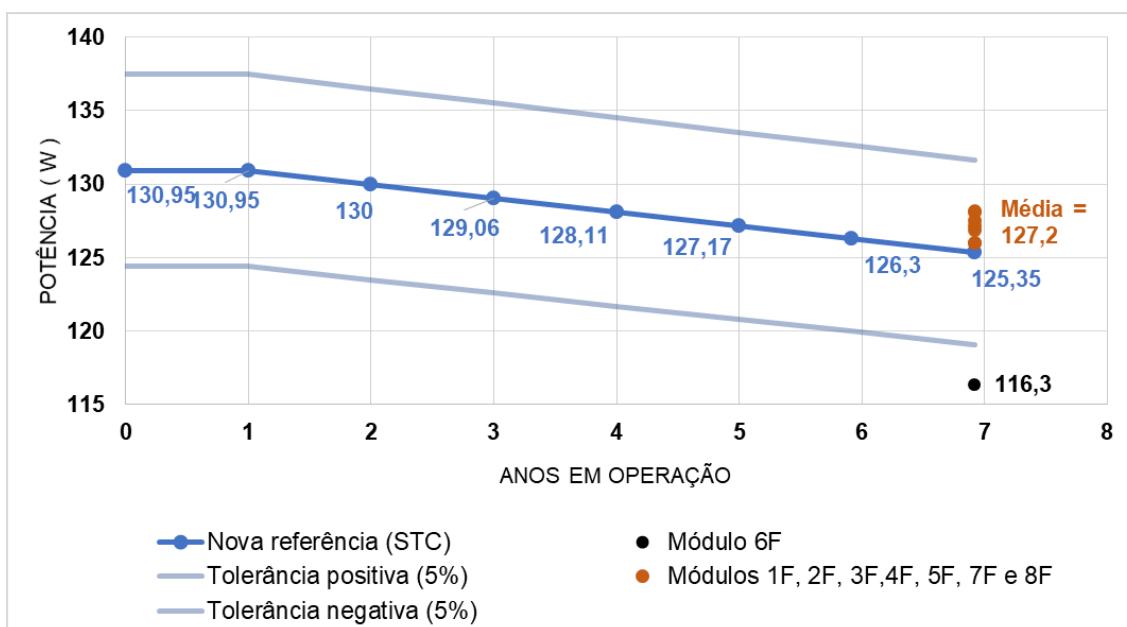
### 4.3.2 Série Sob a Influência de descasamento de parâmetros

De acordo com as medições realizadas para os módulos individuais e por série, foi possível observar que o módulo 6F (Figura 3.1 (c)) de modelo KD135SX-UPU (Kyocera), em operação há 7 anos (2018), apresentou um desempenho abaixo dos demais.

Conforme apresentado no gráfico da Figura 4.14 e nas curvas I-V da Figura 4.15, referente aos testes realizados em cada módulo no mês de julho de 2018, a discrepância de potência de pico fornecida pelo módulo 6 F, com relação a referência de potência de pico mínima (potência mínima de 125,35 Wp após 6,92 anos em 2018), foi de -7,2% (116,3 Wp), valor inferior à tolerância negativa de -5% garantida pelo fabricante, enquanto que os outros módulos fotovoltaicos apresentaram uma discrepância em torno de +1,5% (127,2 Wp) superior a potência de pico mínima.

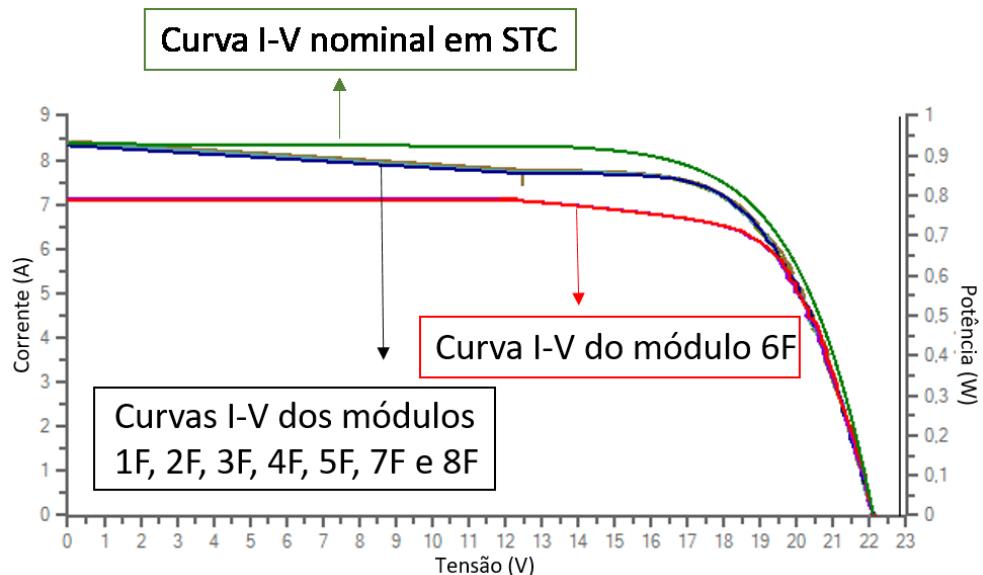
Uma das possíveis justificativas para o baixo desempenho do módulo 6 F pode estar relacionada à grande quantidade de degradações (descoloração do material encapsulante e *snail track*) e pontos quentes identificados no módulo, além da possível condição de existência de microfissuras em algumas células. Apesar dessas possíveis causas, não é possível comprovar tal afirmação, visto que não há dados de testes iniciais da geração individual dos módulos para que as devidas comparações sejam realizadas.

Figura 4.14 – Comparação do módulo 6F com o restante dos módulos da fileira F.



Fonte: Dados da própria autora.

Figura 4.15 – Curvas I-V nominal, do módulo de menor desempenho (6F) e demais módulos (1E, 2F, 3F, 4F, 5F, 7F e 8F).

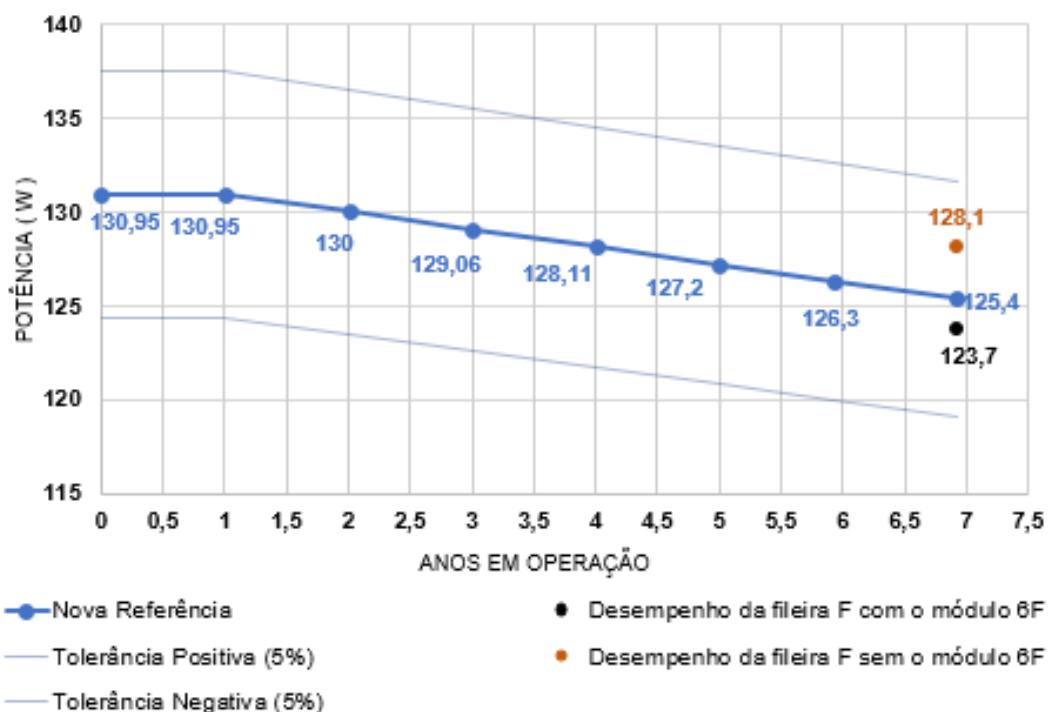


Fonte: Dados da própria autora.

A significativa diferença de potência máxima fornecida pelo módulo 6F com relação aos demais módulos, impactou negativamente no desempenho elétrico da série F, sendo constatado, após alguns testes, que a série operando com o módulo de menor desempenho apresentou uma potência de pico de 123,7 W<sub>p</sub>, o que equivale a -1,3% inferior à potência mínima, e após a sua retirada a série passou a fornecer 128,1 W<sub>p</sub>, equivalente a +2,2% superior à potência mínima, conforme apresentado no gráfico da Figura 4.16 e nas curvas I-V da Figura 4.17.

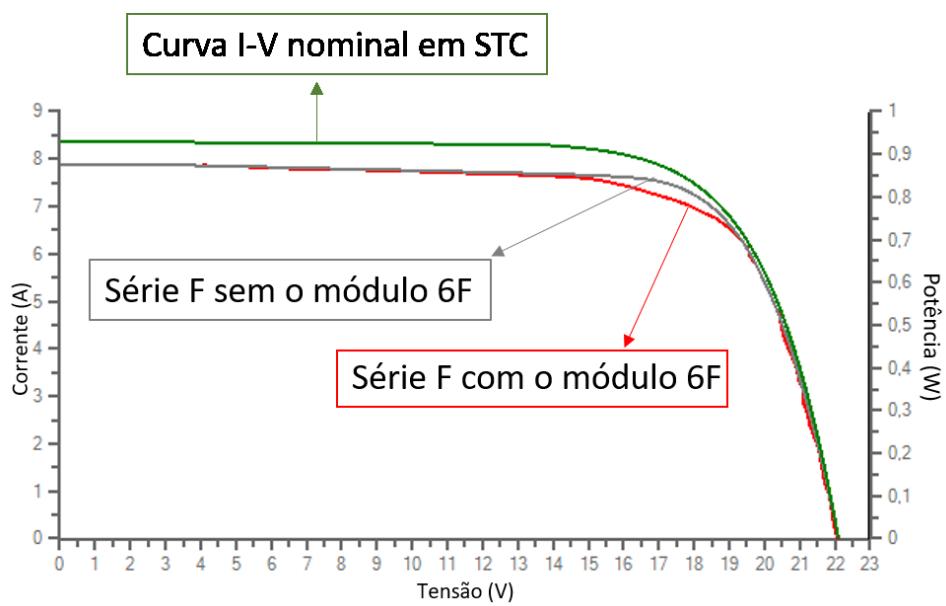
Vale ressaltar que a potência mínima mencionada se refere ao valor calculado conforme informado pelo fabricante no *datasheet*, após os 6,92 anos em operação destes módulos fotovoltaicos, em STC, e a potência de pico está relacionada aos valores medidos em campo e corrigidos para STC, permitindo, dessa forma, a comparação entre o valor gerado e o valor mínimo considerado normal.

