

Caroline Bedin

**DETECÇÃO DE FALHAS USANDO IMAGENS DE BAIXO
CUSTO DE ELETROLUMINESCÊNCIA EM CAMPO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica e Eletrônica da
Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica/Eletrônica
Orientadora: Eng. Aline Kirsten de
Oliveira
Coorientador: Prof. Dr. Ricardo Rüter

Florianópolis
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Bedin, Caroline

Detecção de falhas usando imagens de baixo custo
de eletroluminescência em campo / Caroline Bedin ;
orientadora, Aline Kirsten Vidal de Oliveira,
coorientador, Ricardo Rùther, 2019.

75 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Fotovoltaica. I.
Oliveira, Aline Kirsten Vidal de . II. Rùther,
Ricardo . III. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV.
Título.

Caroline Bedin

**DETECÇÃO DE FALHAS USANDO IMAGENS DE BAIXO CUSTO DE ELETROLUMINESCÊNCIA
EM CAMPO**

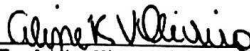
Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 10 de julho de 2019.




Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

Banca Examinadora:



Eng.ª Aline Kirsten Vidal de Oliveira
Orientadora



Prof.ª Helena Flavia Napolini, Dr.ª
Universidade Federal de Santa Catarina



Gisele Alves dos Reis Benatto, Dr.ª
Technical University of Denmark

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais que me deram asas e me mostraram o caminho seguro para que agora eu possa voar solo, com a certeza que o ninho sempre estará aquecido e pleno para me receber.

À Gêmea, que conviveu e compartilhou comigo todas as dores e alegrias da vida, criando a coragem e a força para chegar onde a imaginação levar.

Aos meus irmãozinhos, que com seu amor e ações se tornaram espelhos para que eu pudesse chegar onde cheguei. À Mah, que me ensinou a reconhecer as pessoas e valorizar seus detalhes.

Ao quarteto, Felipe e Rafael, que se tornaram família e lar durante o período da graduação.

À minha melhor amiga, Luana, que com tanta devoção a nossa amizade, hoje parece me conhecer melhor do que eu mesma me conheço.

À Ohana, Diogo e Henrique, irmãos que encontrei no meio do caminho, dentre os encontros e desencontros, nunca iremos nos esquecer, afinal, Ohana quer dizer família. Família quer dizer nunca abandonar ou esquecer.

À família 14.1, Vivian, Hector, Julio, Chupão, Augusto, Edson, Breno, Sarcelo, Correa, Duma, Milis e Tanaka. Vocês foram meu porto seguro durante uma grande parte da graduação. Foi ao lado de vocês que eu passei por alguns dos momentos mais angustiantes e felizes da minha vida. Que a nossa amizade supere as distancias e que possamos sempre fazer parte da vida uns dos outros.

Ao meu migo Vitor, quando acontece alguma coisa boa ou ruim na minha vida, ele é uma das primeiras pessoas que compartilho, afinal, sei que ele irá viver o momento comigo, ele verdadeiramente se importa.

Ao Artu, exemplo de dedicação e determinação, sempre tem em mente seus objetivos e faz de tudo para alcançá-los, além disso, sempre faz altos cafés para as gêmeas.

À minha família australiana, Priscila, Reginho, Rodrigo e Jéssica, me ensinaram, através das experiencias que passaram na vida, a valorizar todas as conquistas, a dar mais valor às pessoas que estão ao meu redor e cultivar a felicidade, onde quer que eu esteja.

À Raghavi, Oliver e Ziv, que me acolheram na Austrália, me ensinaram, me mostraram a vida com seus olhares leves e com o coração cheio de amor. Nunca vou esquecer que com um coração bom, podemos fazer pequenas ações que irão fazer do mundo um lugar melhor, basta começar.

À equipe do Fotovoltaica UFSC, que deu a minha vida mais sentido. Em 2017 estava completamente perdida e foi lá que me encontrei. Me

encontrei com pessoas determinadas, pessoas dispostas a ouvir e sempre ajudar os outros.

À Aline, especialmente, minha orientadora, não só do TCC, mas da vida, foi ela quem me ajudou nos primeiros passos no laboratório, foi ela que me levou para a UNSW na Austrália e foi ela que me ajudou a entrar na empresa que trabalho hoje. Poderia simplesmente resumir a anjo da guarda.

À equipe da COMERC, empresa que me acolheu, acreditou em mim e me ensinou tudo para que pudesse alcançar um dos maiores objetivos da vida: ser feliz e realizada no trabalho.

RESUMO

Métodos sofisticados e precisos têm sido desenvolvidos para detecção de falhas em Usinas Fotovoltaicas (FV), tudo para que as inspeções sejam eficientes, com qualidade e da forma mais rápida possível. O presente trabalho apresenta um método empregue para a detecção de falhas em módulos FV, utilizando um sistema de baixo custo para obtenção de fotos de Eletroluminescência (EL) em campo. Neste estudo também é contemplada uma solução de câmera de baixo custo sensível a EL adaptada a um drone (Eletroluminescência aérea – aEL), visando tornar o experimento de EL mais rápido, cobrindo grandes áreas em um curto espaço de tempo. A eficiência do método de EL foi comprovada na comparação das imagens obtidas com o modelo de câmera de baixo custo e modelos comercialmente disponíveis. Comprovada sua efetividade, foi realizado um experimento para detecção de Degradação Induzida por Potencial (PID, do inglês Potential Induced Degradation) em módulos FV de Silício multicristalino (c-Si) instalados e em operação no Sul do Brasil. As curvas características (curvas IV) dos módulos em análise foram obtidas para comprovar que o procedimento de EL é realmente válido. Com a comprovação da eficiência das câmeras aqui citadas para a obtenção de imagens de EL, um experimento em campo, na cidade de Capivari de Baixo, foi ser realizado. Durante o experimento, foi percebido o padrão característico de PID no sistema de silício cristalino, sendo que as células próximas as bordas dos módulos estavam relativamente mais escuras que as células centrais. As curvas características destes módulos foram obtidas e através da análise dos parâmetros elétricos, a PID foi confirmada, comprovando que o método de obtenção de imagens de EL a baixo custo para detecção de PID é eficiente. Este resultado, relativamente simples de ser obtido, permite que a PID seja detectada prematuramente e ações para sua contenção sejam tomadas. Para o experimento de aEL, um voo foi feito sobre um seguidor solar instalado e em operação no Laboratório Fotovoltaica - UFSC. O drone adaptado com a câmera de EL de baixo custo foi capaz de captar as mesmas falhas que uma câmera de alta qualidade acoplada a um tripé em solo foi capaz de detectar. Este resultado foi positivo, e pode viabilizar inspeções em grandes usinas em um curto espaço de tempo. Neste caso, o fator limitador foi a fonte de tensão de corrente contínua utilizada, que deve ser robusta o suficiente para energizar diversos módulos ao mesmo tempo, ou, um sistema de chaveamento deve ser empregue, permitindo a energização de forma sequencial nas strings. Ambos os experimentos

mostraram que é possível realizar diagnóstico de falhas de módulos fotovoltaicos utilizando técnicas de EL de baixo custo.

Palavras-chave: Eletroluminescência (EL). Degradação Induzida por Potencial (PID). Drones. Energia Solar Fotovoltaica.

ABSTRACT

Sophisticated and accurate methods have been developed to detect failures in photovoltaic (PV) plants, everything so that inspections are efficient, with quality and in the fastest way possible. The present work presents a method used for the detection of faults in PV modules, using a low-cost system for obtaining Electroluminescence (EL) photos in the field. In this study, a low-cost EL-sensitive camera solution adapted to a drone (Aerial Electroluminescence - aEL) is also analyzed, aiming to make the EL experiment faster, covering large areas in a short period of time. The efficiency of the EL method was proven in the comparison of the images obtained with the low-cost camera model and commercially available models. In order to evaluate its effectiveness, an experiment was conducted to detect Potential Induced Degradation (PID) in multicrystalline Silicon (c-Si) PV modules installed and operating in Southern Brazil. The characteristic curves (IV curves) of the modules under analysis were obtained to prove that the EL procedure is indeed valid. With the demonstration of the efficiency of the cameras mentioned here to obtain EL images, a field experiment in the city of Capivari de Baixo was carried out. During the experiment, the characteristic pattern of PID was observed in the crystalline silicon system, with the cells near the edges of the modules being relatively darker than the central cells. The characteristic curves of these modules were obtained and through the analysis of the electric parisons, the PID was confirmed, proving that the method of obtaining images of low-cost EL for PID detection is efficient. This result, relatively simple to obtain, allows the PID to be detected prematurely and actions for its containment are taken. For the aEL experiment, a flight was performed on a solar tracker installed and in operation at the Photovoltaic Laboratory - UFSC. The drone adapted with the low-cost EL camera was able to capture the same flaws that a high-quality camera coupled to a tripod on the ground could. This result was positive and allow us to perform feasible inspections in large plants in a short time. In this case, the limiting factor was the DC voltage source used, which must be robust enough to energize several modules at the same time, or, a switching system must be employed, allowing sequential energization in the strings. Both experiments showed that it is possible to diagnose faults of photovoltaic modules using low-cost EL techniques.

Keywords: Electroluminescence (EL). Potential Induced Degradation (PID). Drones. Photovoltaic Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Desenvolvimento da Produção de Módulos FV por Tecnologia.....	26
Figura 2 - Célula fotovoltaica e efeito fotovoltaico.....	27
Figura 3 - A esquerda uma célula FV de Silício Multicristalino e a direita de Monocristalino.	28
Figura 4 - Corte transversal de um módulo FV.	28
Figura 5 - Circuito equivalente de um módulo FV.....	29
Figura 6 - Curva característica de um módulo FV genérico.....	30
Figura 7 - Esquema para obtenção de imagens de EL.....	32
Figura 8 - Espectro com a faixa de emissão de células de Silício Cristalino e a eficiência quântica de câmeras com sensor do tipo sCMOS.	34
Figura 9 - (a)Módulo FV (b) EL do módulo FV.	36
Figura 10 - EL de um módulo FV com detalhe para nove células.	37
Figura 11 - Ilustração do procedimento para obtenção de aEL. .	38
Figura 12 - Switch box em maletas de plástico.	39
Figura 13 - Curva IV de um módulo que não sofreu degradação (tracejada em azul) e um afetado por PID (linha contínua em vermelho).	43
Figura 14 - Módulo afetado por PID com o padrão característico das bordas do módulo mais escuras.	44
Figura 15 - Princípio de uma planta FV om um SMA PV Offset Box e um inversor conectado a uma única string.....	45
Figura 16 - Princípio de uma planta FV om um SMA PV Offset Box e um inversor conectado a múltiplas strings.....	45
Figura 17 - Caixa para reversão de PID Ilumen, conectada em série com o inversor.....	46
Figura 18 – Câmera Sony Cyber-shot DSC-WX9 16,2 megapixel.	47
Figura 19 - Usina de Capivari de Baixo e os oito módulos de avaliação em diferentes regiões climáticas do Brasil.....	49
Figura 20 – GoPro HERO 3 Plus Black® adaptada a um Drone DJI Phantom 4 Pro.....	51
Figura 21 – Seguidor solar de um eixo, sendo que o sistema da direita é composto por módulos de silício cristalino, que foram utilizados para o experimento.	51
Figura 22 - Ilustração da distância focal de câmeras com diferentes aberturas focais.....	55

Figura 23 - Imagens EL obtidas de uma célula danificada com microfissuras e fingers mortos usando 4 câmeras diferentes: (a) 1 – Canon EOS M3, (b) 2 – Canon Rebel EOS T6i, (c) 3 – GoPro HERO 3 Plus Preto e (d) 4 – Sony Cyber-shot DSC-WX9.	56
Figura 24 - Imagens EL obtidas durante o experimento.	58
Figura 25 - Mapa das strings do módulo fotovoltaico analisados no estudo, com módulos mais próximos do final positivo da string em verde e do negativo em vermelho.	58
Figura 26 - Medidas das curvas IV para cada módulo da string M.	59
Figura 27 - Medidas das curvas IxV para cada módulo da string P.	60
Figura 28 - Medida da R_{SH} dos módulos da string M.....	61
Figura 29 - Medida da R_{SH} dos módulos da string P.....	61
Figura 30 - Tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência de cada módulo da string M.....	62
Figura 31 - Tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência de cada módulo da string P.	62
Figura 32 - Imagem de aEL a 2 metros dos módulos.....	65
Figura 33 - Imagem de aEL a 1,5 metros dos módulos.....	65
Figura 34 - Imagem de aEL a 0,8 metros dos módulos.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Padrões para detecção de falhas em módulos FV através de imagens de EL.	35
Tabela 2 - Parâmetros que influenciam PID.	41
Tabela 3 - Comparação de imagens EL entre diferentes câmeras.	54
Tabela 4 - Comparação de preço entre os diferentes modelos de câmera.	57
Tabela 5 - Comparação entre aEL e EL com tripé e câmera de alta tecnologia.	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si – Silício Amorfo
c-Si – Silício Multicristalino
m-Si – Silício Monocristalino
FV – Fotovoltaico(a)
PID – Degradação Induzida por Potencial
CC – Corrente Contínua
CA – Corrente Alternada
VANT – Veículos Aéreos Não Tripulados
LID – Degradação Induzida por Luz
IR – Infravermelho
FL – Fotoluminescência
EL – Eletroluminescência
IV – Corrente versus tensão
aEL – Eletroluminescência Aérea
mW – Miliwatt
MW – Megawatt
CdTe – Telureto de Cádmio
CIGS – Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
InGaAs – Arseneto de Índio Gálio
Si – Silício
NIR – Próxima ao Infravermelho
CMOS – Semicondutor de Metal-Óxido Complementar
LED – Diodo Emissor de Luz
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
EVA – Etil Vinil Acetato
UV – Ultravioleta
PVF –Fluoreto de Polivinil
STC – Condições Padrão de Teste
O&M – Operação e Manutenção

LISTA DE SÍMBOLOS

I_{SC}	Corrente de curto-circuito
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
I_{MPP}	Corrente de máxima potência
V_{MPP}	Tensão de máxima potência
R_S	Resistência série
R_{SH}	Resistência shunt ou paralelo
P_{MPP}	Ponto de máxima potência
Na^+	Íons de Sódio
V	Volts
A	Ampere
W	Watt

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	OBJETIVOS	24
1.1.1	Objetivo geral	24
1.1.2	Objetivos específicos	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
2.1	EFEITO E TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	25
2.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE c-Si	26
2.3	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FV	29
2.4	MÉTODOS DE INSPEÇÃO DE SISTEMAS FV	31
2.4.1	Eletroluminescência (EL)	32
2.4.2	Eletroluminescência Aérea (aEL).....	37
2.5	FALHAS EM SISTEMAS FV	40
2.5.1	Degradação Induzida Por Potencial (PID).....	40
2.5.1.1	Efeito da Umidade Relativa e Temperatura	40
2.5.1.2	Parâmetros que Afetam a PID.....	41
2.5.1.3	Curva Característica dos Módulos Afetados.....	42
2.5.1.4	Deteção de PID através de imagens de EL.....	43
2.6	RECUPERAÇÃO DOS MÓDULOS FV AFETADOS POR PID	44
3	METODOLOGIA	47
3.1	OBTENÇÃO DE IMAGENS DE EL A BAIXO CUSTO....	47
3.2	PROCEDIMENTO EM CAMPO PARA DETECÇÃO DE PID	48
3.2.1	Local.....	48
3.2.2	Procedimento para detecção de PID.....	49
3.3	PROCEDIMENTO DE aEL	50
4	RESULTADOS.....	53
4.1	OBTENÇÃO DE IMAGENS DE EL A BAIXO CUSTO....	53

4.2	PROCEDIMENTO EM CAMPO PARA DETECÇÃO DE PID	57
4.3	PROCEDIMENTO DE aEL	63
4.3.1	Validação do método	63
4.3.2	Altura de voo para obtenção das imagens	64
5	CONCLUSÃO.....	67
	REFERÊNCIAS.....	71

1 INTRODUÇÃO

Recentemente houve no Brasil um acréscimo no número de instalações fotovoltaicas (FV), apresentando, segundo dados da IRENA de 2018 (IRENA 2018), entre os anos de 2016 e 2017, um aumento de 1000% na capacidade FV instalada no país. Com o aumento do número de sistemas FV instalados, a avaliação da confiabilidade e durabilidade desta tecnologia se tornou essencial, especialmente para altas tensões.

A avaliação do estado de integridade dos módulos FV limitou-se, durante muito tempo, ao uso de medidas dos parâmetros elétricos, caracterizando módulos e arranjos como um todo. Com o passar dos anos e o avanço da tecnologia, permitiu-se a utilização de métodos mais refinados, como os que englobam o uso da luminescência, dentre eles: Infravermelho (IR), Fotoluminescência (FL) e Eletroluminescência (EL) (IEA-PVPS 2018).

O método de EL, utilizando câmeras de alta complexidade e custo, já é amplamente utilizado pelos fabricantes de módulos FV para avaliar a qualidade do produto que sai de sua linha de produção. Porém, câmeras digitais convencionais têm sido adaptadas para que possam realizar os testes em laboratório e em campo, com custos reduzidos (IEA-PVPS 2018). Este trabalho visa validar tais técnicas, utilizando diferentes alternativas de baixo custo para a realização da EL.

Por mais que a qualidade das linhas de produção dos módulos FV tenha aumentado, os módulos estão diariamente expostos a diversas situações que podem levar a falhas nos sistemas. Além de problemas mecânicos, existem os riscos de degradações, as mais comuns são Degradação Induzida por Luz (LID, do inglês Light Induced Degradation) e Degradação Induzida por Potencial (PID, do inglês Potential Induced Degradation) (MARTÍNEZ-MORENO, 2018). Por ser a PID uma importante degradação que ocorre em módulos FV, o presente estudo, através da EL, analisa esta degradação em módulos FV de Silício Multicristalino (c-Si) instalados e em operação na cidade de Capivari de Baixo, localizada no sul do estado de Santa Catarina (Lat: -28.4398, Lon: -48.9575), utilizando uma câmera adaptada de baixo custo. Confirmada a presença de PID nos módulos FV, um método será sugerido para reversão da degradação, visando recuperar parte da eficiência dos módulos que foram afetados.

Além das imagens de EL, alguns parâmetros elétricos serão medidos para quantificar o nível de degradação. Parâmetros como resistência paralela, tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito serão obtidos pela curva IV (Corrente e Tensão) dos módulos FV.

Recentemente, além do número de usinas FV no Brasil ter aumentado, o tamanho das mesmas também vem crescendo drasticamente. Com isso, um método eficiente e rápido para detecção das falhas é requerido, para que assim, as perdas energéticas sejam minimizadas. A EL já se prova como um método para detecção de falhas, mas para que uma grande área seja analisada em um curto espaço de tempo, soluções como adaptação de câmeras específicas para EL e drones estão começando a ser utilizadas (IEA-PVPS 2018). Devido ao alto custo desses equipamentos e a baixa disponibilidade no Brasil, este trabalho também propõe uma solução de baixo custo para eletroluminescência aérea (aEL). Para a análise do método, experimentos serão realizados em módulos instalados e em operação em um seguidor solar no Laboratório Fotovoltaica UFSC.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

O presente estudo valida diferentes métodos de baixo custo para obtenção de imagens de EL para detecção de falhas em módulos FV.

1.1.2 Objetivos específicos

- Desenvolvimento de um método de baixo custo de eletroluminescência (EL) para detecção de PID em módulos fotovoltaicos.
- Validação do método de EL através da comparação com câmeras de alto custo e alta qualidade disponíveis no mercado.
- Análise de um estudo de caso para detecção de PID em módulos FV de c-Si instalados e em operação na cidade de Capivari de Baixo, localizada no sul do estado de Santa Catarina (Lat: -28.4398, Lon: -48.9575), utilizando adaptações de baixo custo para imagens de EL.
- Desenvolvimento e análise de um método de eletroluminescência aérea (aEL), com o uso de drone e câmera adaptada para testes de EL.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 EFEITO E TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico é o princípio fundamental da energia solar fotovoltaica. Com o desenvolvimento dos estudos neste ramo, está sendo possível desenvolver métodos cada vez mais eficientes para a conversão FV (GREEN, HISHIKAWA, et al. 2018).

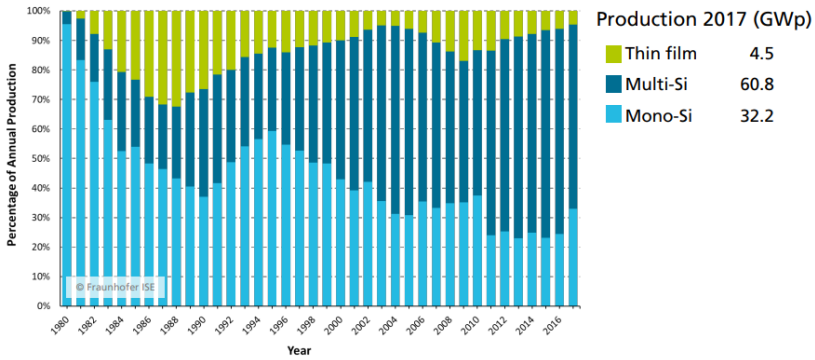
Este método de conversão de energia apresenta grandes vantagens como sua extrema simplicidade, a inexistência de peças móveis, sua característica modular (desde mW até MW), os curtos prazos de instalação, o elevado grau de confiabilidade dos sistemas e sua baixa manutenção. Além disso, a conversão FV é silenciosa, não poluente e utiliza uma fonte de energia renovável e inesgotável.

A conversão FV acontece utilizando-se materiais semicondutores, sendo o Silício o material mais empregado. Além dele, também são utilizados o Telureto de Cádmio (CdTe), Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIGS), e outros semicondutores compostos (RÜTHER 2004).

As tecnologias FV podem ser divididas em três categorias ou gerações de módulos FV. A primeira geração utiliza o silício cristalino, mono ou multicristalino. A segunda geração utiliza também o silício, mas na forma amorfa (a-Si), além de outros materiais como o CdTe e CIGS. A terceira geração originalmente foi definida como uma tecnologia que deveria possuir materiais abundantes, não tóxicos, de fina camada e de eficiência intrinsecamente maior que dispositivos de uma única junção como os apresentados na primeira geração, além de custos de produção extremamente baixos. Esta definição foi ampliada para envolver outras tecnologias FV avançadas como, por exemplo, as células FV orgânicas e as células de perovskita. Apesar dos módulos de terceira geração apresentarem, a longo prazo, uma maior perspectiva de redução de custos, atualmente estes ainda possuem custos comparativos aos de primeira e segunda geração, além da baixa expectativa de vida útil e baixa eficiência quando depositados em grandes áreas (GREEN 2004, HEEGER 2010, PARIDA, INIYAN e GOIC 2011).

A Figura 1 ilustra o desenvolvimento da produção de módulos FV por tecnologia. Pode-se observar como a tecnologia dos módulos de primeira geração é a mais tradicional das tecnologias FV e a que ainda hoje apresenta a maior escala de produção a nível comercial, com mais de 93% do mercado para o ano de 2019 (~70% multicristalino e ~24% para monocristalino).

Figura 1 - Desenvolvimento da Produção de Módulos FV por Tecnologia.



Fonte: (FRAUNHOFER 2019)

2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE c-Si

Os módulos de silício cristalino fazem parte da primeira geração dos módulos FV e são os mais utilizados no mercado. O silício é um semiconductor intrínseco, logo, ele possui um gap de energia, que é a separação entre a banda de valência, totalmente preenchida e a zona de condução, vazia. Os átomos de silício possuem quatro elétrons em sua camada de valência, que quando aquecidos se ligam aos seus átomos vizinhos, formando a rede cristalina (CARVALHO 2014).

Por atingirem essa estabilidade, uma célula fotovoltaica composta por cristais de silício puro não produziria energia. Por mais que o átomo receba energia dos fótons, os elétrons localizados na banda de condução se recombinariam com as lacunas de outros átomos. Para o surgimento da corrente elétrica é necessário a existência de um campo elétrico, ou seja, uma diferença de tensão entre zonas da célula. O processo de dopagem do silício é feito para que haja esta diferença de tensão, ou seja, elementos “estranhos” são introduzidos no silício puro, alterando suas propriedades elétricas, podendo-se criar duas camadas nas células (MACHADO e MIRANDA 2015).

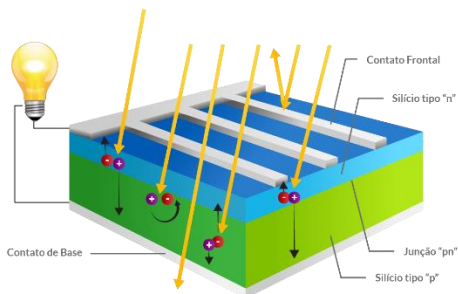
A primeira camada é do tipo P, que pode ter a adição de boro, por exemplo. O boro tem três elétrons na camada de valência, fazendo com que a dopagem do silício com boro gere a vacância de um elétron na rede cristalina. Essa falta de elétrons gera os buracos, que podem ser completados por elétrons vizinhos, fazendo com que o buraco se desloque. Desta forma, surge a camada que possui um excesso de cargas positivas, ou seja, maior número de buracos ou lacunas.

A segunda camada, do tipo N, possui um excesso de cargas negativas em sua camada de valência, quando comparado ao silício puro (4 elétrons na camada de valência). Um exemplo é o uso do dopante fósforo, que possui cinco elétrons na camada de valência. Ao fazer a dopagem entre o silício e fósforo, haverá um elétron sobrando nas ligações. Essa “sobra” faz com que esses elétrons estejam fracamente ligados a seu átomo de origem, permitindo que eles se desloquem facilmente para a banda de condução (GUIMARÃES, et al. 1999).

Com a sobreposição dos materiais do tipo P e tipo N, surge um campo elétrico permanente na região de junção. Esse campo elétrico se forma devido ao fluxo de elétrons livres no lado N para o lado P, tornando o lado N carregado positivamente e o P negativamente. Com a absorção de fótons os elétrons são acelerados, gerando uma corrente através dessa junção. Esse fluxo de corrente origina a diferença de potencial entre as duas faces da junção P-N, gerando o efeito fotovoltaico. A zona proibida, ou *band gap*, trata-se dessa região entre as camadas P e N (MORI, SANTOS e SOBRAL 2007).

Para coletar a eletricidade gerada, utilizam-se filamentos condutores conectados em cada lado das células, que fecham o circuito, tornando a eletricidade gerada aproveitável. A Figura 2 mostra de maneira simplificada a constituição de uma célula fotovoltaica, bem como o efeito fotovoltaico.

Figura 2 - Célula fotovoltaica e efeito fotovoltaico.

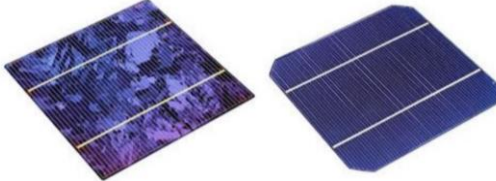


Fonte: (BLUESOL 2018)

Os módulos fotovoltaicos de silício são divididos em monocristalinos (m-Si) e multicristalinos (c-Si). Eles são produzidos de forma diferente, sendo que as células de c-Si formarão um maior número de cristais durante a fabricação, enquanto as de m-Si formarão um único cristal de silício. Essa diferença pode ser vista na Figura 3, sendo que a

célula de c-Si apresenta aspecto não uniforme, diferentemente da célula de m-Si. Por mais que as células de m-Si sejam mais eficientes, elas não são a maioria no mercado pois não vencem o preço das células de c-Si, que atualmente apresentam um processo de fabricação menos rigoroso e consequentemente um maior custo-benefício (MAZER 1996).

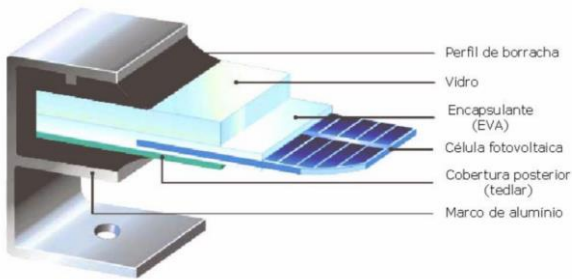
Figura 3 - A esquerda uma célula FV de Silício Multicristalino e a direita de Monocristalino.



Fonte: (SOLAR 2012)

A Figura 4 apresenta o corte transversal de um módulo FV com a descrição de seus principais componentes (PRIEB 2002).

Figura 4 - Corte transversal de um módulo FV.