Figura 4.16 – Comparação do teste realizado com a série completa (na presença do módulo 6F) e após a retirada do módulo 6F.



Fonte: Dados da própria autora.

Figura 4.17 – Curvas I-V nominal, da série completa (com o módulo 6F) e da série sem o módulo 6F.



Fonte: Dados da própria autora.

### 4.3.3 Comparação da Potência de Pico Obtida para Cada Ano

Na Tabela 4.8 é apresentado um resumo das médias obtidas por meio dos testes de curvas I-V realizados em cada fileira, durante 5 dias, nos anos de 2016, 2017 e 2018. Os valores de potência máxima medida (STC) em vermelho referem-se às fileiras que apresentaram uma média inferior ao valor mínimo estimado pelos fabricantes, levando em consideração os anos em operação, e abaixo da tolerância negativa. Os valores apresentados em verde referem-se às médias acima dos valores mínimos de referência.

Analizando a Tabela 4.8 é perceptível a diferença de alguns valores obtidos com o sensor térmico e os obtidos por meio de cálculos empíricos (normas IEC 60904-5 e IEC EN 60891), que por sua vez, foram testados tendo como referência o próprio equipamento que fornece a função automática para a obtenção da temperatura de operação das células. Tal evidência poderia levar à falha de diagnósticos quanto ao bom desempenho dos módulos fotovoltaicos.

De posse dos dados corrigidos é possível observar que as fileiras fotovoltaicas mantiveram o seu desempenho nos últimos 3 anos, sendo as médias das potências máximas medidas para as fileiras A (Sun Earth – 135 Wp), B (Amerisolar – 250 Wp), C (Canadian – 255 Wp), D (Canadian – 255 Wp), E (Kyocera – 140 Wp) e F (Kyocera – 135 Wp) correspondentes a 215,43 W, 231,4 W, 241,9 W, 239,3 W, 133,2 W e 124,8 W, respectivamente, cuja discrepância média equivalente à cada fileira é de -3,55%, -4,65%, -2,16%, -3,25%, +0,5% e -1,16%, respectivamente. A fileira B, composta por módulos da fabricante Amerisolar, com o pior desempenho dentre todas as fileiras (-5,07%) e as fileiras E e F, compostas por módulos da fabricante Kyocera, com o melhor desempenho (+0,57% e -0,36%). Salientando que, conforme apresentado na seção 4.3.2, na fileira F (Kyocera Solar – 135 Wp), o módulo 6F apresentou seu desempenho significativamente menor que os demais módulos de mesma fileira, sendo suficiente para influenciar o desempenho de toda a série. Além disso, ainda com relação aos módulos da Kyocera, é importante frisar que estes estão em circuito aberto desde 2015, o que poderia estar influenciando nos bons resultados obtidos em campo.

Vale ressaltar que a diferença de potência máxima medida de um ano para outro está relacionada com a irradiação e a temperatura no momento da medição, parâmetros estes que exercem forte influência sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Ficando evidente a importância de se fazer medições anuais de acompanhamento para um melhor diagnóstico, já

que o desempenho dos módulos fotovoltaicos é fortemente influenciado pelas condições climáticas e ambientais.

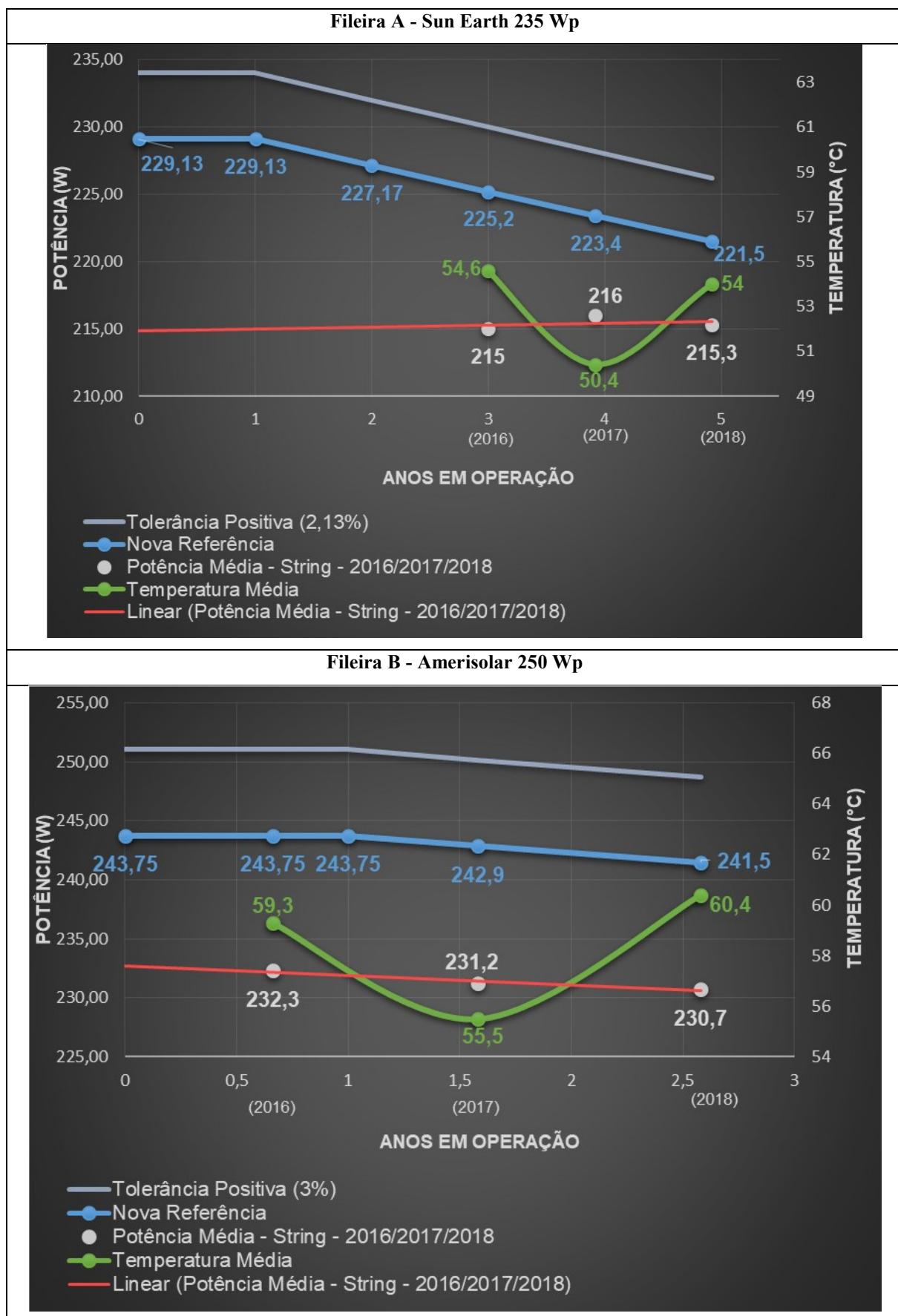
Tabela 4.8 – Comparaçao entre as potências de pico para os anos de 2016, 2017 e 2018.