Fonte: (PRIEB 2002)

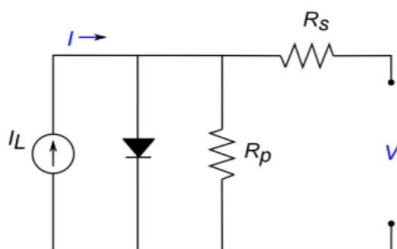
- Vidro Frontal: habitualmente é usado um vidro temperado de baixo teor de ferro e de alta transparência, reduzindo assim as perdas por absorção.
- Encapsulante: polímero termoplástico transparente, eletricamente isolante e resistente à umidade, à fadiga mecânica e à ação da radiação solar (principalmente raios UV). O material mais utilizado é o EVA (Etil Vinil Acetato).

- Células fotovoltaicas, interconexões elétricas e caixas de bornes: conjunto elétrico do módulo.
- Cobertura posterior: o material mais empregado é o PVF (fluoreto de polivinil), comercialmente conhecido por Tedlar, embora existam módulos que utilizam um segundo vidro.

2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FV

O circuito equivalente de um módulo FV é apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Circuito equivalente de um módulo FV.



Fonte: (ASSUNÇÃO 2014)

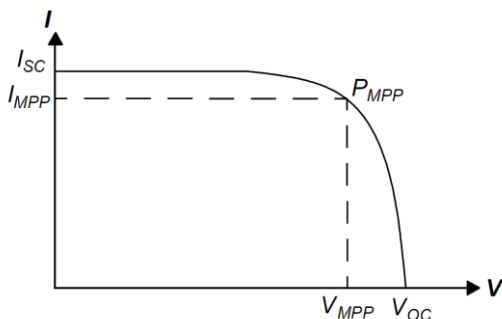
A resistência série (R_s) descreve a queda de tensão por meio de perdas ôhmicas (efeito Joule) no material semicondutor, nos contatos metálicos e no contato do metal com o semicondutor. A resistência shunt ou paralelo (R_{SH}) descreve as correntes de perda que surgem principalmente por meio de ligações elétricas entre as partes da frente e de trás da célula, assim como problemas pontuais na junção P-N (ASSUNÇÃO 2014).

A caracterização dos módulos FV é dada pela curva característica, vista na Figura 6, também conhecida como curva característica ou curva de corrente pela tensão (curva IV), que permite a visualização dos parâmetros elétricos mais importantes do módulo: corrente de curto circuito (I_{SC}) e de máxima potência (I_{MPP}), tensão de circuito aberto (V_{OC}) e de máxima potência (V_{MPP}) e o ponto de máxima potência (P_{MPP}). Além disso, podemos detectar nesta curva outros parâmetros característicos dos módulos, como: R_{SH} , que terá seu valor traduzido no decaimento da curva IV na região próxima à de curto circuito; e R_s , que terá seu valor refletido

na inclinação da curva característica do módulo na região próxima à de circuito aberto (ZILLES, et al. 2012).

Os módulos ditos saudáveis são aqueles que operam em suas condições mais próximas do ideal, que não sofreram redução da potência entregue, por algum processo de degradação ou falhas. Estes módulos irão operar em um P_{MPP} com valores de V_{MPP} e I_{MPP} próximos aos indicados na folha de dados do módulo FV. Variações neste valor de potência entregue podem indicar que o sistema possui alguma anormalidade, seja por falhas, degradação ou sombreamento, por exemplo.

Figura 6 - Curva característica de um módulo FV genérico.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

O processo de medição de curva IV para módulos fotovoltaicos é definido para condições-padrão, as chamadas STC (do inglês Standard Test Conditions: Irradiância = 1000 W/m^2 ; temperatura da junção da célula solar fotovoltaica = $25 \text{ }^\circ\text{C}$; conteúdo espectral da irradiância equivalente a AM 1,5). Tais condições não são reproduzidas simultaneamente em medições em campo. Portanto, são aplicados modelos matemáticos para correção dos valores medidos para valores em STC, o que insere incertezas na avaliação. Os procedimentos de correção utilizados pelo equipamento apresentam uma incerteza de 1% nos valores corrigidos (WAGNER 2000); contudo a incerteza total do equipamento (incertezas associadas à célula de referência, medição IV e correção para STC) é de 5%.

Para reduzir as incertezas dessas medições diversos cuidados devem ser tomados, podendo-se destacar:

- Utilizar o mesmo equipamento (traçador $I \times V$) e mesma célula de referência em todas as medições;

- Realizar as medições, na medida do possível, com níveis de irradiância próximos a 1000 W/m^2 , reduzindo assim as incertezas relativas à correção dos valores medidos para valores em STC;
- Tomar medidas de temperatura dos módulos, utilizando metodologia adequada e sensores de boa precisão;

2.4 MÉTODOS DE INSPEÇÃO DE SISTEMAS FV

Com a popularização dos métodos de produção de energia usando como fonte o Sol, houve um aumento nos investimentos em usinas fotovoltaicas, com isso viu-se o acréscimo nos esforços e recursos dedicados a Operação E Manutenção (O&M) destas instalações. Como consequência, diversos métodos de inspeção e diagnósticos de falhas foram desenvolvidos. Os mais comuns são medição de curva IV, inspeção visual, medida dos parâmetros elétricos, EL, Fotoluminescência (FL) e inspeção com imagens de Infravermelho (IR).

O método de IR utiliza imagens térmicas obtidas durante o dia, aproveitando a luz solar, logo, os módulos FV podem continuar em operação durante o procedimento.

As falhas nos módulos são traduzidas em pontos quentes nas imagens de IR, porém, algumas falhas não geram estes pontos quentes, portanto, seria necessário um método complementar para a detecção de tais falhas, neste caso, a EL ou FL pode ser empregue. A IR pode também captar string inteiras em CC ou CA, diferentemente da EL, que é realizada com os módulos conectados a uma fonte de tensão, ou seja, fora das condições normais de operação que permitiriam a visualização de tais defeitos (IEA-PVPS 2018).

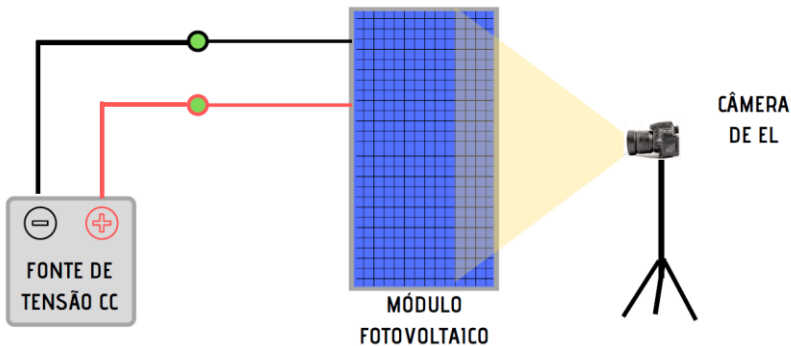
No método de FL, imagens são obtidas de módulos que são excitados por uma fonte externa de luz (como LEDs), diferentemente da EL que exige contato elétrico com uma fonte de tensão CC. Alguns estudos já têm discutido a possibilidade do uso do Sol como fonte de excitação (BHOOPATHY, et al. 2017).

A EL tem sido muito empregue atualmente, justamente pela possibilidade de adaptação de câmeras com custo menos elevado, qualidade das imagens e alta fidelidade nos resultados, podendo detectar diferentes tipos de falhas nos sistemas FV. Para a inspeção de EL de forma rápida, métodos de Eletroluminescência Aérea (aEL) têm sido desenvolvidos e serão objeto de estudo neste tópico.

2.4.1 Eletroluminescência (EL)

EL é um método não invasivo para a detecção de defeitos em células e módulos FV. A EL é obtida de fótons emitidos na recombinação radiativa de portadores de cargas excitados sob polarização direta (FRAZÃO, et al. 2017). Uma fonte de tensão externa é usada para estimular eletricamente o módulo para emitir radiação eletroluminescente. A Figura 7 esquematiza o procedimento em que uma fonte de tensão é utilizada para polarizar diretamente o módulo e uma câmera adaptada é utilizada para captar a radiação EL emitida pelo módulo FV.

Figura 7 - Esquema para obtenção de imagens de EL.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Defeitos em células provocarão localmente a redução ou a perda total de emissão de radiação EL, conseqüentemente serão visualizadas como áreas escuras por câmeras que são sensíveis a estes comprimentos de onda (DJORDJEVIC, PARLEVLIET e JENNINGS 2014). Logo, este método pode ser utilizado para detecção de falhas, células quebradas ou degradadas. O procedimento também é útil para certificações, comprovando que as células estão em perfeitas condições de operação.

Atualmente o mercado disponibiliza avançadas soluções comerciais para obtenção de tais imagens, dentre elas existem aplicações com detectores a base de Arseneto de Índio Gálio (InGaAs) e Silício (Si). Porém, aplicações de baixo custo podem ser empregadas adaptando-se câmeras digitais convencionais, com a extração do filtro infravermelho,

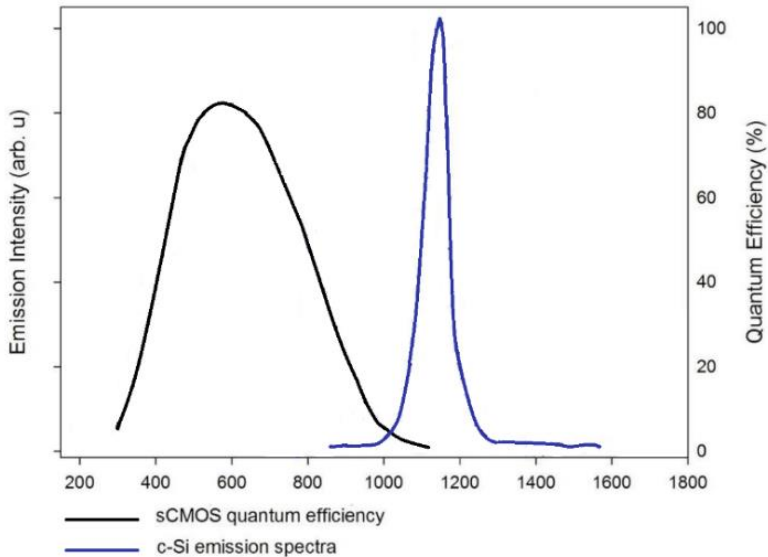
permitindo a visualização da faixa eletroluminescente do silício cristalino (EISSA, et al. 2018, FIGUEIREDO, ALMEIDA, et al. 2018).

A Figura 8 apresenta a faixa de emissão espectral de módulos de c-Si e a eficiência quântica do sensor da câmera utilizada para obter as imagens de EL (IEA-PVPS 2018). Observa-se que a emissão do c-Si não se encontra na faixa da luz visível, mas na faixa do infravermelho do espectro eletromagnético (entre 900nm e 1300nm), conhecida como NIR (Próxima ao Infravermelho, do inglês *Near Infrared*), sendo que seu pico dá-se no comprimento de onda de 1.150nm, o sensor sCMOS (Semicondutor de Metal-Óxido Complementar com base em Silício, do inglês *Complementary Metal-Oxide-Semiconductor*) adotado tem uma baixa eficiência quântica na porção de comprimento de onda ao longo do espectro de c-Si.

Apesar de parecer impossível captar imagens de EL com esse tipo de sensor, algumas medidas podem ser empregues para possibilitar o teste de EL, como remover o filtro infravermelho da câmera. As câmeras tradicionais vêm equipadas com este filtro para que a imagem fique o mais próximo possível daquela que enxergamos a olho nu, ou seja, o filtro retira da imagem a parte correspondente ao comprimento de onda infravermelha. Logo, para que possa se enxergar tal faixa, o filtro é removido.

Outra medida que auxilia na obtenção das imagens é obter as fotos em ambientes com baixa incidência de luz. Em laboratório essa condição ambiente torna-se relativamente simples de ser atingida, bastando desligar as luzes e impedir o máximo possível que a iluminação externa entre na sala. Porém, em campo, o experimento tem um grau de dificuldade elevado. O experimento deve então ser realizado exclusivamente durante a noite, permitindo a visualização da emissão eletroluminescente.

Figura 8 - Espectro com a faixa de emissão de células de Silício Cristalino e a eficiência quântica de câmeras com sensor do tipo sCMOS.



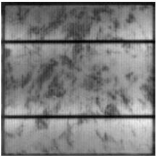
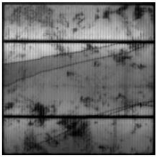
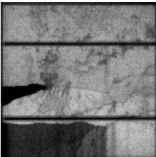

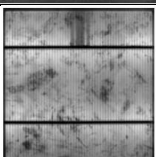
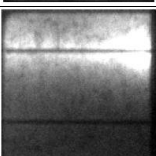
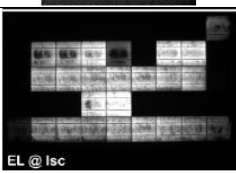
Fonte: IEA-PVPS (2018).

A imagem de EL é popularmente conhecida como o raio X do módulo fotovoltaico. Diversos tipos de falhas podem ser detectados com este método. A Tabela 1 foi adaptada do relatório IEA-PVPS (2014) e mostra algumas das falhas que podem ser vistas através de imagens de EL, além disso, são expostas células que não apresentam perdas para o sistema, como é o caso da célula A da tabela. Pode ser visto na linha G, um módulo FV afetado por PID e sua característica padrão de bordas mais escuras.

Módulos FV podem ter alguns defeitos facilmente visualizados a olho nu, como mostra a Figura 9 (a). Este módulo sofreu um dano físico e foi severamente danificado.