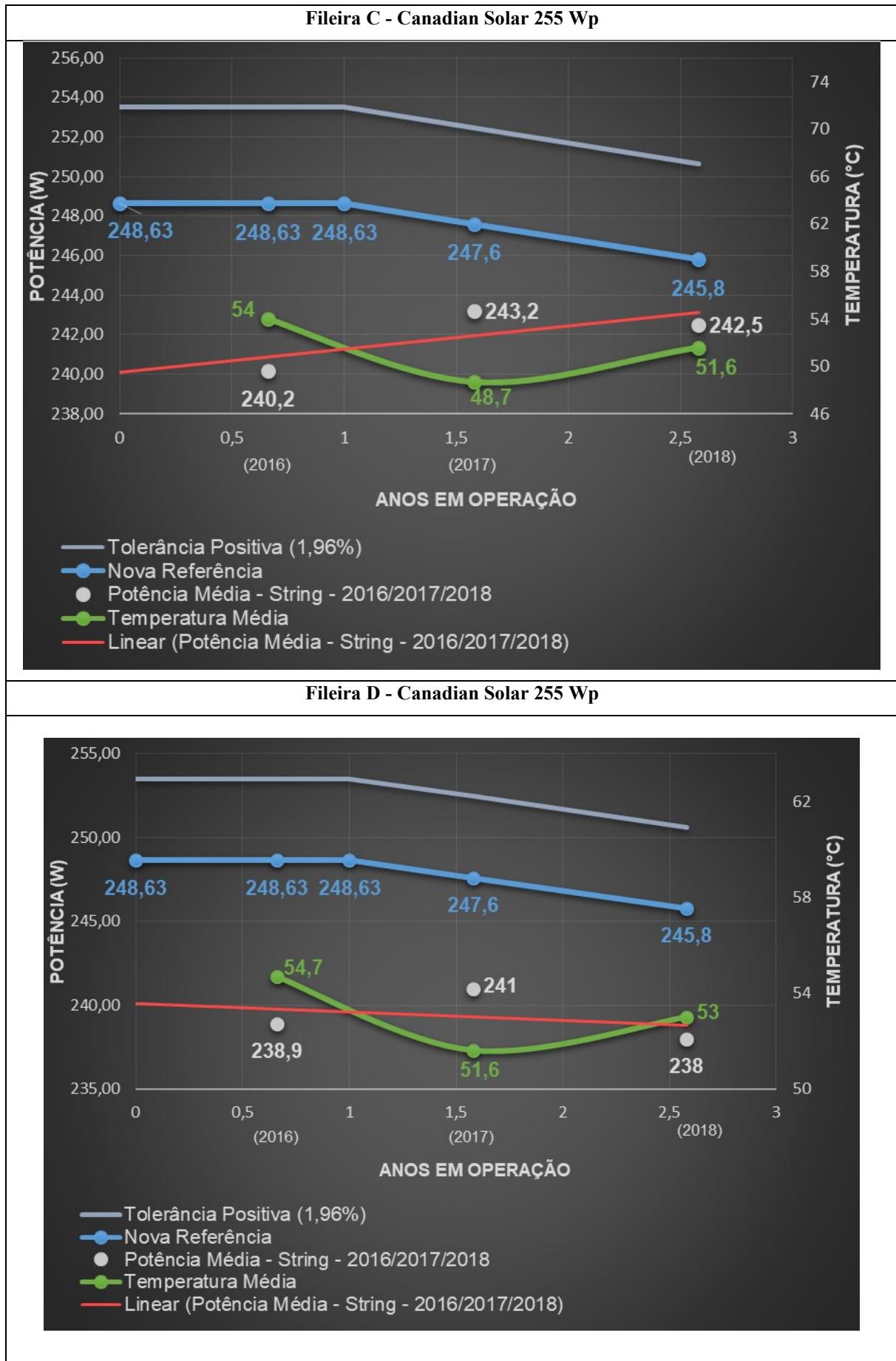
Potência traduzida de OPC para STC (W)							
Agosto/2016							
	Temp. °C	Irrad. W/m <sup>2</sup>	Norma IEC 60904-5 (em campo)	Referência de Potência Mínima	Discrepância	Potência Nominal	Discrepância
Fileira A	54,6	930,7	215 W	225,2 W	-4,53%	235 Wp	-8,51%
Fileira B	59,3	910	232,3 W	243,75 W	-4,7%	250 Wp	-7,08%
Fileira C	54	988,7	240,2 W	248,63 W	-3,4%	255 Wp	-5,8%
Fileira D	54,7	985,7	238,9 W	248,63 W	-3,91%	255 Wp	-6,31%
Fileira E	51,9	989,3	132,8 W	133,5 W	-0,52%	140 Wp	-5,14%
Fileira F	53,9	921,7	125 W	127,2 W	-1,73%	135 Wp	-7,41%
Julho/2017							
	Temp.	Irrad.	Norma IEC 60904-5 (em campo)	Referência de Potência Mínima	Discrepância	Potência Nominal	Discrepância
Fileira A	50,4	960	216 W	223,4 W	-3,31%	235 Wp	-8,08%
Fileira B	55,5	962	231,2 W	242,9 W	-4,82%	250 Wp	-7,52%
Fileira C	48,7	956,3	243,2 W	247,6 W	-1,78%	255 Wp	-4,63%
Fileira D	51,6	995,7	241 W	247,6 W	-2,67%	255 Wp	-5,5%
Fileira E	44,4	999,3	134,5 W	132,6 W	1,43%	140 Wp	-3,93%
Fileira F	50,6	978,7	125,8 W	126,3 W	-0,40%	135 Wp	-6,81%
Julho/2018							
	Temp.	Irrad.	Norma IEC 60904-5 (em campo)	Referência de Potência Mínima	Discrepância	Potência Nominal	Discrepância
Fileira A	52,3	947,5	215,3 W	221,5 W	-2,80%	235 Wp	-8,4%
Fileira B	61,6	953	230,7 W	241,5 W	-4,47%	250 Wp	-7,7%
Fileira C	51,6	960,3	242,5 W	245,8 W	-1,34%	255 Wp	-4,9%
Fileira D	53	965,6	238,06 W	245,8 W	-3,15%	255 Wp	-6,6%
Fileira E	51,04	971,5	132,4 W	131,6 W	0,61%	140 Wp	-5,4%
Fileira F	56,2	982	123,6 W	125,4 W	-1,44%	135 Wp	-8,4%

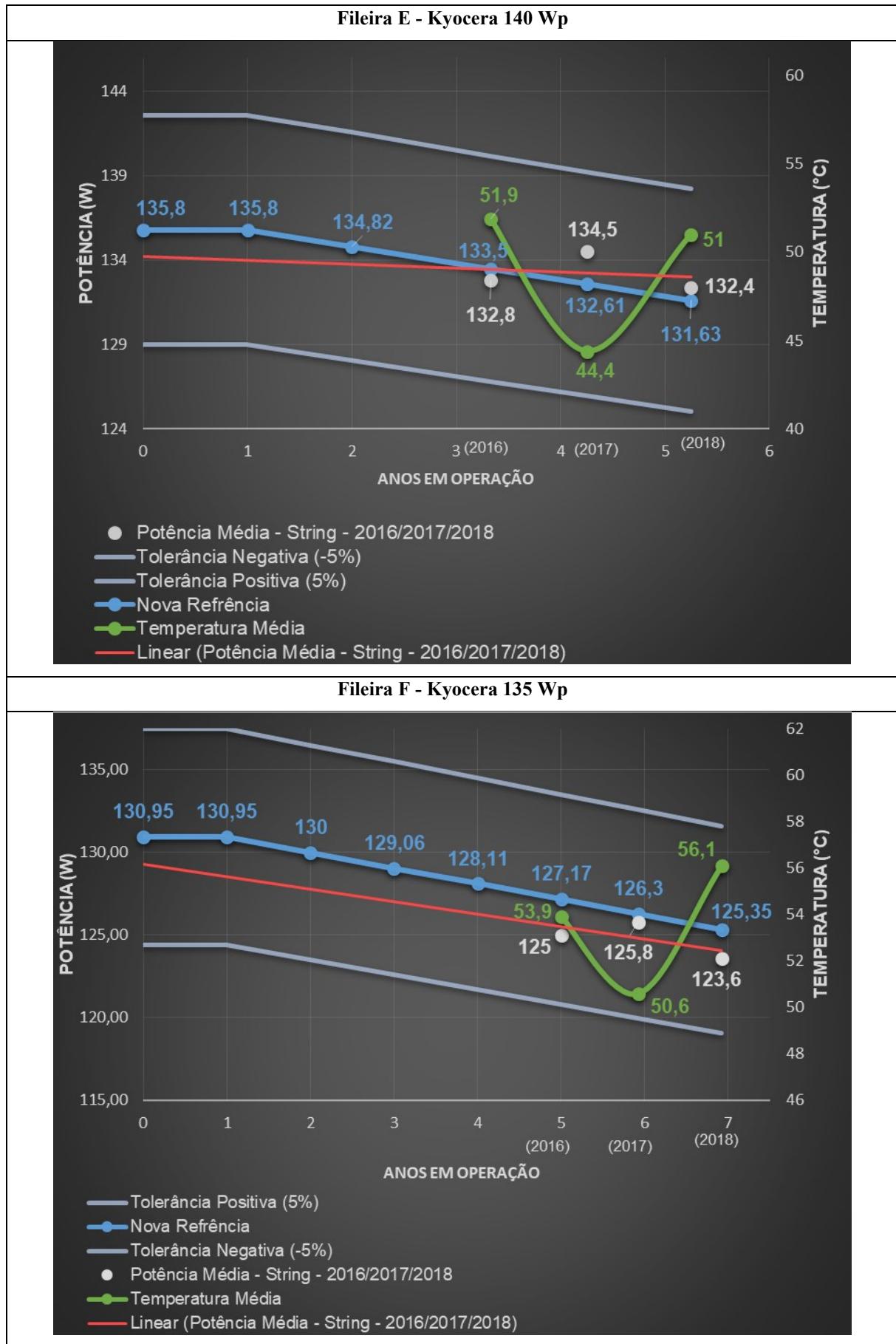
Fonte: Dados da própria autora.

Na Figura 4.18 é apresentado um gráfico para cada fileira com suas respectivas médias de temperatura e potência máxima medida em cada ano, além da regressão linear obtida em cada caso.

Figura 4.18 – Resultados obtidos com os testes realizados em 2016, 2017 e 2018.





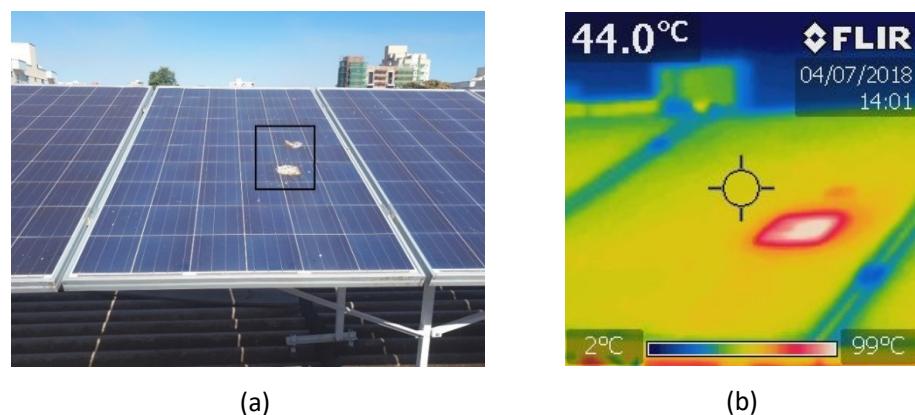


Fonte: Dados da própria autora.

#### **4.4 Avaliação da Influência da Deposição de Sujeira na Superfície dos Módulos FV**

Os oito módulos fotovoltaicos da fileira D, que foram mantidos sujos para realização dos testes, estavam cobertos por poeira e dejetos de aves. Em um dos módulos, com dejetos cobrindo uma área expressiva das células FV, foi identificado o efeito de sombreamento e, portanto, alteração na distribuição térmica do módulo causada pelo ponto quente. Conforme apresentado na Figura 4.19, é possível observar uma variação de 35 °C da célula sombreada com relação à temperatura das demais células do módulo. Nessa condição, como já esclarecido, os pontos quentes podem levar a falha prematura dos módulos afetados, além da queda na taxa de desempenho do sistema ao longo dos anos (CHANDEL, NAIK, *et al.*, 2015; MORETÓN, LORENZO, *et al.*, 2014) e possível descoloração do material encapsulante no local afetado.