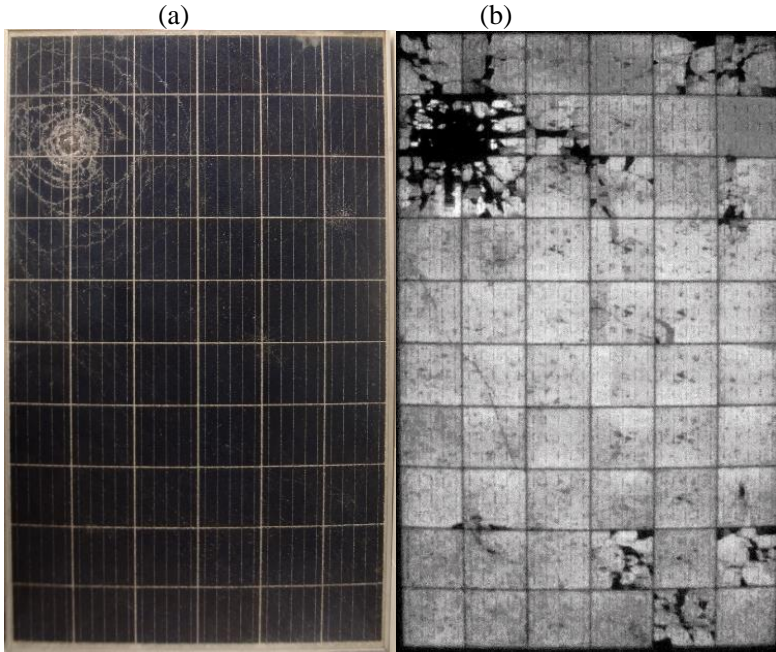
Os danos causados no vidro podem ser claramente identificados na Figura 9 (a). Somado a estes danos, a Figura 9 (b) apresenta a imagem de EL do mesmo módulo, expondo falhas invisíveis a olho nu, ou seja, além das células localizadas na parte superior esquerda, outras partes também sofreram com o impacto do objeto.

Tabela 1 – Padrões para detecção de falhas em módulos FV através de imagens de EL.

	Categoria	Descrição	Imagem
A	Células sem falhas	Deslocamento dos cristais em uma célula de silício multicristalino.	
B	Células com falhas	Célula rachada, porém, a rachadura não interfere que grande parte da corrente continue fluindo pela célula.	
C	Células com falhas	Célula rachada, neste caso a rachadura isola completamente parte da célula.	
D	Células com falhas	Dedos mortos causados por rachaduras nas células.	
E	Células com falhas	Dedos mortos causados pelo processo de soldagem.	
F	Células com falhas	Interconexão de célula desconectada.	
G	Padrão de células em módulos FV	Degradação Induzida por Potencial, pode ser detectada nas fotos de EL antes mesmo da perda de potência ser percebida.	

Fonte: adaptada de (IEA-PVPS 2014)

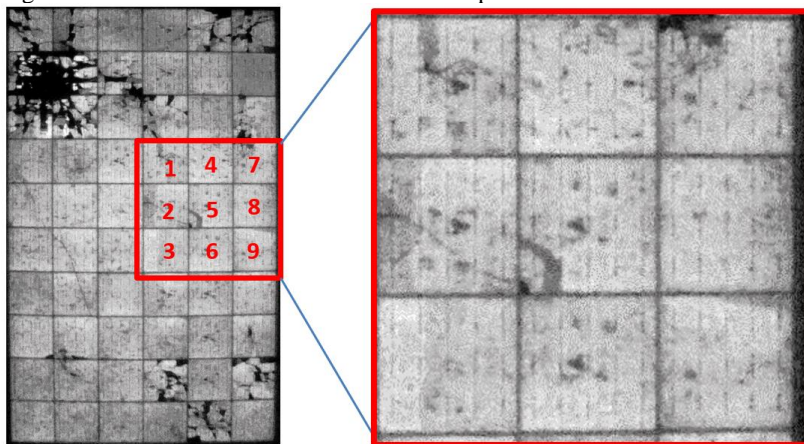
Figura 9 - (a)Módulo FV (b) EL do módulo FV.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Na Figura 9 vemos com mais detalhes 9 células do módulo. As células 1, 2, 5, 7 e 9 claramente apresentam mini rachaduras, que só são observados em imagens de EL, pois são pequenas rachaduras no material semicondutor, que não necessariamente estão acompanhadas de fissuras no vidro do módulo FV, ao longo dos anos estas rachaduras podem evoluir, apresentando um risco para o sistema. As demais células 4, 6 e 8 não parecem ter sido afetadas. Como mencionado anteriormente e visto na Tabela 1 (A) o silício multicristalino passa por um processo de dopagem com a inserção de impurezas, as partes escuras nas células não afetadas são reflexos deste processo, logo, não representam perdas ou falhas no módulo.

Figura 10 - EL de um módulo FV com detalhe para nove células.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

2.4.2 Eletroluminescência Aérea (aEL)

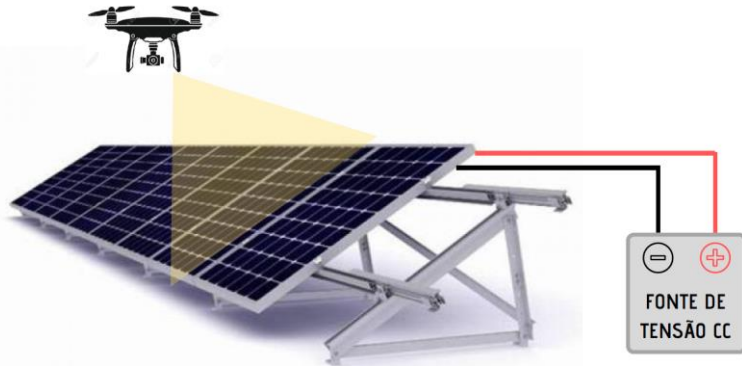
O uso de Veículos Aéreos não-Tribulados (VAnT), popularmente chamados drones, para a inspeção de grandes usinas FV tem aumentado significativamente ao longo dos anos. A aplicação mais comum é a análise termográfica dos sistemas FV. A automação desta técnica atingiu níveis tão elevados que redes para detecção automática de falhas, estão sendo desenvolvidas (IEA-PVPS 2018).

Utilizando o mesmo princípio da termografia aérea, alguns trabalhos de aEL começaram foram publicados recentemente (IEA-PVPS 2018, KOCH, WEBER e CHRISTIAN 2016, ADAMS, et al. 2016, BENATTO, et al. 2017). Porém, estes sistemas ainda são caros e não estão disponíveis no Brasil.

Em seu relato, Koch (2016), levanta algumas justificativas para a necessidade da realização da inspeção de grandes volumes de módulos FV em campo em um curto espaço de tempo. Dentre elas está o aumento do número de grandes usinas conectadas a rede, a necessidade de detectar fontes de falhas, aumentar a confiança dos investidores em relação a possíveis falhas nos módulos, apoio financeiro e subsídio. Estes dois últimos estão relacionados com mercados como da Alemanha e Itália que que começam a dar apoio financeiro para projetos de acordo com a receita de kWh produzidos, ou seja, a falha nos módulos pode causar perigos para o financiamento de projetos.

A Figura 11 ilustra o procedimento de aEL. No procedimento, uma fonte de tensão é utilizada para polarizar diretamente uma série de módulos FV, enquanto um drone equipado com uma câmera sensível a faixa de emissão de radiação EL captura imagens dos módulos.

Figura 11 - Ilustração do procedimento para obtenção de aEL.



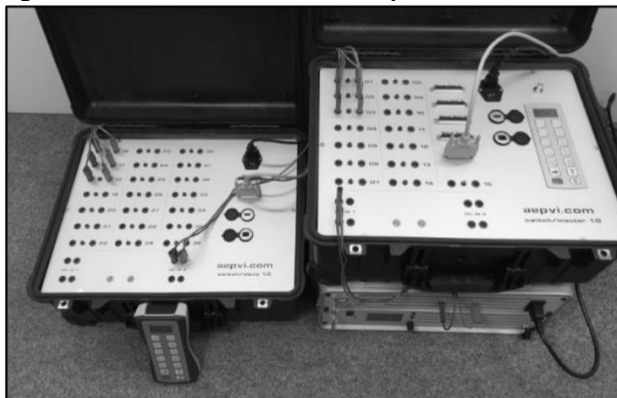
Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Nem todas as câmeras que captam a radiação EL são indicadas para a aEL, pois neste caso é requerida uma alta sensibilidade e um tempo de exposição baixo. Além disso, o ângulo da câmera deve ser ajustável, garantindo um ângulo perpendicular ao módulo (IEA-PVPS 2018).

Como mencionado anteriormente, a inspeção de EL depende da polarização dos módulos através de uma fonte de tensão. Fontes de tensão disponíveis comercialmente podem ser conectadas a módulos individuais ou strings inteiras. A determinação do número de módulos que podem ser conectados em série depende da potência da fonte utilizada, sendo que quanto maior o número de módulos conectados em série, maior deverá ser a potência entregue pela fonte de tensão.

Durante os testes, as strings ou módulos são manualmente conectadas e desconectadas na fonte de tensão. Este procedimento manual não se torna viável para testes de aEL, pois o curto tempo de voo requer um chaveamento rápido entre strings ou módulos. Koch (2016), utiliza string boxes, como mostra a Figura 12 desenvolvidas por Fladung Solartechnik GmbH capazes de conectar mais de 100 arranjos de módulos e série. Estas farão o chaveamento entre as strings, energizando uma por vez, permitindo que o drone capture todas as imagens necessárias.

Figura 12 - Switch box em maletas de plástico.



Fonte: Koch (2016).

Esta é uma solução avançada e de alto custo, porém, o procedimento pode ser simplificado utilizando outras maneiras de chaveamento, com o uso de fusíveis ou disjuntores, por exemplo.

Benatto (2017) publicou um método que usa equipamentos ainda mais avançados no procedimento de aEL. No trabalho, as imagens de EL podem ser obtidas durante o dia, com uma câmera de alta tecnologia e filtros com uma banda de passagem que excluem a luz solar e que permitem a visualização da parte do espectro correspondente a emissão EL. Além disso, uma aquisição sequencial de imagens é obtida, viabilizando a realização de um tratamento de imagem que reduza o ruído associado as medições. Este tratamento é feito com a média das imagens obtidas e a remoção do fundo da foto. Uma foto é capturada com a fonte de tensão DC ligada e outra quando a fonte é desligada. Se uma foto for subtraída da outra, teremos como resultado a radiação EL pura, que é emitida quando o módulo é diretamente polarizado.

Dentre as vantagens associadas ao uso da aEL também podemos destacar a diminuição de riscos associados a medições realizadas nos telhados de edificações e residências; a possibilidade de ajuste de altura para obtenção das imagens, sendo que o número de módulos por foto pode ser facilmente ajustado; além disso, ao invés de fotos, a câmera adaptada ao drone pode capturar vídeos, o que abre novas possibilidades para a análise das instalações FV (KOCH, WEBER e CHRISTIAN 2016).

2.5 FALHAS EM SISTEMAS FV

Um dos desafios constantes dos fabricantes de módulos FV é o retardo do efeito da degradação em seu produto, afinal, como em todos os sistemas de geração, existe sempre a preocupação de se evitar perda de eficiência.

Além dos efeitos naturais de degradação e situações extraordinárias (como fortes eventos meteorológicos) os módulos podem ter sua eficiência reduzida devido a rachaduras, aumento da resistência série, ativação do diodo de by-pass, LID (Degradação Induzida por Luz) e PID, por exemplo.

A diferença de tensão entre a moldura aterrada e a célula do módulo FV de silício cristalino com base p, associada a condições ambientais de alta temperatura e umidade, poderá criar um campo elétrico que pode propiciar que íons de sódio (Na^+) migrem do vidro frontal para a junção da célula. Esse acúmulo de íons acarretará a diminuição da resistência paralelo do módulo e conseqüentemente no aumento da corrente de fuga para o aterramento, caracterizando PID (COLLI 2013, NAUMANN, et al. 2014).

2.5.1 Degradação Induzida Por Potencial (PID)

Com o desenvolvimento dos estudos a respeito da PID foi verificado que não se trata de um só tipo, porém, nos módulos FV de c-Si do tipo p, o PID-s (do inglês PID-shunting) é o mais comum. Portanto, no presente trabalho, o emprego do termo PID está simplificarmente se referindo a PID-s.

Este tipo específico de PID pode afetar módulos em instalações que operam com tensões CC acima de 600V, ocasionando grandes perdas nos sistemas. Por outro lado, a degradação pode ser 100% reversível se for detectada e tratada a tempo.

2.5.1.1 Efeito da Umidade Relativa e Temperatura

Em períodos de alta umidade uma fina película de água pode se depositar sobre o vidro do módulo, criando um caminho de condução e facilitando a fuga de corrente. A nível elétrico, em semicondutores, quanto maior for a temperatura, maior é a resistência à passagem de corrente, logo, menor é a condutividade e maior são as perdas (LEITE 2012).

A temperatura influencia na umidade relativa do microclima do módulo e o período mais propício para o aparecimento de correntes de fuga é no amanhecer, onde o módulo fotovoltaico está aquecendo gradativamente, a partir da umidade relativa da madrugada. (FIGUEIREDO e ZILLES 2015)

Segundo Hoffmann & Koehl (2012), são nos momentos de alta umidade relativa que ocorrem os maiores índices de corrente de fuga. Ou seja, com o decorrer do dia e o aumento da temperatura, a umidade cai e conseqüentemente a corrente de fuga também diminuirá. A incidência de chuva ao longo do dia poderá causar novamente a diminuição da resistência do caminho da corrente, influenciando na PID.

2.5.1.2 Parâmetros que Afetam a PID

O nível e susceptibilidade de sofrer tal degradação depende, além das condições ambientais, do nível de tensão elétrica que o módulo está submetido, da composição do material utilizado na fabricação da célula, encapsulamento e vidro.

Figueiredo (2015) destacou em seu trabalho alguns parâmetros que influenciam PID em diferentes níveis do sistema, como pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros que influenciam PID.

Célula	Camada antirreflexiva
	Profundidade do emissor
	Tipo de dopagem
Módulo	Material encapsulante
	Aspectos construtivos (vidro, moldura, isolamento, etc.)
Sistema	Tensão de operação
	Umidade Relativa
	Temperatura
	Aterramento do sistema

Fonte: (FIGUEIREDO e ZILLES 2015)

A nível de célula, na tecnologia de c-Si do tipo p, os íons de Na⁺ se concentrarão primeiramente na camada antirreflexiva podendo chegar a 2µm no interior da junção (FIGUEIREDO 2017).

Módulos FV podem ser fabricados de diferentes maneiras, com molduras ou encapsulados por vidro-vidro, por exemplo. Estas diferenças

construtivas podem fazer com que o módulo seja ou não susceptível a PID. A literatura expõe alguns testes realizados em laboratório, como em (DEL CUETO e RUMMEL 2010, HACKE, et al. 2011, KOCH, BERGHOLD, et al. 2012), que serviram de base para caracterizar o teste de suportabilidade de tensão para módulos de silício cristalino.

A especificação técnica TS IEC 62804-1: Test Methods for the Detection of PID, foi lançada em 2015 e dá as diretrizes de ensaio de módulos FV com células de silício cristalino tipo p para investigação do PID. No Brasil a PID ainda não é avaliada em testes do IMETRO, que se baseiam na especificação internacional.

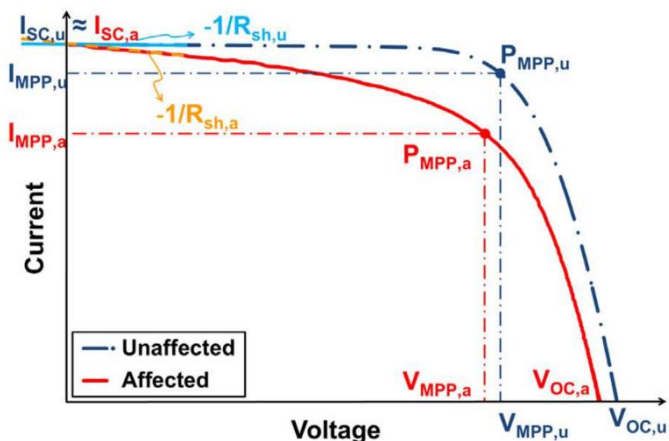
Os sistemas serão afetados, como já discutido anteriormente, de acordo com o clima da região. Além disso, quanto maior for o número de módulos conectados em série nas strings, maior será a tensão do sistema, aumentando assim a diferença de potencial entre a moldura aterrada dos módulos FV e das células em operação. Cada inversor terá uma topologia de aterramento diferenciada, mas aqui iremos nos ater aos inversores sem isolamento galvânico entre as partes CC e CA.

2.5.1.3 Curva Característica dos Módulos Afetados

A diferença de potencial entre a moldura aterrada e a extremidade negativa do gerador fotovoltaico atua como catalisador da mobilidade iônica, sendo que o efeito mais forte é sentido pelos módulos localizados no polo negativo do gerador. Logo, os módulos localizados na parte mais negativa das strings FV que estão expostas a altas tensões durante operação sofrerão altas taxas de perdas e alteração dos parâmetros elétricos, como ponto de máxima potência e tensão de circuito aberto (OH, et al. 2017). A Figura 13 apresenta a curva IV de um módulo saudável (em azul) e um módulo afetado por PID (em vermelho).

O decréscimo da resistência shunt se traduz no decaimento da curva IV na área próxima à de curto circuito. Tratando-se de um módulo afetado por PID, a curva IV apresentará alterações que seguem determinado padrão. Comparando-se a um módulo saudável, a redução da R_{SH} acarretará no decréscimo nos valores de P_{MPP} , I_{MPP} e V_{MPP} , como visto na curva vermelha da Figura 13 (MARTÍNEZ-MORENO, FIGUEIREDO e LORENZO 2018).

Figura 13 - Curva IV de um módulo que não sofreu degradação (tracejada em azul) e um afetado por PID (linha contínua em vermelho).



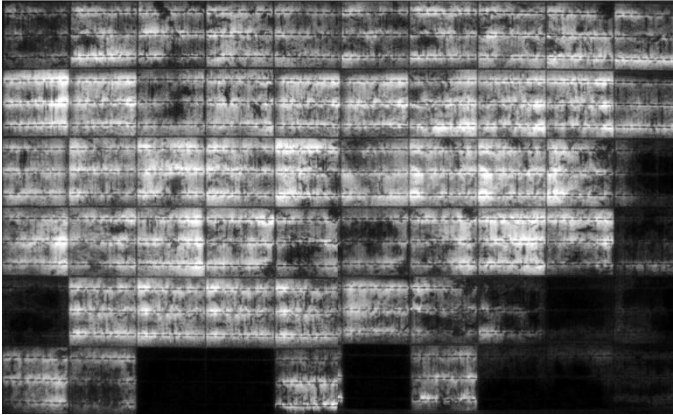
Fonte: (MARTÍNEZ-MORENO, FIGUEIREDO e LORENZO 2018).

2.5.1.4 Detecção de PID através de imagens de EL

O decréscimo da R_{SH} em um módulo FV irá causar perda de parte ou completamente da propriedade eletroluminescente, dependendo do nível de degradação da célula. Inúmeros mecanismos de degradação podem causar a perda desta propriedade nos módulos, porém, o que diferencia a PID dos demais é que neste caso as células próximas a moldura serão mais escuras comparadas as que estão no centro do módulo.

A Figura 14 apresenta um módulo de silício multicristalino afetado por PID. O padrão de células mais escuras nas bordas é uma das características identificadas nas imagens dos módulos que sofrem PID, o padrão é explicado pela menor distância entre tais células e a moldura do módulo. As partes pretas, que estão associadas a fuga de corrente para o aterramento apresentam um fenômeno que será acrescido com o tempo e condições climáticas. Módulos expostos a altas temperaturas e umidade serão afetados de forma mais intensa (LUO, et al. 2017).

Figura 14 - Módulo afetado por PID com o padrão característico das bordas do módulo mais escuras.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

2.6 RECUPERAÇÃO DOS MÓDULOS FV AFETADOS POR PID

Dependendo do nível de degradação dos módulos FV a PID pode ser reversível. Logo, o fenômeno pode ser considerado cíclico, os módulos estarão sujeitos a ciclos de degradação/recuperação todos os dias.

Por mais que o foco principal deste trabalho seja a busca por métodos para detecção de PID no campo, também será contemplado neste item métodos para a reversão da degradação de tais módulos em campo.

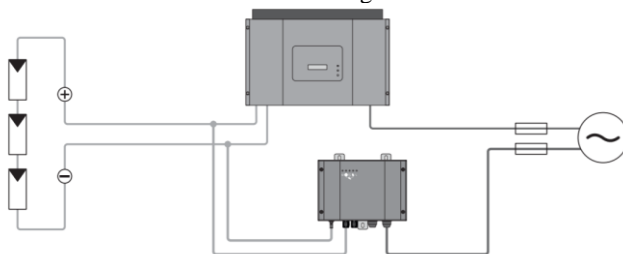
Atualmente existem inúmeros métodos para reversão de PID, seja em laboratório ou no campo (PINGEL, 2011)

Para o caso de sistemas detectados com PID em campo, a solução mais econômica é a recuperação dos módulos, uma vez que o investimento financeiro é menor que o da troca dos painéis ou a mudança no arranjo do sistema. Segundo Pingel (2011), uma medida eficiente para recuperação de módulos em campo é o uso de uma PID Box, neste caso a PVO Box, que é usada para aplicar um potencial positivo, entre 300 a 600V e no máximo 2mA nos módulos FV durante a noite.

A nível mundial, atualmente existem alguns modelos disponíveis comercialmente destas caixas, como a PVO Box, que são conectadas às strings e aplicam uma tensão nos módulos durante a noite. No Brasil estas caixas ainda não são comercializadas, mas existe a possibilidade de importação.

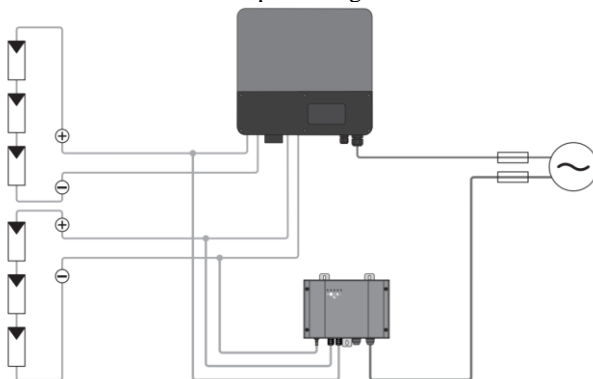
A Figura 15 foi extraída da ficha de dados do equipamento utilizado por Pingel (2011), a Caixa de Offset FV (do inglês, PV Offset Box) é conectada em paralelo com o inversor FV. Para o caso de inversores que são conectados a mais de uma string, deve-se atentar para que os polos negativos das strings estejam internamente conectados dentro do inversor, para este caso a conexão da Caixa pode ser vista na Figura 16.

Figura 15 - Princípio de uma planta FV com um SMA PV Offset Box e um inversor conectado a uma única string.



Fonte: SMA Solar Technology.

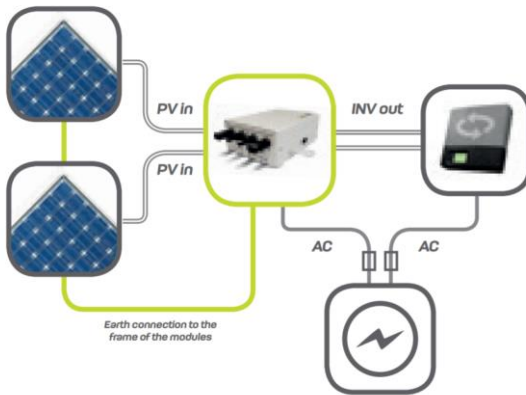
Figura 16 - Princípio de uma planta FV com um SMA PV Offset Box e um inversor conectado a múltiplas strings.



Fonte: SMA Solar Technology

Outro modelo de caixa para reversão de PID é a disponibilizada pela Iumen que será conectada em série com o inversor, como visto na Figura 17, e irá aplicar tensão nos arranjos FV durante a noite.

Figura 17 - Caixa para reversão de PID Ilumen, conectada em série com o inversor.



Fonte: Ilumen.

O sistema em que Pingel (2011) realizou o experimento de reversão, era composto por módulos que apresentavam até 20% de degradação. O procedimento foi monitorado durante 14 meses e cerca de 7% da eficiência perdida dos módulos degradados foi recuperada.

Tratando-se de uma instalação que opera há anos, a degradação restante após os 14 meses pode se tratar da perda de eficiência natural que o sistema sofre ao longo dos anos. Portanto, este resultado é bem positivo, igualando a eficiência dos módulos afetados por PID aos módulos saudáveis da string, aqueles que não foram afetados.

3 METODOLOGIA

3.1 OBTENÇÃO DE IMAGENS DE EL A BAIXO CUSTO

Câmeras profissionais específicas para a aquisição de imagens de EL já estão disponíveis em alguns países do mundo. O objetivo do atual trabalho, é a validação de um método de baixo custo para obtenção de imagens de EL que apresentem um certo nível de qualidade para que falhas sejam detectadas nos módulos FV.

A câmera digital do modelo Sony Cyber-shot DSC-WX9 16,2 megapixel com sensor CMOS (do inglês Complementary Metal Oxide Semiconductor), vista na Figura 18, foi a escolhida para obter as imagens de EL no estudo para detecção de PID em campo. A câmera convencional foi adaptada por um profissional especializado que removeu o filtro infravermelho, permitindo a visualização da luminescência na faixa de onda do espectro do Silício Cristalino. (IEA-PVPS 2018).

Figura 18 – Câmera Sony Cyber-shot DSC-WX9 16,2 megapixel.



Fonte: B&H Photo e Video.

Para validar o uso da câmera de baixo custo foi executado um teste de comparação com três outras câmeras (GoPro 3 Plus Black, Canon Rebel EOS T6i - EF-S 18-55 IS STM e Canon EOS M3 - PV vision EL Lent 1.4/50) que similarmente tiveram o filtro infravermelho removido, com a exceção da câmera Canon EOS M3 que foi adaptada previamente pelo fornecedor para que imagens de EL fossem obtidas.

A comparação entre câmeras foi executada em laboratório, usando um módulo previamente diagnosticado com PID. A sala em que o experimento foi realizado teve todas as entradas de luz vedadas, permitindo a máxima captura de radiação EL pelas câmeras.

Todas as fotos deste módulo foram obtidas sob as mesmas condições de ensaio, ou seja, similar nível de tensão e corrente, temperatura e umidade, ângulo entre o módulo e câmera.

Uma fonte de tensão DC foi utilizada para excitar o módulo, ou seja, uma corrente elétrica foi injetada no circuito ativo da célula, fazendo com que a mesma emitisse radiação. As quatro câmeras citadas anteriormente foram acopladas a um tripé e utilizadas para captura de imagens da radiação que é emitida pelos módulos FV.

Além da comparação entre a qualidade das imagens obtidas por cada câmera, foi feita uma análise dos preços de cada modelo, garantindo que a câmera escolhida apresente baixo custo e que um bom custo-benefício.

Para fazer esta comparação, as imagens passaram por alguns tratamentos, a alteração do brilho e contraste das imagens deve permitir uma melhor visualização das falhas, sem alterar a qualidade das fotos obtidas. A câmera Gopro é equipada com uma lente do tipo olho de peixe, portanto, além da alteração de brilho e contraste, foi feita a correção angular com uma ferramenta de distorção de perspectiva das imagens.

3.2 PROCEDIMENTO EM CAMPO PARA DETECÇÃO DE PID

3.2.1 Local

O experimento para detecção e a recuperação de PID foi realizado em um arranjo FV de 9kWp de c-Si operando em um dos oito Módulos de Avaliação (MAs) espalhados pelo território brasileiro. Estes MAs foram construídos pelo laboratório Fotovoltaica/UFSC em parceria com a empresa ENGIE Brasil Energia em um projeto de P&D em 2013, como visto na Figura 19. O projeto visa a análise da performance de sete diferentes tecnologias FV disponíveis comercialmente: filme-fino de silício amorfo (a-Si), silício microcristalino (a-Si/ μ c-Si), telureto de cádmio (CdTe), Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS), silício monocristalino (m-Si) e silício multicristalino (c-Si), todos fixos na mesma inclinação e latitude, como exposto em (RÜTHER, NASCIMENTO e CAMPOS 2017, NASCIMENTO, et al. 2018).

O teste aqui exposto tem foco no MA de Capivari de Baixo (Lat: -28.4398, Lon: -48.9575), no sul de Santa Catarina, localizado na área costeira do estado, com altos índices de temperatura e umidade durante o ano.

Desde sua entrada em operação, os dados de produção de energia dos MAs são continuamente armazenados e analisados. Depois de

observada má performance da porção de c-Si do MA de Capivari de Baixo, algumas medidas foram realizadas e seus resultados apontaram para uma diminuição da tensão de circuito aberto. Devido a isto, às condições climáticas da região costeira e à susceptibilidade desta tecnologia de sofrer tal degradação, a hipótese de PID foi levantada. Para verificar a suspeita, imagens de EL foram obtidas após o pôr do sol e medidas de curva IV foram feitas durante o dia para confirmar o diagnóstico do teste de EL.

Figura 19 - Usina de Capivari de Baixo e os oito módulos de avaliação em diferentes regiões climáticas do Brasil.



Fonte: (NASCIMENTO, et al. 2018).