Figura 4.19 – (a) Imagem fotográfica do módulo afetado por fezes de aves; (b) Imagem térmica do módulo afetado por fezes de aves.



Fonte: Dados da própria autora.

Após finalizar a semana para obtenção da potência máxima em cada fileira, ficou comprovado os impactos negativos causados pelo acúmulo de sujeira na geração de energia, em locais ou épocas com pouca chuva, conforme apresentado na Tabela 4.9.

Segundo os dados obtidos na entrada do inversor (cc), os módulos limpos forneceram uma energia, durante 6 dias, de 63,4 kWh, levando em consideração a potência obtida a cada uma hora para Fileira C, conforme apresentado na Figura 4.20, enquanto que a fileira de módulos sujos forneceu 56 kWh de energia, levando em consideração potência obtida a cada uma hora para Fileira D, em concordância com o que também é apresentado na Figura 4.20. Portanto, a diferença de geração de energia é de 11,7% e considerando que essa diferença seja constante, em um ano os 16 módulos da Canadian Solar deixariam de fornecer 900 kWh, o que

afetaria significativamente no tempo de retorno financeiro do investimento. Na Figura 4.21, são apresentados os dados de entrada do inversor (cc) após a realização da limpeza de todos os módulos (09/07/2018), evidenciando a proximidade entre os valores das potências de saída das séries e comprovando a necessidade da realização da limpeza periodicamente em locais ou épocas com poucas chuvas.

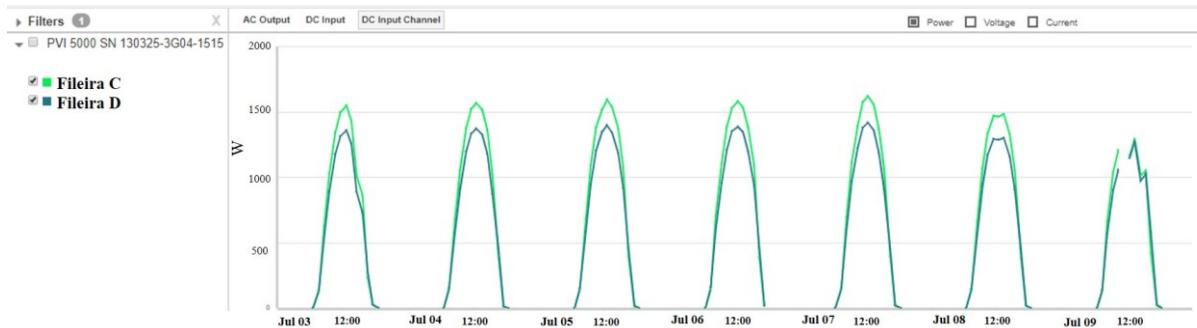
Com relação a temperatura na superfície dos módulos, a imagem térmica em cada situação indica uma elevação de temperatura em torno de 10°C com o módulo fotovoltaico sujo. Vale ressaltar que essa diferença de temperatura foi obtida para as condições naturais do local, podendo variar de um meio para outro, conforme a densidade da poeira.

Tabela 4.9 – Características para os testes desenvolvidos com os módulos fotovoltaicos sujos e limpos.

Módulos fotovoltaicos limpos (fileira C)	Módulos fotovoltaicos sujos (fileira D)
$P_{\text{Limpo}} = 63,4 \text{ kWh}$	$P_{\text{Sujo}} = 56 \text{ kWh}$
$\Delta P (\%) = 11,7\%$	

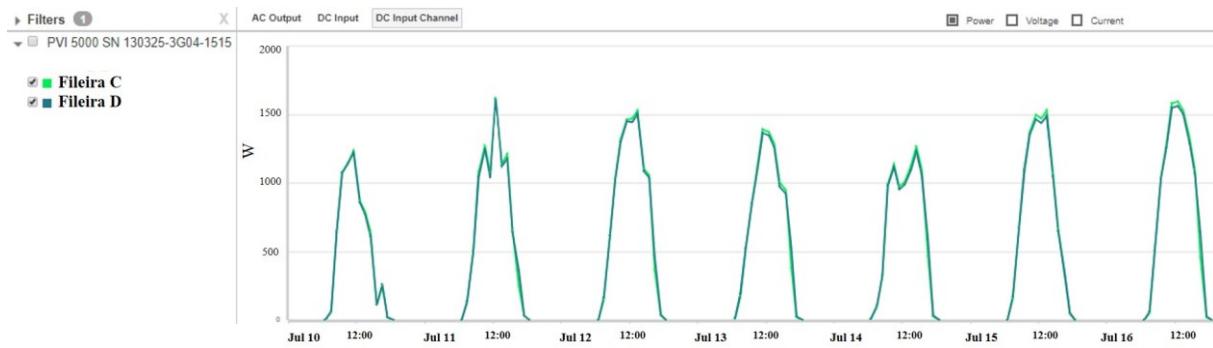
Fonte: Dados da própria autora.

Figura 4.20 – Potências obtidas na entrada do inversor (cc) para as Fileiras C e D.



Fonte: Dados da própria autora.

Figura 4.21 – Dados de entrada do inversor (cc) após a realização da limpeza de todos os módulos.



Fonte: Dados da própria autora.

## 4.5 Considerações Finais

No Capítulo IV foram apresentados todos os resultados obtidos para avaliação da influência da degradação, temperatura e sujeira. Ao final dos testes, com relação à avaliação da degradação, foi observada a presença da descoloração do material encapsulante, *snail track*, possível delaminação e caixa de conexão danificada, em módulos da fabricante Kyocera, fileiras E e F, em operação há 5,25 e 6,92 anos, respectivamente. Além de observados, nos testes de termografia, pontos quentes sobre algumas células com *snail track*, na célula com delaminação, em alguns casos nas células localizadas nas extremidades dos módulos fotovoltaicos e em outros casos pontos quentes em uma série de células. Com relação aos parâmetros elétricos, obtidos em 2016, 2017 e 2018, apesar das degradações identificadas em 16 módulos (fileiras E e F), apenas o módulo 6F da Kyocera apresentou um desempenho aquém do esperado.

Com relação aos testes realizados para análise dos impactos da sujeira local sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos, foi observado que a fileira mantida suja apresentou um desempenho 11% menor que a fileira que passou pelo processo de limpeza, além de apresentar elevação de 10 °C na temperatura da superfície dos módulos, ficando comprovada a necessidade de se manter os módulos limpos em regiões e épocas com poucas chuvas.

# CAPÍTULO V

## Conclusões Gerais

---

### 5.1 Conclusões

A utilização da tecnologia fotovoltaica para geração de energia elétrica tem aumentado de forma significativa nos últimos anos, não apenas no Brasil, mas mundialmente, o que requer a necessidade de módulos fotovoltaicos confiáveis e com garantias compatíveis com o que é informado pelo fabricante quando colocados em campo, assegurando, dessa forma, sua viabilidade comercial. Nesse contexto, as principais contribuições apresentadas no trabalho são: verificação da eficiência dos métodos utilizados para identificação e análise das degradações predominantes, cooperando, dessa forma, não apenas com as melhorias em normas de qualificação como também para o desenvolvimento de testes adequados para o estudo da degradação, além de contribuir para o aperfeiçoamento no processo de fabricação de materiais utilizados nos módulos fotovoltaicos.

O capítulo II mostrou os detalhes gerais sobre a tecnologia fotovoltaica, destacando a composição estrutural dos módulos, os principais fatores que afetam o desempenho dos módulos, como, por exemplo, a degradação, a irradiação, a temperatura, a sujeira, o descascamento de parâmetros, entre outras, além de detalhes sobre os principais métodos para avaliação da degradação, como a inspeção visual, imagens termográficas, eletroluminescência e obtenção de curvas I-V para avaliação dos parâmetros elétricos.

Com base no estudo realizado neste trabalho, é possível concluir que apenas com a aplicação de um único método, seja ele a inspeção visual, a avaliação térmica ou análise dos parâmetros elétricos e curvas I-V, não seria possível imputar um diagnóstico de anormalidade ou até mesmo a invalidação dos módulos fotovoltaicos, uma vez que, dessa forma, a avaliação seria insuficiente para obtenção de resultados conclusivos. Portanto, para que a avaliação dos módulos fotovoltaicos seja confiável, é recomendado que os métodos sejam aplicados em conjunto.

Nesse contexto, o trabalho proposto apresentou o estudo e aplicação dos principais métodos para avaliação da degradação dos módulos fotovoltaicos, além da análise dos impactos

causados pelas elevadas temperaturas e sujeira local, sendo esses um dos principais fatores responsáveis pelo baixo desempenho do sistema fotovoltaico.

No capítulo III, foram apresentados os procedimentos utilizados para avaliação dos principais fatores que influenciam o desempenho dos módulos fotovoltaicos, sendo aplicada a inspeção visual, obtenção de imagens termográficas e curvas I-V para avaliação da degradação, além de testes a partir da obtenção dos parâmetros elétricos para avaliação da influência sujeira local. Para esta última avaliação também foi realizada a análise térmica dos módulos.

De acordo com os resultados apresentados no capítulo IV, a título de exemplificação da aplicação dos métodos para avaliação de módulos fotovoltaicos, foi possível obter várias informações sobre a micro usina instalada nas dependências do NUPEP-UFU.

Por meio da inspeção visual foi observado, em todos os 8 módulos KD135SX-UPU da Kyocera, o escurecimento por completo dos módulos devido à descoloração do material encapsulante. Além disso, nas células localizadas logo acima da caixa de conexão foi observada uma expressiva descoloração, provavelmente em decorrência das elevadas temperaturas de operação das mesmas. Também foi observado o *snail track*, localizado nas células sobre a caixa de conexão de 4 módulos KD140SX-UPU (Kyocera) e nos 8 módulos KD135SX-UPU (Kyocera) distribuídos de forma aleatória nas células. Nos demais módulos FV nenhum sinal de degradação aparente foi encontrado.

Com relação à termografia, foi identificada a presença de pontos quentes, em todos os módulos das fileiras E e F (Kyocera - 135 Wp/140 Wp), em algumas séries de células, em alguns casos em células próximas às molduras de alumínio, em uma célula com possível delaminação, e em alguns casos no local onde foi observado o *snail track*. Neste último, tal evidência pode levar ao possível diagnóstico de células com microfissuras, o que pode ser comprovado com o teste de eletroluminescência. Também foi observada, em todos os módulos da Kyocera, a presença de elevadas temperaturas nas células localizadas logo acima da caixa de conexão, apesar de considerado natural, foi o suficiente para provocar a descoloração do material encapsulante no local. Segundo a Tabela 2.2, o superaquecimento em uma série de células está relacionado com o curto-círcuito em uma série de células ou falha nos diodos de bypass (TSANAKAS, HA e AL SHAKARCHI, 2017).

Em 2016 e 2017, anos em que foi utilizado o sensor térmico para obtenção da temperatura de operação das células, analisando as curvas I-V obtidas *in loco*, foi observado que o desempenho estava significativamente menor que o esperado, para comprovar a confiabilidade dos resultados, todos os parâmetros necessários para obter as curvas I-V foram verificados e foi observada a possibilidade de o sensor térmico estar a um valor de temperatura

consideravelmente abaixo do valor de temperatura real das células. Este fato pôde ser identificado a partir da comparação do sensor do equipamento Solar I-V® com o sensor de monitoramento do inversor Fronius que foi instalado em uma das séries e que é mantido em contato com os módulos durante todo o dia. Portanto, todos os dados foram corrigidos e obtidos novos valores para a potência de pico. Com relação ao sensor térmico, este apresentou, em média, 10 °C a menos que os resultados obtidos por meio de cálculos para a temperatura de operação das células em 2016 e 3,3 °C a menos em 2017, fato responsável pela diferença significativa de potência máxima medida com relação à referência, o que poderia levar a erros de diagnósticos. Portanto, todos os testes realizados em 2016 e 2017 foram corrigidos utilizando a norma IEC 60904-5 para a correção da temperatura e o procedimento 1 da norma IEC EN 60891 para tradução dos valores em OPC para STC. Levando em consideração o ocorrido em 2016 e 2017, todos os testes realizados em 2018 foram executados com o equipamento Solar I-V® na opção “automática” para obtenção da temperatura de operação das células, sendo esta obtida por meio de cálculo dependente da tensão de circuito aberto. No entanto, para uma comparação justa com os valores de potência máxima medida em 2016 e 2017, serão utilizados os valores de 2018 também corrigidos, seguindo os mesmos procedimentos e norma, já que em qualquer metodologia de obtenção dos parâmetros elétricos existem erros atrelados a ela.

De posse dos dados corrigidos, foi observado (levando em consideração os anos em operação) que o módulo 6F apresentou um desempenho significativamente menor que os demais de sua fileira, com a discrepância de potência de pico de -7,2% (116,3 Wp), enquanto que os outros módulos fotovoltaicos apresentaram uma discrepância em torno de +1,5% (127,2 Wp) superior à referência, o que influenciou no desempenho de toda a série. Foi constatado, após alguns testes, que a série operando com o módulo de menor desempenho apresentou uma potência máxima de 123,7 Wp e após a sua retirada a série passou a fornecer 128,1 Wp, ficando evidente a falha conhecida por descasamento de parâmetros.

Apesar da impossibilidade de quantificar a diminuição na potência máxima do início da operação até o momento, devido à falta de testes e dados iniciais para as devidas comparações, a partir dos testes realizados com o equipamento solar I-V®, foi possível observar que as fileiras fotovoltaicas mantiveram o seu desempenho nos últimos 3 anos, sendo as médias das potências máximas medidas para as fileiras A (Sun Earth – 235 Wp), B (Amerisolar – 250 Wp), C (Canadian – 255 Wp), D (Canadian – 255 Wp), E (Kyocera – 140 Wp) e F (Kyocera – 235 Wp) correspondentes a 215,43 W, 231,4 W, 241,9 W, 239,3 W, 133,2 W e 124,8 W, respectivamente, cuja discrepância média equivalente à cada fileira é de -3,55%, -4,65%, -2,16%, -3,25%, +0,5% e -1,16%, respectivamente. A fileira B, composta por módulos da

fabricante Amerisolar apresentou o pior desempenho dentre todas as fileiras (-5,07%) e as fileiras E e F, composta por módulos da fabricante Kyocera com o melhor desempenho (+0,57% e -0,36%).

Vale destacar que os módulos da Kyocera estão em circuito aberto desde 2015, ou seja, sem produzir energia elétrica diariamente e estão sendo usados esporadicamente para fins de testes em inversores solares em desenvolvimento no laboratório. Nesse sentido, é possível inferir que os bons resultados obtidos durante os testes realizados podem estar atrelados ao fato de que os módulos em questão não estão em operação, ou seja, não fornecem energia para nenhum inversor solar diariamente, como ocorre com os demais módulos analisados.

Concluindo os trabalhos propostos, foi realizado um ensaio com o objetivo de avaliar a produtividade energética de módulos fotovoltaicos com e sem sujeira acumulada em sua superfície. Durante 6 dias, a produtividade energética de duas fileiras de módulos fotovoltaicos foi avaliada, sendo que em uma delas, inicialmente, foi realizado o processo de limpeza, enquanto que a outra foi mantida naturalmente suja. Tal ensaio foi realizado durante o inverno, período sem chuvas, e em que o acúmulo de poeira sobre os módulos é mais significativo. Neste cenário foi possível constatar que a produtividade energética da fileira de módulos que permaneceu naturalmente suja, devido ao acúmulo de poeira ao longo de seis dias, foi 11,7% menor que os módulos que permaneceram limpos.

## 5.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Para dar continuidade ao trabalho, propõe-se a realização de teste de eletroluminescência para comprovação da existência de células quebradas e presença de PID, além da aplicação de outros métodos presentes na literatura técnica para a detecção desta degradação induzida pelo potencial. Como também, a medição de parâmetros elétricos como  $\beta$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$ .

Além disso, promover a continuidade do monitoramento da produtividade energética a fim de correlacionar o desempenho dos módulos com a possível evolução das degradações já identificadas, por meio de novos testes de curvas I-V, imagens termográficas e inspeções, como também detectar novas formas de degradação.

## 5.3 Publicações do Trabalho Proposto

O trabalho proposto resultou nas seguintes publicações:

**Artigo Publicado em Revista Internacional:**

- **Renewable Energy - Journal - Elsevier:** Silva, A. M.; Melo, F. C.; Reis J. H.; Freitas L. C.G., **The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the Brazilian southeast.** Renewable Energy, 2019.

**Artigo Publicado em Congresso Nacional:**

- **CBENS 2018:** Silva, A. M.; Melo, F. C.; Freitas, L. C. G, **Estudo dos Métodos de Avaliação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos em Condições Reais de Operação.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

**Artigo Publicado em Congresso Internacional:**

- **EU PVSEC 2017:** Silva, A. M.; Tsukamoto, D. B.; Souza, A. C.; Melo, F. C.; Freitas, L. C. G.; Júnior J. B. V., **Study of Methods of Degradation Analysis on Crystalline silicon PV Modules in a Distributed Microgeneration Unit Located in Brazil's Southeastern Region.** In: 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2017.

## Referências Bibliográficas

---

ALSHUSHAN, M. A. S.; SALEH, I. M. **Power degradation and performance evaluation of PV modules after 31 years of work.** IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2013. p. 2977-2982. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6745088>

AMERISOLAR. Datasheet de módulos fotovoltaicos da fabricante Amerisolar.

**Weamerisolar**, 2018. Disponível em: <<https://www.weamerisolar.eu/wp-content/uploads/2017/03/AS-6P30-Module-Specification.pdf>>. Acesso em: 26 Junho 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de Geração do Brasil, Banco de Informações de geração**, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 14 Fevereiro 2019.

BERNARDINI, S. et al. **Light-Induced Degradation in compensated mc-Si p-type solar cells.** IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2012. p. 3242-3247. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2012.6318268>

BUERHOP, C. et al. **Verifying defective PV-modules by IR-imaging and controlling with module optimizers.** 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). 2017.

CANADIAN SOLAR. Datasheet de módulos fotovoltaicos da fabricante Canadian Solar, 2018. Disponível em: <[https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/na/Canadian\\_Solar-Datasheet-CS6PP-SmartDC\\_v5.4\\_na.pdf](https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/na/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PP-SmartDC_v5.4_na.pdf)>. Acesso em: 26 Junho 2018.

CEI 82-25. Norma Italiana CEI 82-25, 2018. Disponível em: <[http://www.test.it/06022012/CEI82-25\\_Variante\\_V1.pdf](http://www.test.it/06022012/CEI82-25_Variante_V1.pdf)>. Acesso em: 10 Abril 2018.

CHANCE, L. E. P.; MENDONZA, O. S. H.; FILHO, E. P. B. Comparison of four methods for parameter estimation of mono- and multi-junction photovoltaic devices using experimental data. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018. 2823-2838.

CHANDEL, S. S. et al. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. **Renewable Energy**, 2015. 193-202. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.015>

DIAS, L. A. et al. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. **Renewable Energy**, 2017. 367-375. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.033>

DJORDJEVIC, S.; PARLEVLIET, D.; JENNINGS, P. Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia. **Renewable Energy**, 2015. 215-221.

ELBREKI, A. M. et al. The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 602-647. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.077>

ELETTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Bifacial solar photovoltaic modules, Program on Technology Innovation.** Eletric Power Research Institute. 2016.