3.2.2 Procedimento para detecção de PID

Para a validação da detecção em campo de PID, as fotos EL foram obtidas em campo após o pôr do sol, permitindo que a câmera adaptada capturasse facilmente apenas a luz emitida pelo módulo e não do ambiente. Após tratamento, as imagens obtidas foram comparadas com as células da Tabela 1 que mostra as principais falhas que podem ser perceptíveis utilizando fotos de EL.

Durante as medições em campo, a câmera foi ajustada para o modo noturno, nesta configuração existe a passagem de uma porção menor de luz pelo obturador, prolongando o tempo de exposição para capturar a quantidade de luz necessária para obter a imagem. Uma fonte de tensão foi usada para polarizar quatro módulos fotovoltaicos por vez com 55V e 9A. Cada módulo teve sua curva IV medida individualmente no dia seguinte a pleno sol. A medição IV torna-se essencial pois dependendo de seu formato é possível detectar diferentes falhas e degradações.

As Curvas IV de todos os módulos FV do sistema em análise foram obtidas no mesmo dia, com o uso traçador do modelo PVPM 1040X,

obedecendo a norma técnica IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 2018 e reduzindo ao máximo a incerteza do experimento. Além disso, foram realizadas medições para cada módulo separadamente, permitindo que depois, além da potência entregue pelas strings, fosse avaliado o formato da curva característica de cada módulo, o valor de R_{SH} , V_{OC} e P_{MP} individualmente.

3.3 PROCEDIMENTO DE aEL

A alternativa de baixo custo de aEL aqui proposta, consiste em uma câmera GoPro HERO 3 Plus Black® adaptada a um drone comercial DJI Phantom 4 Pro. A câmera tem um sensor de Silício, do tipo CMOS, que apresenta uma baixa eficiência quântica na faixa de emissão dos módulos de Silício cristalino (c-Si). Desta forma, para permitir que o efeito eletroluminescente do módulo seja capturado pela GoPro, o filtro infravermelho da câmera foi removido. A análise da qualidade das fotos, obtidas por este equipamento, é apresentada nos resultados, juntamente com o resultado obtido pelas outras câmeras, para fins de comparação.

A Figura 20 mostra o resultado da adaptação da câmera ao drone. A câmera original do drone foi removida e um suporte para a Gopro foi instalado em seu lugar. As adaptações feitas no drone fizeram com que seu peso aumentasse e conseqüentemente a autonomia das baterias fosse modificadas, podendo operar durante 10 minutos, na nova configuração. As imagens captadas pela Gopro foram transmitidas em tempo real para um celular através do próprio aplicativo da câmera, que opera com o uso de rede sem fio.

Além das adaptações já citadas, todas as partes do drone que emitem luz foram cobertas por fita isolante preta, assegurando que tal iluminação não interfira nas imagens através da reflexão nos módulos.

Para validação da metodologia de aEL, um experimento foi realizado nos módulos de silício cristalino instalados no seguidor solar exibido na Figura 21. Foram realizados testes com o drone voando a diferentes alturas, de forma a identificar a melhor altura para a inspeção. A altura definida deve permitir a detecção de todas as falhas com qualidade, porém de maneira ágil.

Durante o período noturno, os seguidores solares das instalações FV permanecem na posição de 0° . A obtenção de imagens de EL nesta situação, com o uso de tripés, torna-se arriscada e consome muito tempo, devido a necessidade de colocar o tripé sob o módulo, para obtenção da imagem. O uso do drone permite que o ângulo da câmera seja ajustado e a imagem obtida em um ângulo reto de 90° .

Durante o experimento, a fonte de tensão regulada CC do modelo FCCCAMH 350-60/27-50-i e potência 6kW foi utilizada para energizar os oito módulos ao mesmo tempo, a corrente de excitação utilizada corresponde a 80% da corrente de curto circuito do módulo.

Figura 20 – GoPro HERO 3 Plus Black® adaptada a um Drone DJI Phantom 4 Pro



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Figura 21 – Seguidor solar de um eixo, sendo que o sistema da direita é composto por módulos de silício cristalino multicristalino, que foram utilizados para o experimento.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

4 RESULTADOS

4.1 OBTENÇÃO DE IMAGENS DE EL A BAIXO CUSTO

A Tabela 3 apresenta os resultados da comparação entre a câmera de baixo custo e os demais modelos. Durante os experimentos, nenhum tipo de filtro adicional foi acoplado às câmeras. Comparando as imagens, o melhor resultado é obtido com a câmera 1 e o pior com a câmera 3. Apesar do resultado obtido pelas fotos, existem outros fatores que determinam a viabilidade do uso das câmeras para os experimentos em campo e em laboratório, como peso, preço e ângulo de abertura para obtenção das imagens.

A câmera 1, apesar de ter apresentado o melhor resultado, possui um peso elevado, pequeno ângulo de abertura e tamanho que a torna inadequada para medições em campo. Como a mesma possui um ângulo de abertura pequeno, as fotos devem ser obtidas a uma distância grande para permitir que a imagem de um módulo inteiro seja capturada. A Figura 22 ilustra esta distância focal. A câmera 4 tem uma distância focal parecida com a primeira ilustração da Figura 22, já a câmera 1 pode ser exemplificada na terceira ilustração.

A câmera 2 também apresenta um bom resultado, mostrando as células mortas, microfissuras e até problemas de solda nos módulos FV, porém, esta é mais sensível a luz ambiente quando comparada as outras, refletindo luz nas partes metálicas das células.

Entre as câmeras modificadas, a câmera 3 foi a que apresentou o pior resultado. Ela tem a capacidade de captar falhas mais expressivas, como células mortas, característica importante para uma câmera usada na detecção de PID. Porém, ela não chega a identificar pequenas rachaduras nas células, como visto na Figura 23. Devido ao seu tamanho, peso e fácil operação remota, esta câmera pode ser facilmente adaptada a um drone para detecção de PID de forma rápida, cobrindo grandes usinas fotovoltaicas em um curto espaço de tempo. No decorrer do trabalho será apresentado um experimento realizado para a detecção de falhas utilizando esta câmera acoplada a um drone.

A câmera 4 apresentou um bom resultado para a detecção das células afetadas por PID, chegando a detectar algumas microfissuras. Além disso, apresenta uma abertura focal, peso e tamanho que permitem seu fácil uso e manuseio em campo, sendo facilmente acoplada a um tripé.

Tabela 3 - Comparação de imagens EL entre diferentes câmeras.


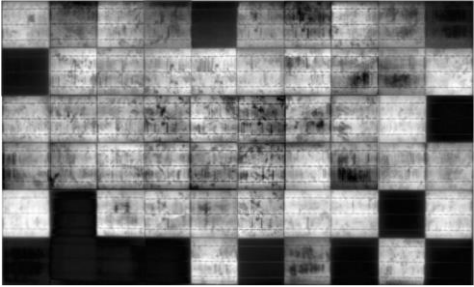

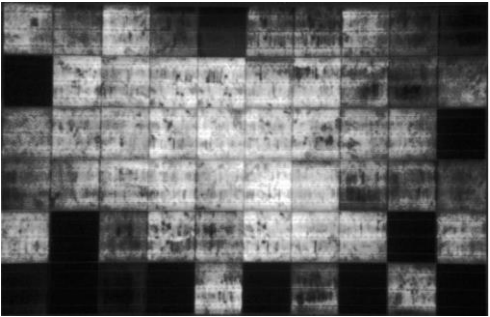

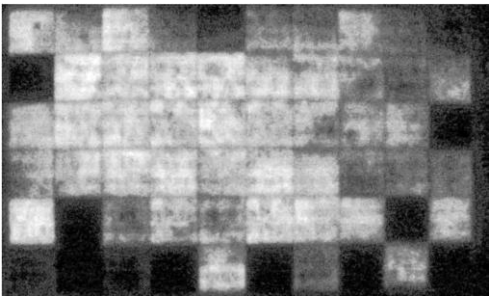

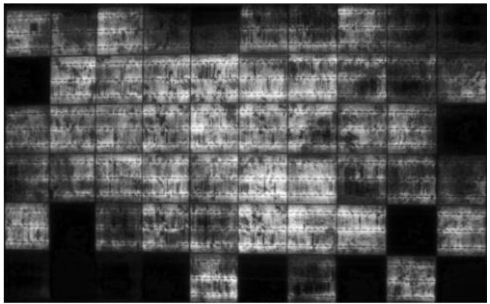
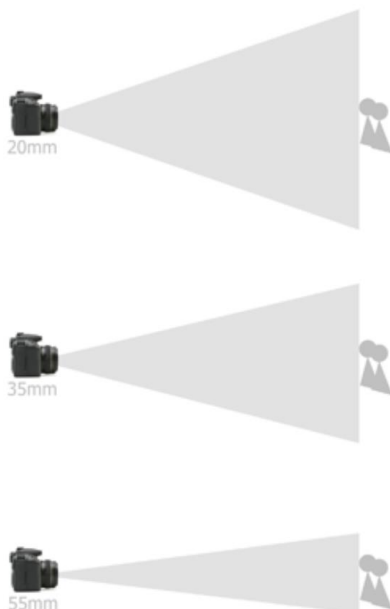
1	<p>Canon EOS M3 - PV vision EL Lens 1.4/50</p>  <p>24.2 megapixels</p>	
2	<p>Canon Rebel EOS T6i - EF-S 18-55 IS STM</p>  <p>24.2 megapixels</p>	
3	<p>GoPro HERO 3 Plus Black</p>  <p>12 megapixels</p>	
4	<p>Sony Cyber-shot DSC-WX9</p>  <p>16 megapixels</p>	

Figura 22 - Ilustração da distância focal de câmeras com diferentes aberturas focais.

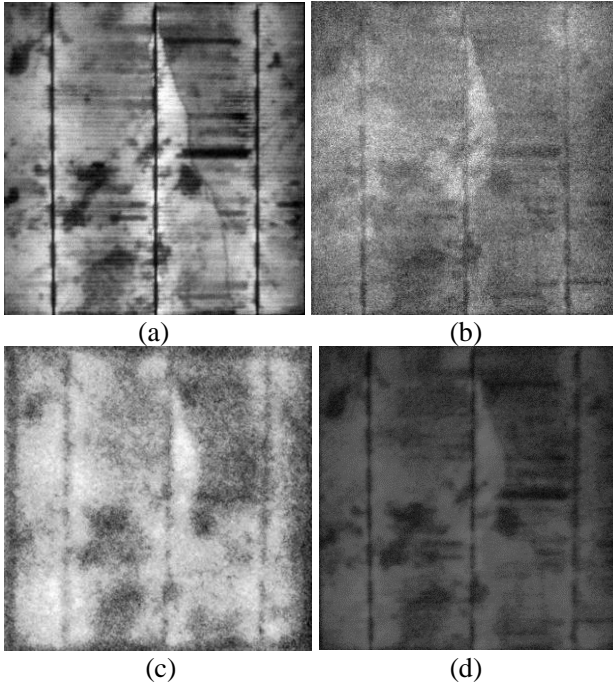


Fonte: (Uniube 2009).

A Figura 23 exibe com maiores detalhes imagens de EL obtidas de uma célula identificada com microfissuras, onde a maior eficiência da câmera 1, foi comprovada. A Figura 23 reafirma alguns resultados obtidos na Tabela 3, a foto obtida com a câmera 4 mostra pequenas desuniformidades no material, dedos mortos e pequenas fissuras, ainda mais claras que a câmera 2. Além disso, seu baixo peso facilita o manuseio e uso de tripés em campo. A câmera 1 tem a grande vantagem das imagens com alta qualidade. Este é um fator muito importante para os experimentos realizados em laboratório, que exigem grande estabilidade e fidelidade nos resultados, não apresentando restrições de peso e tamanho do aparelho.

A imagem da célula obtida com a câmera 3 aponta que ela consegue visualizar algumas falhas, mas é insuficiente em relação a qualidade da imagem.

Figura 23 - Imagens EL obtidas de uma célula danificada com microfissuras e dedos mortos usando 4 câmeras diferentes: (a) 1 – Canon EOS M3, (b) 2 – Canon Rebel EOS T6i, (c) 3 – GoPro HERO 3 Plus Preto e (d) 4 – Sony Cyber-shot DSC-WX9.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

A Tabela 4 apresenta os preços para obtenção de cada uma das câmeras, bem como o valor para modificação das mesmas, que é feito por um profissional especializado. A modificação diz respeito a remoção do filtro infravermelho de cada um dos modelos, com exceção da câmera 1, que já foi adquirida como uma câmera sensível a radiação EL, ou seja, não tinha um filtro infravermelho em sua configuração de lente.

Como o preço para a obtenção de cada câmera, podemos fazer uma avaliação do custo versus benefício de cada modelo. A câmera 4 é a que possui o menor preço, é de fácil manuseio em campo, apresenta uma boa abertura focal, produz imagens com um grau de nitidez considerável e é de fácil aquisição no mercado, por isso foi escolhida como a de melhor custo benefício e será utilizada durante alguns experimentos para a detecção de PID, que serão discutidos neste trabalho.

A câmera 3 é a segunda mais barata, apresenta imagens com um baixo grau de nitidez, mas tem a grande vantagem do peso, além disso, sua lente é do tipo olho de peixe, ou seja, consegue captar um grande número de módulos em uma só foto. Esta câmera foi a escolhida para a adaptação ao drone.

As câmeras 1 e 2 são as mais caras, porém, a câmera 1 produz fotos de altíssima qualidade que servem para comparação em estudos de EL e aEL, podendo atestar a qualidade de outros aparelhos de medição.

Tabela 4 - Comparação de preço entre os diferentes modelos de câmera.

Modelo	Preço (R\$)	Preço para modificação (R\$)	TOTAL
1 - Canon EOS M3 - PV vision EL Lens 1.4/50	24400,00	-	R\$ 24.400,00
2 - Canon Rebel EOS T6i - EF-S 18-55 IS STM	3000,00	84,00	R\$ 3.084,00
3 - GoPro HERO 3 Plus Black	1000,00	84,00	R\$ 1.084,00
4 - Sony Cyber-shot DSC-WX9	300,00	64,00	R\$ 364,00

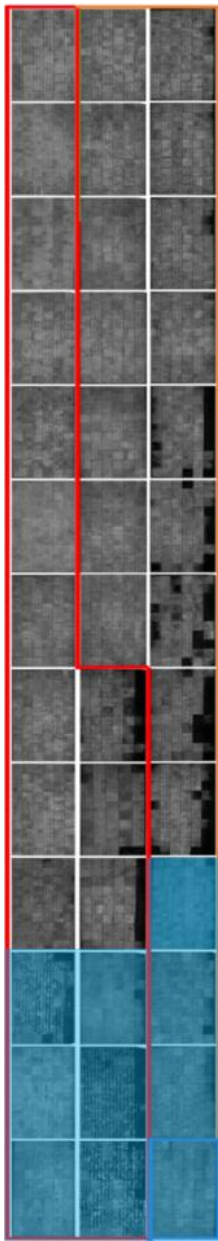
Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Todas as câmeras citadas estão disponíveis comercialmente, portanto, fica evidente que com o uso de uma câmera de baixo custo pode-se atingir um bom resultado. A câmera do modelo Sony pode facilmente ser obtida e utilizada em instalações fotovoltaicas de porte pequeno, médio ou grande. Empresas de instalação e manutenção de sistemas FV podem usar tal artifício para garantir a qualidade da instalação e do transporte de módulos FV, bem como realizar testes de EL ao longo dos anos, monitorando sua operação e desgaste.

4.2 PROCEDIMENTO EM CAMPO PARA DETECÇÃO DE PID

O resultado do experimento de EL realizado em campo, na cidade de Capivari de Baixo, para a detecção de PID é exposto na Figura 24. Os módulos marcados em azul são módulos que foram desprendidos da estrutura metálica durante um uma tempestade meteorológica extrema que atingiu a região em 16 de outubro de 2016, com ventos de até 210km/h, antes do experimento. Por isso, estes módulos não são usados nesta análise.

Figura 24 - Imagens EL obtidas durante o experimento.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Figura 25 - Mapa das strings do módulo fotovoltaico analisados no estudo, com módulos mais próximos do final positivo da string em verde e do negativo em vermelho.

M10	M9	M8	M7	M6	M5	M4	M3	M2	M1
M11	M12	M13	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
	P16	P15	P14	P13	P12	P11	P10	P9	P8

Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

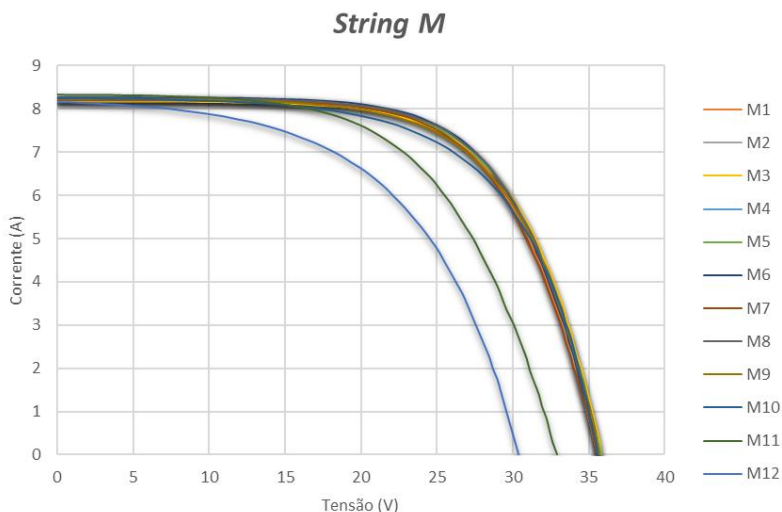
A Figura 25 apresenta o mapeamento das duas *strings* (arranjo de módulos FV em série), M e P, com respectivamente 13 e 16 módulos, que estão em operação no módulo de avaliação em estudo. Os módulos em tons de verde representam a parte mais positiva da *string*, enquanto os módulos em tons de vermelho estão próximos do final negativo.

Como citado anteriormente, os sistemas afetados por PID apresentam algumas características padrão, a primeira delas pode ser vista comparando a Figura 24 e a Figura 25, que mostra que os módulos próximos as extremidades mais negativas das *strings* são os mais afetados pela degradação. Se comparadas as imagens dos módulos mais positivos e mais negativos, os módulos mais afetados apresentam também as bordas mais escuras.

Além das mudanças nas imagens de EL obtidas dos módulos afetados pela degradação, determinadas mudanças na curva característica do módulo FV podem comprovar a presença de PID no sistema. As Figura 26 e Figura 27 mostram as curvas IV para os módulos das strings M e P, respectivamente.

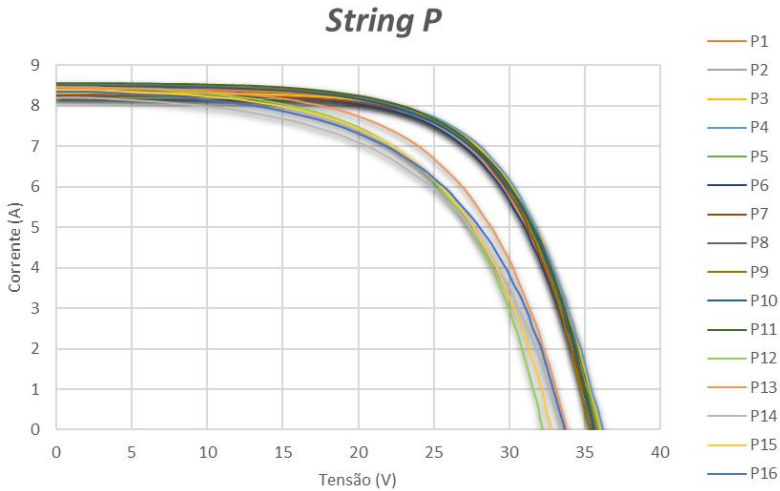
Os módulos localizados na porção mais negativa (módulos M11, M12, M13 e P12 a P16), apresentam um decréscimo significativo na R_{SH} , V_{OC} e P_{MPP} , resultando em uma junção menos eficiente na separação de buracos e elétrons (PINGEL et al,2010).

Figura 26 - Medidas das curvas IV para cada módulo da string M.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Figura 27 - Medidas das curvas IxV para cada módulo da string P.

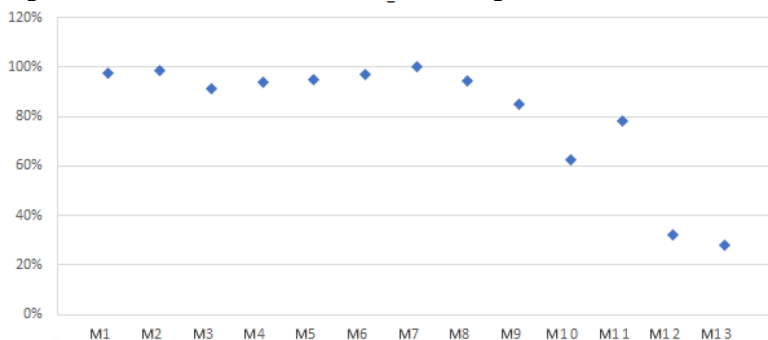


Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

A visualização de cada parâmetro elétrico, individualmente, comprova que a perda potência por PID ocorre sequencialmente, isto é, a R_{SH} irá diminuir, e com isso a V_{OC} e P_{MPP} terão um decréscimo (WONWOOK OH et al, 2017).

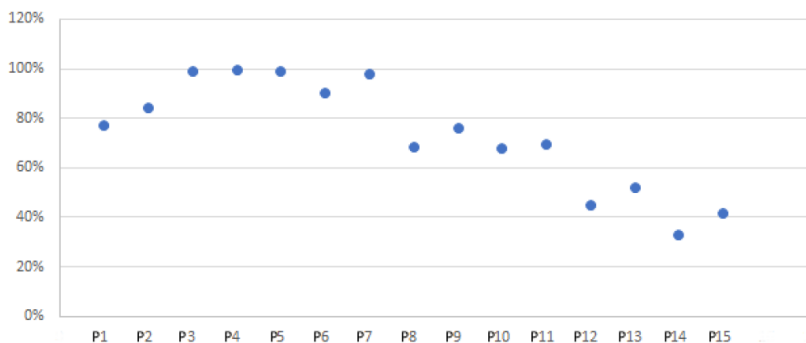
O traçador de curva IV aqui utilizado, permite a visualização dos parâmetros elétricos de forma separada, com isso podemos fazer uma análise mais detalhada do sistema. As Figura 28 e Figura 29 mostram a R_{SH} relativa dos módulos de cada string, separadamente, as medidas são relativas ao módulo mais saudável de cada string.

Figura 28 - Medida da R_{SH} dos módulos da string M.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

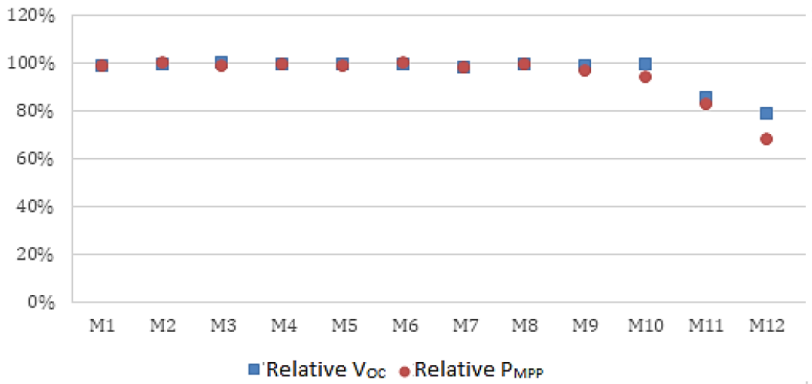
Figura 29 - Medida da R_{SH} dos módulos da string P.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

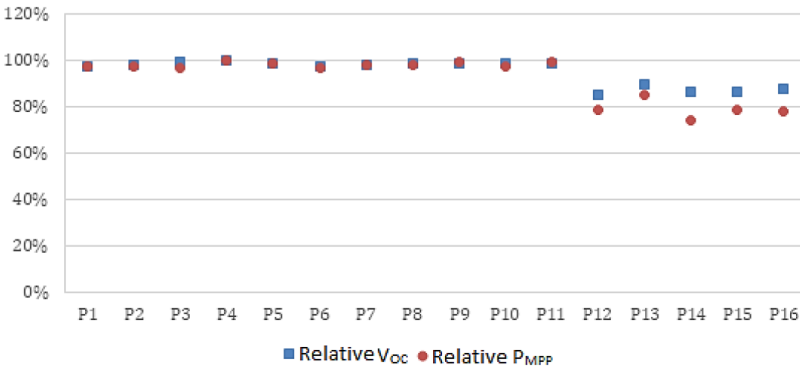
Da mesma forma que foram obtidas medidas de R_{SH} referente ao módulo mais saudável de cada string, as medidas de P_{MPP} e V_{OC} também foram obtidas (Figura 30 e Figura 31). Novamente podemos ver o padrão em que a degradação é mais crítica nos módulos próximos ao lado mais negativo da string. Estes módulos apresentam um decréscimo na R_{SH} e V_{OC} , à medida que a P_{MPP} também diminui. Fica claro, então, que a baixa emissão luminescente está diretamente associada a perda de eficiência dos módulos FV.

Figura 30 - Tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência de cada módulo da string M.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Figura 31 - Tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência de cada módulo da string P.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Os módulos mais afetados chegaram a apresentar uma redução de potência que ultrapassa 30% em relação ao módulo mais saudável das strings. Essa é uma redução significativa levando em consideração que o sistema está operando há cinco anos. Isto causa grandes danos elétricos e financeiros, pois o sistema deixa de entregar a energia requerida e caso alguma medida não seja tomada, os módulos irão se degradar cada vez mais com o tempo, chegando a um ponto que somente a substituição dos módulos será a solução viável.

4.3 PROCEDIMENTO DE aEL

A câmara utilizada para realização do método de aEL é do modelo Gopro. A validação de suas imagens é apresentada na Tabela 4, porém, a validação das imagens capturadas com a máquina adaptada a um drone, será feita neste item. Para esta autenticação, foram feitas comparações de imagens com o drone em diferentes alturas e imagens obtidas em solo, som o auxílio de um tripé e uso da câmara 1, da Tabela 5.


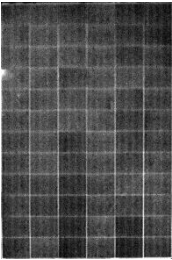

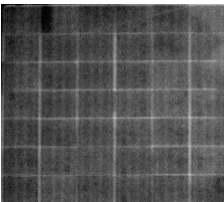
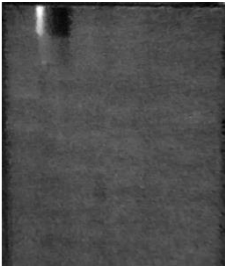
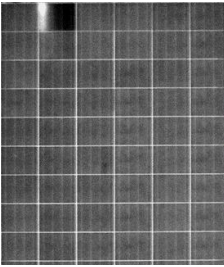
Durante os primeiros testes feitos de aEL foi notado que a captura de imagens estáticas não seria a melhor abordagem, devido à dificuldade de manter o drone imóvel, evitando fotos borradas. Portanto, as imagens aqui analisadas, foram obtidas por vídeos.

4.3.1 Validação do método

Comparando as imagens obtidas com o drone + Gopro e as obtidas com tripé + câmara de alta tecnologia, podemos avaliar se o método de baixo custo de aEL é efetivo ou não, até que ponto a solução consegue detectar as falhas em campo. A Tabela 5 mostra esta comparação.

O módulo 1 da Tabela 5 não apresenta falhas visíveis nas imagens de EL, para ambos os métodos. Os módulos 2 e 3 possuem uma interconexão de célula desconectada, esta falha é mais expressiva no módulo 3 e pode causar sérios danos ao sistema. Ambas as falhas foram detectadas pela câmara com tripé e pela aEL, demonstrando que uma câmara de baixa qualidade, em movimento, apresenta um bom compromisso para detecção de falhas em grandes usinas FV.

Tabela 5 - Comparação entre aEL e EL com tripé e câmera de alta tecnologia.