- FERRARA, C.; PHILIPP, D. Why Do PV Modules Fail? **Energy Procedia**, 2012. 379-387.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.046>
- FLIR I5. Camera Datasheets, 2018. Disponível em: <<http://www.merlinlazer.com/Flir-i3---Flir-i5---Flir-i7-Camera-Datasheets>>. Acesso em: 26 Junho 2018.
- FLOWERS, M. E. et al. Climate impacts on the cost of solar energy, 2016. 264-273.
- FRAUNHOFER. **Photovoltaics Report**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. 2018.
- GAGLIA, A. G. et al. Energy efficiency of PV panels under real outdoor conditions-An experimental assessment in Athenas, Greece. **Renewable Energy**, 2017. 236-243.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.051>
- GASPARIN, F. P. et al. Statistical analysis of I-V curve parameters from photovoltaic modules. **Polymer Testing**, 2016. 30-38.
- GLOBAL SOLAR ATLAS. Global Solar Atlas. **Global Solar Atlas**, 2018. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/?c=-18.923845,-48.266544,15&s=-18.919197,-48.258026&m=mapbox:satellite>>. Acesso em: 17 Maio 2018.
- GUAN, Y. et al. In-situ investigation of the effect of dust deposition on the performance of polycrystalline silicon photovoltaic modules. **Renewable Energy**, 2017. 1273-1284.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.009>
- GUERRERO-LEMUS, R. et al. Shephard, Bifacial solar photovoltaics – A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 1533-1549.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041>
- HOME POWER. Ilustração da corrosão em módulos fotovoltaicos. **Home Power**, 2018. Disponível em: <<https://www.homepower.com/articles/solar-electricity/design-installation/potential-pv-problems>>. Acesso em: 4 Abril 2018.
- HÜLSMANN, P.; WALLNER, G. M. Permeation of water vapour through polyethylene terephthalate (PET) films for back-sheets of photovoltaic modules. **Polymer Testing**, 2017. 153-158. <https://doi.org/10.1016/j.polymertesting.2016.11.028>
- IEA. **Review of failures of photovoltaic modules**. International Energy Agency IEA-PVPS T-13-01. 2014.
- IEA. **Review on infrared and electroluminescence imaging for PV field applications**. International Energy Agency IEA-PVPS T-13-10. 2018.
- INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT. **Guidelines for PV power measurement in industry. JRC Scientific and Technical Reports**. Institute for Energy and Transport. 2010.
- JAMIL, W. J. et al. Performance degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. 876-891.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.072>

KAHOUL, N. et al. Evaluating the reliability of crystalline silicon photovoltaic modules in harsh environment. **Renewable Energy**, 2017. 66-72.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.078>

KO, S. W. et al. Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode. **Energy**, 2017. 232-243.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.030>

KYOCERA SOLAR. Datasheet de módulos fotovoltaicos da fabricante Kyocera Solar, 2018. Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KD140GX-MC4.pdf>>. Acesso em: 26 Junho 2018.

LIMITED CANADIAN SOLAR. Limited warranty statement photovoltaic module products, 2018. Disponível em:

<[https://www.canadiansolar.com/downloads/warranties/v3.2/PV\\_Module\\_Warranty\\_en-v3.2.pdf](https://www.canadiansolar.com/downloads/warranties/v3.2/PV_Module_Warranty_en-v3.2.pdf)>. Acesso em: 26 Junho 2018.

LIMITED KYOCERA SOLAR. Limited Warranty for Kyocera Photovoltaic Module, 2018.

Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/pdf/warranty.pdf>>. Acesso em: 26 Junho 2018.

LIU, H. et al. A Defect Formation as Snail Trails in Photovoltaic Modules. **Energy and Power Engineering**, 2015. 348-353.

MARTÍNEZ-MORENO, F.; FIGUEIREDO, G.; LORENZO, E. In-the-field PID related experiences. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, 2018. 485-493.

<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.09.037>

MATERIAL DISTRICT. **Material District**, 2018. Disponível em:

<<http://materialxperience.com/thin-film-solar-cells>>. Acesso em: 28 Fevereiro 2018.

MEKHILEF, R.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2012. 2920-2925. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.012>

MINNAERT, B.; VEELART, P. A proposal for typical artificial light sources for the characterization of indoor photovoltaic applications. **Energies**, 2014. 1500-1516.

<https://doi.org/10.3390/en7031500>

MIT. Energy Initiative, Transparent solar cells. **MIT**, 2018. Disponível em:

<<http://energy.mit.edu/news/transparent-solar-cells/>>. Acesso em: 22 Maio 2018.

MORETÓN, R. et al. **Carrillo, Dealing in practice with hot-spots**. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). 2014.

MUNOZ, M. A. et al. Early Degradation of Silicon PV Modules and Guaranty Conditions. **Solar Energy**, 2011. 2264-2274. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.011>

NDDIAVE, A. et al. Degradations of Silicon Photovoltaic Modules: A Literature Review. **Solar Energy**, 2013. 140-151.

NORMA IEC EN 60891. **Verfahren zur Umrechnung von gemessenen Strom-Spannungs-Kennlinien von photovoltaischen Bauelementen auf andere Temperaturen und Bestrahlungsstärken (IEC 82/551/CDV:2008)**. Deutsche Fassung FprEN 60891:2008.

NREL. Research Cell Efficiency Records.. **NREL/NCPV**, 2018. Disponivel em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png>>. Acesso em: 21 Fevereiro 2018.

OLIVEIRA, M. C. C. et al. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review, 2018. 2299-2317.

OTTERSBOCK, B.; ORESKI, G.; PINTER, G. Comparison of different microclimate effects on the aging behavior of encapsulation materials used in photovoltaic modules. **Polymer Degradation and Stability**, 2017. 182-191.

<https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2017.03.010>

PACKA, J. et al. **Chosen diagnostic methods of photovoltaic modules**. 2016 Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE). 2016. p. 29-33.

PARK, N. C. et al. The effect of encapsulant discoloration delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module. **Microelectronics Reliability**, 2013. 1818-1822.

<https://doi.org/10.1016/j.microrel.2013.07.062>

PÓ, J. M. C. **Assemente of the IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions**, Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. University of Lisbon. 2011.

PÓ, J. M.; LOS, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M. **Assessment of STC conversion methods under outdoor test conditions**. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). 2011.

PRIYA, S. S. et al. **Comparison of curve correction procedure of current and voltage as per IEC 60891 for thin film technology**. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). 2014.

QUANSAH, D. A.; ADARAMOLA, M. S. D. A. Quansah, M. S. Adaramola. Comparative study of performance degradation in poly- and mono-crystalline-Si solar PV modules deployed in different applications. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2018. 3092-3109. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.156>

RAJPUT, P. et al. Degradation of mono-crystalline photovoltaic modules after 22 years of outdoor exposure in the composite climate of India. **Solar Energy**, 2016. 786-795. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.047>

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**, 2018. Disponivel em: <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652\\_GSR2018\\_FullReport\\_web\\_-1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf)>. Acesso em: 26 Junho 2018.

SAIDAN, M. et al. Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. **Renewable Energy**, 2016. 599-505. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.031>

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013. 753-767. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.046>

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. A novel study determining early life degradation of multi-crystalline-silicon photovoltaic modules observed in western Himalayan Indian climatic conditions. **Solar Energy**, 2016. 32-44. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.023>

**SOLAR I-V. I-V400 – SOLAR I-V User manual.** Copyright HT ITALIA. 2018.

SUN EARTH. Datasheet de módulos fotovoltaicos da fabricante Sun Earth. **Sigsolar**, 2018. Disponível em:  
<[http://www.sigsolar.de/files/sun\\_earth\\_db\\_en\\_web\\_235\\_240\\_245\\_2012.pdf](http://www.sigsolar.de/files/sun_earth_db_en_web_235_240_245_2012.pdf)>. Acesso em: 26 Junho 2018.

SUN FLOUWER. **Sun Flouwer**, 2018. Disponível em: <[http://www.sunflower-solar.com/index.php?act=content&scheduler\\_id=429](http://www.sunflower-solar.com/index.php?act=content&scheduler_id=429)>. Acesso em: 20 Fevereiro 2018.

**TESTO. Pratical guide Solar Panel Thermography.**

TSANAKAS, J. A. et al. **Fault diagnosis and classification of large-scale photovoltaic plants through aerial orthophoto thermal mapping**. Proceedings of the 31st European photovoltaic solar energy conference and exhibition (EU PVSEC). 2015.

TSANAKAS, J. A.; HA, L. D.; AL SHAKARCHI, F. Advanced inspection of photovoltaic installations by aerial triangulation and terrestrial georeferencing of thermal/visual imagery. **Renewable Energy**, 2017. 224-233. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.046>

VALIFY. **Valify**, 2018. Disponível em: <<http://valify.se/2018/02/26/diy-solar-panel-part-2/>>. Acesso em: 4 Abril 2018.

WALWIL, H. M. et al. Comparative studies of encapsulation and glass surface modification impacts on PV performance in a desert climate. **Solar Energy**, 2017. 288-298.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.020>

YE, J. Y. et al. Effect of solar spectrum on the performance of various thin-film PV module technologies in tropical Singapore. **IEEE Journal of Photovoltaics**, 2014. 1268-1274.

YORDANOV, G. H.; MIDTGARD, O.; SAETRE, T. O. **Equivalent Cell Temperature Calculation for PV Modules with Variable**. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 2012. p. 505-508. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2012.6317666>

ZHENG, H. et al. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations. **Renewable Energy**, 2014. 58-66.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.025>

ZLATOV, N. et al. **Influence of climatic data and degradation factor on the efficiency of the photovoltaic modules**. 15th International Workshop on Research and Education in Mechatronics (REM). 2014. p. 1-5. <https://doi.org/10.1109/REM.2014.6920447>

## ANEXO A – ROTINA DESENVOLVIDA NA PLATAFORMA MATLAB®

```
close all  
clear  
clc  
  
Ga=984.5; % Irradiância no momento da medição  
Gref=1000; % Irradiância em STC  
Tcell=[60.07 62.85 63.59 64.46]; % Temperaturas da célula  
  
k = 1.3806e-23; % Constante de Boltzmann  
q = 1.602e-19; % Carga Elementar  
n = 1.060769698; % Fator de Qualidade do Diodo  
Eg = 1.12; % Tensão do Cristalino  
  
Tref = 273.15+25; % Temperatura STC em K  
Voc_Tref = 36.7/60; % Tensão de circuito aberto em STC por célula  
Isc_Tref = 8.47; % Corrente de curto em STC  
Alpha = 4.23/(1000); % Coeficiente de temperatura da corrente de curto-círcuito em K  
  
for m=1:length(Tcell)  
    Tc(m) = 273.15+Tcell(m); % Temperatura da célula  
  
    Il(m) = ((Isc_Tref).*(Ga./Gref))+(Alpha.*((Tc(m)-Tref))); % Corrente fotogerada  
    I0_Tref = Isc_Tref./(exp(q.*Voc_Tref./(n.*k.*Tref))-1);  
    I0(m) = I0_Tref.*((Tc(m)/Tref).^(3./n).*exp(-q.*Eg./(n.*k).*(((1./Tc(m))-(1./Tref))));  
    % Corrente de saturação  
  
    Rs=0.31;  
    Vt_Ta(m)=(60*n.*k.*Tc(m))./q;
```



```
Rsh=650;  
%condições iniciais  
u=1;  
xv=0;  
xi=Isc_Tref;  
  
%resolução numérica - válida apenas para correntes positivas  
  
while(xv<34)  
  
    xi=Il(m)-I0(m)*(exp((xv + xi*Rs)/(Vt_Ta(m))) -1)- ((xv + xi*Rs)/Rsh);  
    xv=xv+0.06;  
  
    I(u,m)=xi;  
    V(u,m)=xv;  
    u=u+1;  
  
end  
  
P=I.*V;  
end  
  
plot(V,I,'-');  
axis([0 35 0 9])  
grid on  
legend('60.07', '62.85', '63.59', '64.46')  
xlabel('Tensão (V)');  
ylabel('Corrente (A)');
```



## ANEXO B – DATASHEET SUN EARTH

# SUN EARTH®

PV-MODULE 235/240/245 W<sub>p</sub>  
POLYCRYSTALLINE TPB 156×156-60-P



- HIGH PERFORMANCE SILICON MODULES
- CERTIFIED WITH IEC STANDARDS
- 100% INTEGRATED QUALITY CONTROL BY SiG SOLAR GMBH
- GERMAN PERFORMANCE AND PRODUCT WARRANTY
- 10 YEARS PRODUCT WARRANTY
- 25 YEARS 80% PERFORMANCE WARRANTY  
10 YEARS 90% PERFORMANCE WARRANTY
- POWER TOLERANCE -0W UP TO +5W
- MODULE EFFICIENCY 15,0% (245 W<sub>p</sub>)
- SUN EARTH IS PV CYCLE MEMBER (2012)



SIG Solar GmbH  
Ernst-Abbe-Straße 6  
D-28816 Stuhr  
T + 49 (0) 421.278 37 77  
F + 49 (0) 421.278 37 79

[Info@sig-solar.com](mailto:Info@sig-solar.com)  
[www.sig-solar.com](http://www.sig-solar.com)

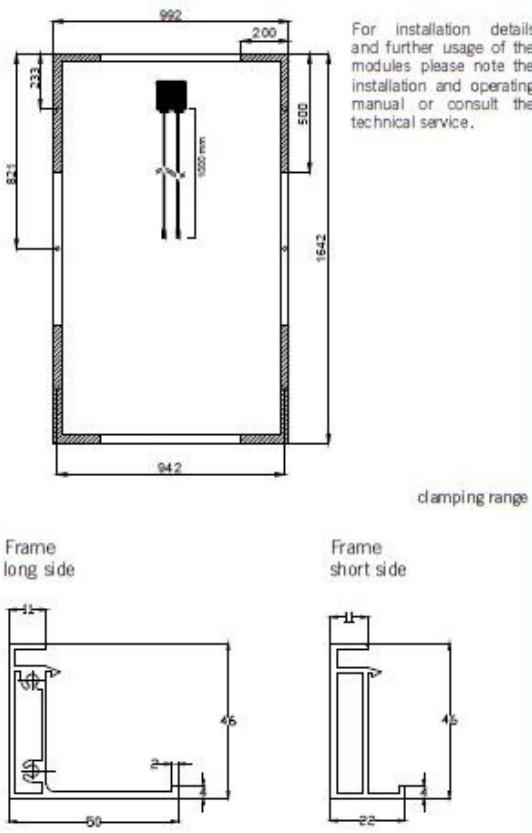
SUN EARTH by

## TECHNICAL DATA

# SUN EARTH®

PV-MODULE 235/240/245 W<sub>p</sub>  
POLYCRYSTALLINE TPB 156x156-60-P

### DIMENSIONS



### LIMITS

Max. system voltage (IEC):	1000 VDC
Max. reverse-current I <sub>R</sub> :	16 A
Operating temperature (environment):	-40 °C up to +85 °C
Max. hail resistance:	25 mm at 23 m/s
Max. wind resistance:	2400 Pa
Max. snow load (front):	5400 Pa
Application class:	A
Fire resistance class:	C
Safety class:	II

### TRANSPORT INFORMATION

Packaging unit:	20 per carton
Packaging unit size:	(1680 x 1030 x 980) mm
Packaging unit weight:	420 kg
Packaging unit per 40" container:	28 cartons (560 modules)

### ELECTRICAL DATA (STC)

Max. power (P <sub>mppt</sub> ):	235 W	240 W	245 W
Max. voltage (U <sub>mppt</sub> ):	29,2 V	29,3 V	29,4 V
Max. current (I <sub>mppt</sub> ):	8,05 A	8,19 A	8,34 A
Open circuit voltage (U <sub>oc</sub> ):	36,7 V	36,8 V	39,8 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ):	8,47 A	8,58 A	8,68 A

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Max. power (P <sub>mppt</sub> ):	171,3 W	174,6 W	178,2 W
Max. voltage (U <sub>mppt</sub> ):	26,6 V	26,7 V	26,8 V
Max. current (I <sub>mppt</sub> ):	6,44 A	6,54 A	6,65 A
Open circuit voltage (U <sub>oc</sub> ):	34,0 V	34,1 V	34,2 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ):	6,86 A	6,95 A	7,03 A

### ELECTRICAL DATA (general)

Cell temperature (T <sub>Noct</sub> ):	46 °C
Module efficiency:	14,4 %      14,7 %      15,0 %
Tolerance of performance:	-0 W to +5 W

- STC-Irradiation: 1000 W/m<sup>2</sup>; AM: 1,5; T<sub>c</sub>: 25 °C
- NOCT-Irradiation: 800 W/m<sup>2</sup>; T<sub>x</sub>: 20 °C; wind speed: 1 m/s
- Reduction of the module efficiency at decreasing irradiation from 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (at AM: 1,5 & T<sub>c</sub>: 25 °C) ≤ 4,5 % - according EN 60904-1

### GENERAL CHARACTERISTICS

Composition:	60 (156 x 156 mm) polycrystalline silicon solar cells per module; 3 bypass-diodes; encapsulant EVA; rear cover TPT
Glass:	highly transparent, anti-reflective solar safety glass; 3,2 mm
Frame:	anodized aluminum
Junction box:	plastic; IP65;
Cable:	4 mm <sup>2</sup> ; 1000 mm
Connectors:	MC-T4-compatible

### TEMPERATURE COEFFICIENTS

Power:	- 0,45 % / °C
Open circuit voltage:	- 0,35 % / °C
Short circuit current:	0,05 % / °C

### MECHANICAL DATA

Height:	1642 mm
Width:	992 mm
Thickness:	46 mm
Weight:	20 kg

### CERTIFICATES/STANDARDS

Standards: IEC 61215; IEC 61730; ISO 9001; ISO 14001  
Conformity: Datasheet according to DIN EN 50380

Errors and omissions excepted:

To be considered: general terms and conditions as well as product and performance warranties of SIG Solar GmbH • Poly\_6\_60\_EN\_2012\_06\_V1

## ANEXO C – DATASHEET AMERISOLAR



### AS-6P30 Polycrystalline 60 Cell Solar Module



#### AS-6P30

Amerisolar's photovoltaic modules are designed for large electrical power requirements. With a 30-year warranty, AS-6P30 offers higher-powered, more reliable performance for both on-grid and off-grid solar projects.

#### Key Features

- High module conversion efficiency up to 15.67% through superior manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.

#### Quality Certificates

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, MCS, CEC, Israel Electric, Kemco
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system



#### Special Warranties

- 12 year limited product warranty.
- Limited power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



The chart illustrates the decay of warranted power over 30 years for two warranty types:

Year	Linear performance warranty from Amerisolar (%)	Standard performance warranty (%)
0	100	100
5	97.5	97.5
10	91.2	91.2
25	80.6	80.6
30	77.0	77.0

Call (866) 798-4435  
Visit [www.gogreensolar.com](http://www.gogreensolar.com)

Copyright © 2015 GigaWatt Inc DBA GoGreenSolar

## Electrical Characteristics

### Electrical parameters at STC

Nominal Power (P <sub>max</sub> )	240W	245W	250W	255W	260W	265W	270W	275W
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	37.7V	37.9V	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.57A	8.66A	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.06A	9.15A
Voltage at Nominal Power (V <sub>mp</sub> )	29.9V	30.1V	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V
Current at Nominal Power (I <sub>mp</sub> )	8.03A	8.14A	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A
Module Efficiency (%)	14.78	15.09	15.40	15.70	16.01	16.32	16.63	16.93

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5

### Electrical parameters at NOCT

Nominal Power (P <sub>max</sub> )	177W	180W	184W	188W	191W	195W	199W	202W
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	34.7V	34.9V	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	6.94A	7.01A	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.34A	7.41A
Voltage at Nominal Power (V <sub>mp</sub> )	27.2V	27.4V	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V
Current at Nominal Power (I <sub>mp</sub> )	6.51A	6.57A	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind speed 1 m/s

## Mechanical Characteristics

Cell type	Polycrystalline 156x156mm(6x6inches)	
Number of cells	60 (6x10)	
Module dimension	1637x992x40mm(64.45x39.06x1.57inches)	
Weight	18.5kg(40.8lbs)	
Front cover	3.2mm(0.13inches) low-iron tempered glass	
Frame	Anodized aluminum alloy	
Junction box	IP65 or IP67	
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), 900mm(35.43inches)	
Connector	MC4 or MC4 compatible	
Standard packaging	26pcs/pallet	
Module quantity per container	728pcs/40HQ	

## Temperature Characteristics

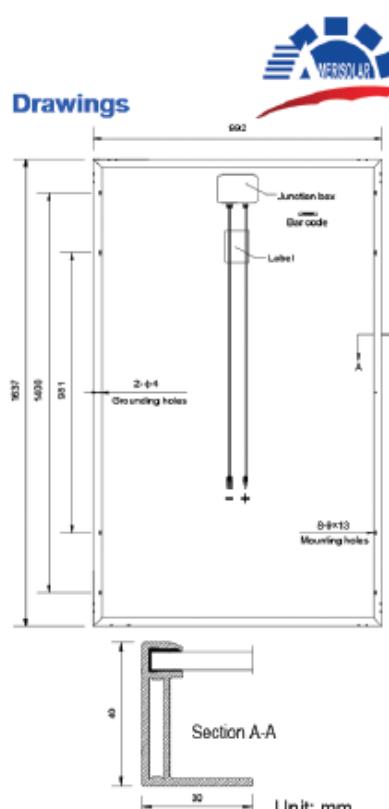
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C (113°F±35.6°F)
Temperature Coefficients of P <sub>max</sub>	-0.43%/°C (31.225%/°F)
Temperature Coefficients of V <sub>oc</sub>	-0.33%/°C (31.406%/°F)
Temperature Coefficients of I <sub>sc</sub>	0.056%/°C (32.100%/°F)

## Maximum Ratings

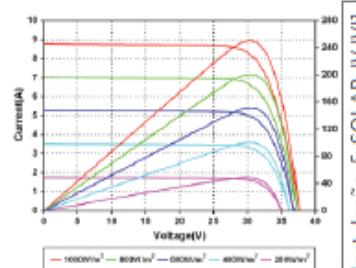
Operating Temperature	-40°C to +85°C (-40°F to +185°F)
Maximum System Voltage	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

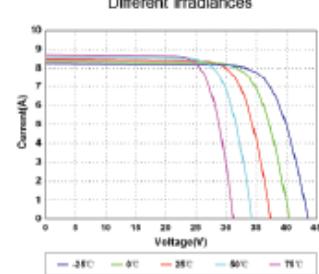
## Drawings



## I-V Curves



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Authorized Amerisolar Distributor // GoGreenSolar.com

Copyright © 2015 GigaWatt Inc DBA GoGreenSo



## ANEXO D – DATASHEET CANADIAN SOLAR



### QUARTECH CS6P-250 | 255 | 260P

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced



\*Black frame product can be provided upon request.

#### NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

25 years

insurance-backed warranty  
non-cancellable, immediate warranty insurance  
linear power output warranty

10 years

product warranty on materials  
and workmanship

#### KEY FEATURES



##### Higher energy yield

- Outstanding performance at low irradiance
- Maximum energy yield at low NOCT
- Improved energy production through reduced cell series resistance



##### Increased system reliability

- Long term system reliability with IP67 junction box
- Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology



##### Extra value to customers

- Positive power tolerance up to 5 W
- Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
- Anti-glare project evaluation
- Salt mist, ammonia and blowing sand resistance apply to seaside, farm and desert environments

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

- ISO 9001: 2008 / Quality management system  
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES

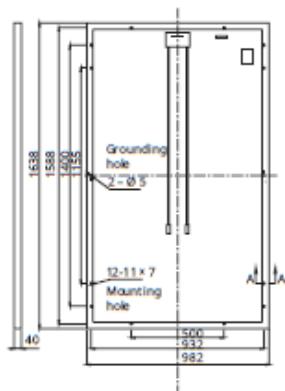
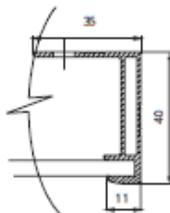
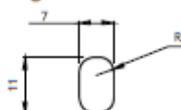
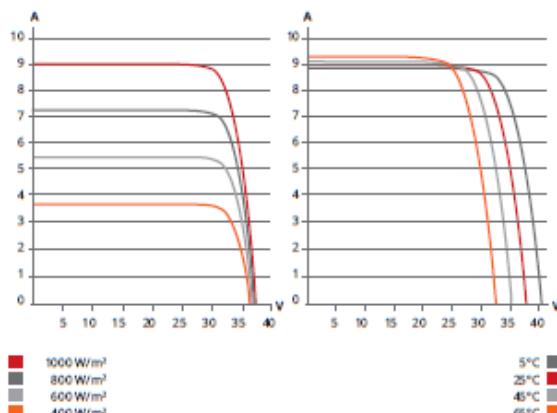
- IEC 61215 / IEC 61730: VDE/MCS/CE / JET/SII / CEC AU / INMETRO / CQC  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: TUV / IEC 60068-2-68: SGS  
PV CYCLE (EU) / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 8 GW of premium quality modules deployed around the world since 2011, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies

#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)****Rear View****Frame Cross Section A-A****Mounting Hole****CS6P-255P / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA / STC\***

Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	250 W	255 W	260 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.1 V	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.30 A	8.43 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2 V	37.4 V	37.5 V
Short Circuit Current (Isc)	8.87 A	9.00 A	9.12 A
Module Efficiency	15.54 %	15.85 %	16.16 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL) or 600 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA / NOCT\***

Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	181 W	185 W	189 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.5 V	27.5 V	27.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.60 A	6.71 A	6.80 V
Open Circuit Voltage (Voc)	34.2 V	34.4 V	34.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.19 A	7.29 A	7.39 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Industry leading performance at low irradiation, +96.5 % module efficiency from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

As there are different certification requirements in different markets, please contact your sales representative for the specific certificates applicable to your products. The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

**MODULE / MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1638 × 982 × 40 mm (64.5 × 38.7 × 1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL 1000 V) or 12 AWG (UL 600 V), 1000 mm (650 mm is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	24 pcs, 480 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	672 pcs (40HQ)

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

**PARTNER SECTION**



## ANEXO E – DATASHEET KYOCERA SOLAR

**OFF-GRID** HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULES

**KYOCERA**

**KD 135 F, SX Series**  
KD135SX-UFBS KD140SX-UFBS

**CUTTING EDGE TECHNOLOGY**

As a pioneer with over 35 years in the solar energy industry, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's Kaizen Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeatedly achieving world record cell efficiencies.

**QUALITY BUILT IN**

- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Supported by major mounting structure manufacturers
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation

**RELIABLE**

- Proven superior field performance
- Tight power tolerance
- Only module manufacturer to pass rigorous long-term testing performed by TÜV Rheinland

**QUALIFICATIONS AND CERTIFICATIONS**

UL Listing  
QIGU.E173074

Registered to ISO9001-2000

NEC 2008 Compliant, UL 1703, ISO 9001, and ISO 14001  
UL1703 Certified and Registered, UL Fire Safety Class C, Class I, Div II  
Certified IEC61215 Ed 2 IEC61730 by JET



**SOLAR by KYOCERA**



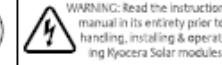
## KD 135 F, SX Series

## ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) STC = 1000 W/M <sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*			
	KD135SX-UFBS	KD140SX-UFBS	
P <sub>mp</sub>	135	140	W
V <sub>mp</sub>	17.7	17.7	V
I <sub>mp</sub>	7.63	7.91	A
V <sub>sc</sub>	22.1	22.1	V
I <sub>sc</sub>	8.37	8.68	A
P <sub>tolerance</sub>	+5/-5	+5/-5	%
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) NOCT = 800 W/M <sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*			
T <sub>NOCT</sub>	45	45	°C
P <sub>max</sub>	97	101	W
V <sub>mp</sub>	16.0	16.0	V
I <sub>mp</sub>	6.10	6.33	A
V <sub>sc</sub>	20.2	20.2	V
I <sub>sc</sub>	6.78	7.03	A
Temperature Coefficients			
P <sub>max</sub>	-0.45	-0.45	%/°C
V <sub>mp</sub>	-0.52	-0.52	%/°C
I <sub>mp</sub>	0.0066	0.0066	%/°C
V <sub>sc</sub>	-0.36	-0.36	%/°C
I <sub>sc</sub>	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	°C
System Design			
Series Fuse Rating	15 A		
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V		
Hailstone Impact (23m/s)	1in (25mm) @ 51mph		

\* Subject to simulator measurement uncertainty of +/- 3%.  
KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

NEC 2008 COMPLIANT  
UL 1703 LISTED  
CERTIFIED IEC61215 ED2 IEC61730 BY JET

Registered to  
IEC 61730

WARNING: Read the instruction manual in its entirety prior to handling, installing &amp; operating Kyocera Solar modules.

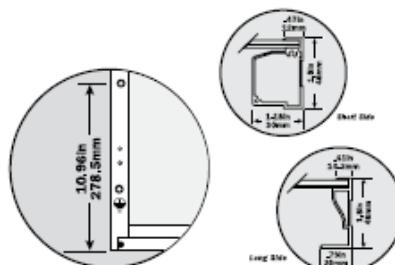
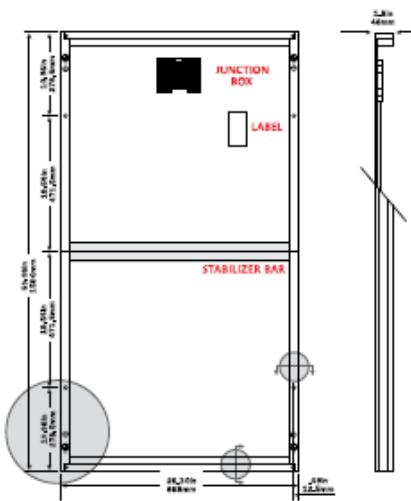
010412

## MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions: length/width/height	59.06in/26.30in/1.8in (1500mm/668mm/46mm)
Weight:	28.4lbs (12.9kg)

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet:	20
Pallets per 53' container:	54
Pallet box dimensions: length/width/height	63.19in/27.56in/49.02in (1605mm/700mm/1245mm)
Pallet box weight:	650lbs (295kg)



Expanded View of Grounding Holes      Frame Cross Section Diagrams



OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar, Inc. 800-223-9580 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com