Modulo	aEL	EL com tripé
1		
2		
3		

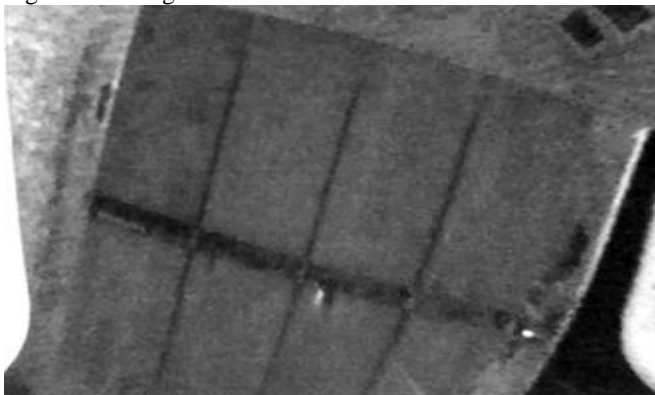
Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

4.3.2 Altura de voo para obtenção das imagens

Com o sistema FV diretamente polarizado, é possível realizar voos sob os módulos e captar falhas em menos de um minuto. Inúmeros voos foram realizados para testar diferentes alturas e rotas. As imagens vistas nas Figuras 32 a 34 foram obtidas em voos a diferentes alturas, começando pela mais distante, até a mais próxima. Com estes resultados percebe-se que as falhas podem ser visualizadas com o drone próximo ou longe dos módulos, porém, a medida que ele se aproxima do seguidor

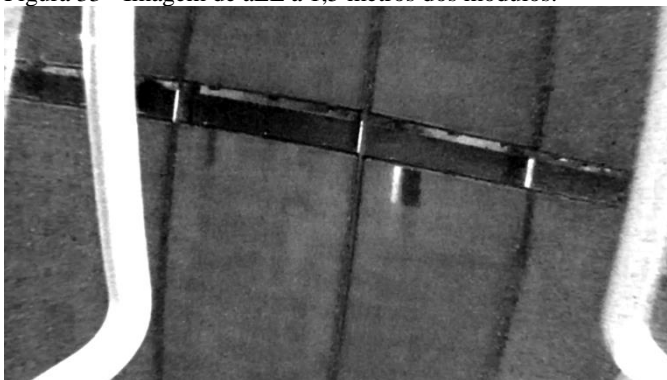
solar, mais claras ficam as imagens, chegando a captar a interconexão entre células (Figura 34)

Figura 32 - Imagem de aEL a 2 metros dos módulos.



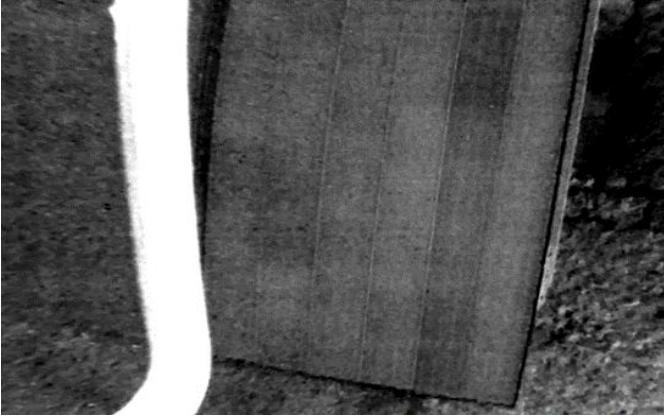
Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Figura 33 - Imagem de aEL a 1,5 metros dos módulos.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

Figura 34 - Imagem de aEL a 0,8 metros dos módulos.



Fonte: desenvolvida pela autora, 2019.

O efeito olho de peixe, da lente da Gopro, permite a visualização de grandes áreas, até mesmo a baixas alturas. Isto ajuda na captura de mais detalhes, com mais de um módulo na mesma imagem. Portanto, é importante manter um compromisso com a qualidade da imagem, mas quanto mais alto o voo, mais módulos serão vistos por imagem e menor é o tempo de voo, permitindo o uso do método em grandes escalas.

O drone utilizado neste caso, tem uma autonomia de voo de 20 minutos, porém, com a câmera acoplada, este tempo diminui para cerca de 15 minutos, devido ao peso da estrutura. Utilizando-se a altitude de 2m, comprovada eficiente, uma carga da bateria seria o suficiente para varrer centenas de módulos em uma única inspeção.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram apresentadas diversas câmeras comercialmente disponíveis. Através das comparações, percebeu-se que com uma câmera de baixo custo pode-se atingir bons resultados para a detecção de falhas em módulos FV. Câmeras de baixo custo podem facilmente ser empregadas na O&M de instalações fotovoltaicas. Empresas de instalação e manutenção de sistemas FV podem usar tal solução para detectar falhas de transporte, instalação e mau manuseio dos módulos FV que poderão acarretar perdas na produção de energia dos painéis, além disso podem monitorar os sistemas caso ocorra uma diminuição da eficiência entregue ao longo dos anos.

Neste trabalho uma técnica de baixo custo com imagens de eletroluminescência também foi utilizada para detecção de PID no campo, sendo descrita e provada eficiente. Até mesmo com o uso de uma câmera com baixa resolução, as características padrão de PID foram claramente e facilmente detectadas. Alguns outros modelos de câmeras poderiam ter sido utilizados para melhorar os testes, ou seja, além de células totalmente mortas, poderiam detectar outros defeitos nos módulos FV, como pequenas rachaduras e problemas de soldagem. Porém, para o caso específico da detecção de PID, a câmera escolhida apresentou o melhor custo-benefício, detectando as células mortas nas bordas dos módulos FV, característica padrão da PID.

O processo foi validado através das medidas de curvas características dos módulos, mostrando o decréscimo na resistência shunt, tensão de circuito aberto e ponto de máxima potência. Os módulos mais afetados pela PID chegaram a apresentar uma redução de potência que ultrapassa 30% em relação ao módulo mais saudável das strings. Essa é uma redução significativa levando em consideração que o sistema está operando há apenas cinco anos.

É importante que a PID seja detectada o mais cedo o possível pois pode causar grandes danos elétricos e financeiros, afinal, o sistema deixa de entregar a energia requerida. Caso alguma medida não seja tomada, os módulos irão degradar cada vez mais com o tempo, chegando a um ponto que somente a substituição dos módulos será a solução viável. Portanto, o uso de EL com equipamentos de baixo custo é muito relevante, pois torna-se acessível para as mais diversas empresas e é uma maneira relativamente rápida de detecção de PID e outros problemas nos sistemas.

O processo para reversão da PID é um processo demorado, podendo levar anos, dependendo do nível de degradação que o sistema se encontra. Não foi possível realizar o procedimento para reversão de PID,

pois o aparelho que seria utilizado não chegou em tempo hábil para implementação e apresentação de resultados neste trabalho. Porém, foi comprovada na literatura que o método funciona e pode reverter a PID, dependendo do nível de degradação que o sistema apresenta.

O uso de EL de baixo-custo combinado com drones também foi descrito e comprovado eficiente. Foi demonstrado que as mesmas falhas podem ser detectadas por câmeras de altíssima qualidade em um tripé e por aEL. Além da comprovação do método de aEL foi provado que câmeras de baixa qualidade expõem uma considerável eficiência na detecção de falhas. Apesar de uma câmera de melhor qualidade conseguir captar as falhas com maiores detalhes, a atual solução mostrou um bom custo-benefício para a realização de experimentos que podem detectar falhas em grandes usinas, de forma relativamente rápida.

A detecção das falhas nas usinas utilizando ambos os métodos de EL (aEL e câmera de baixo custo + tripé) apresentou algumas dificuldades. Como a obtenção de fotos de EL exige um ambiente que tenha pouca incidência de luz, em campo as imagens foram obtidas durante a noite, dificultando a visualização do arranjo das strings para a conexão à fonte CC, além disso, existe a dificuldade de pilotar o drone no escuro, já que seus LEDs de localização foram tapados com uma fita para que não atrapalhassem o experimento.

A fonte de tensão utilizada em campo, tem uma potência de 6kW, limitando o número de módulos que podem ser conectados em série por vez, além disso, o local onde foi realizado o experimento, apresentava somente uma tomada disponível, com uma limitação de 10 A, tornando-se mais um fator limitador para o número de módulos que poderiam ser energizados de uma só vez.

No geral, as metodologias aqui descritas e testadas se mostraram eficazes na detecção de falhas em usinas FV, demonstrando um bom compromisso entre eficiência e custo. Como sugestão para trabalhos futuros, é sugerido que sejam feitos outros experimentos de aEL em campo para a detecção de PID, tanto em grandes usinas quanto em telhados que possuam instalações FV. Além disso, com a obtenção de uma PID box, é sugerido que experimentos sejam realizados em instalações FV identificadas com PID visando a reversão da degradação. O procedimento deve ser realizado durante a noite, seguindo as instruções do fabricante do produto, afinal, cada modelo de PID box e instalação FV exigem diferentes requisitos e esquemas de conexão para a realização do procedimento para a reversão de PID utilizando um PID box.

Para que o voo com drone se torne cada vez mais seguro, uma sugestão para trabalhos futuros é o uso de um filtro para a luz visível,

permitindo que os LEDs do drone não sejam cobertos por fita isolante, permitindo a localização visual do dispositivo durante todo o voo.

Este trabalho gerou as seguintes publicações:

- Artigo: “PID Detection in Crystalline Silicon Modules Using Low-Cost Electroluminescence Images in the Field” apresentado no Congresso Internacional Asia-Pacific Solar Research Conference que aconteceu em Sydney, Austrália em dezembro de 2018. O estudo recebeu o prêmio de Melhor Artigo na área de Dispositivos Fotovoltaicos.
- Artigo: “Low-Cost Aerial Electroluminescence (aEL) of PV Power Plants” apresentado como pôster durante o 46TH IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 46), em Chicago, Estados Unidos, em junho de 2019.

REFERÊNCIAS

- ADAMS, J., et al. *Non-Stationary Outdoor EL-Measurements with a Fast and Highly Sensitive InGaAs Camera*. Munich: 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2016.
- ASSUNÇÃO, D. H. “DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO CRISTALINO INSTALADOS NO DEE - UFC.” Fortaleza, 2014.
- B&H, Photo e Video. *B&H Photo e Video*. 2019. https://www.bhphotovideo.com/c/product/750052-REG/Sony_DSCWX9_B_DSC_WX9_Digital_Still_Camera.html.
- BENATTO, G. A. D. R., et al. “Development of outdoor luminescence imaging for drone-based PV array inspection.” *Proceedings of the 44th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC*, 2017.
- BHOOPATHY, R., O. KUNZ, T. TRUPKE, M. JUHL, e Z. HAMEIRI. “Outdoor photoluminescence imaging of photovoltaic modules with sunlight excitation.” *Progress in Photovoltaics*, 2017: 69-73.
- BLUESOL. *BlueSol Energia Solar*. 2018. <https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/> (acesso em Fevereiro de 2019).
- CARVALHO, A. L. . C. *Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas*. Belo Horizonte: Departamento de Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.
- COLLI, A. “The role of sodium in photovoltaic devices under high voltage stress: A holistic approach to understand unsolved aspects.” *Renewable Energy*, 2013: v. 60, p. 162–168.
- DEL CUETO, J. A., e S. R. RUMMEL. *Degradation of Photovoltaic Modules under High Voltage Stress in the Field*. San Diego, California.: SPIE Optics and Photonics Conference, 2010.
- DJORDJEVIC, S., D. PARLEVIET, e P. JENNINGS. “Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia.” *Renewable Energy*, 2014: p. 215–221.
- EISSA, M. A., J. SILVA, J. M. SERRA, A. M. BASSIUNY, e K. LOBATO. *Low-cost Electroluminescence System for Infield PV Modules*. Brussels, Belgium: Conference: 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2018.

- FIGUEIREDO, G. *Degradação Induzida por Potencial em Módulos e Instalações Fotovoltaicas de c-Si*. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2017.
- FIGUEIREDO, G., e R. ZILLES. “Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos Fotovoltaicos.” *Revista Brasileira de Energia Solar*, 2015: 128-137.
- FIGUEIREDO, G., M. P. ALMEIDA, A. MANITO, e R. ZILLES. *Alternativa de Baixo Custo para Imagens em Eletroluminescência em Módulos Fotovoltaicos*. Gramado, RS.: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.
- FRAUNHOFER, INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. *PHOTOVOLTAICS REPORT*. Freiburg: PSE Conferences & Consulting GmbH, 2019.
- FRAZÃO, M., J. A. SILVA, K. LOBATO, e J. M. SERRA. “Electroluminescence of silicon solar cells using a consumer grade digital camera.” *Measurement*, 2017: 7–12.
- GREEN, M. A. “Recent developments in photovoltaics.” *Solar Energy*, 2004: Issue 1–3, v.76, p.3-8.
- GREEN, M. A., et al. “Solar cell efficiency tables (Version 53).” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 27, nº 1 (2018).
- GUIMARÃES, A. P. C., C. M. RIBEIRO, BASTOSL. E. G., L. C. G. VALENTE, P. C. SILVA, e L. X. OLIVEIRA. *Manual de engenharia para sistemas*. Rio de Janeiro: CRESESB, 1999.
- HACKE, P., et al. *System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test*. Seattle, Washington.: 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference., 2011.
- HEEGER, A. *Printable Organic Solar Cells - Challenges and Opportunities in Technology Transfer from Lab to Market*. Tóquio - Japão: Nature Photonics Technology Conference - Future Perspectives on Photovoltaics, 2010.
- HOFFMANN, S., e M KOEHL. “Effect of Humidity and Temperature on the Potential-Induced Degradation.” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2012.
- IEA-PVPS. *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME, 2014.
- IEA-PVPS. *Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications*. Report IEA-PVPS T13-10:2018, 2018.

- IEC 62446-1:2016+AMD1:2018, CSV. “Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection.” 2018.
- ILUMEN. *Ilumen*. s.d. <https://www.ilumen.be/en/all-products/pid-box-mini/> (acesso em 2019).
- IRENA. *International Renewable Energy Agency (IRENA)*. 2018. <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16> (acesso em Agosto de 2018).
- KIRSTEN, A. V., et al. *Low-Cost Aerial Electroluminescence (aEL) of PV Power Plants*. 46TH IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC 46), 2019.
- KOCH, S., et al. *Potential Induced Degradation Effects and Tests for Crystalline Silicon Cells*. Colorado.: NREL PV Module Reliability Workshop, 2012.
- KOCH, S., T. WEBER, e S. E. CHRISTIAN. “Outdoor electroluminescence imaging of crystalline photovoltaic modules: comparative study between manual ground-level inspections and drone-based aerial surveys.” *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition) 1736-1740* (2016).
- LEITE, D. S. *Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto: Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia, 2012.
- LUO, W., Y. S. KHOO, V. NAUMANN, D. LAUSCH, S. P. HARVEY, e S. RAMAKRISHMA. “Potential-Induced degradation in photovoltaic modules: a critical review.” *Energy Environ*, 2017: 43-68.
- MACHADO, C. T., e F. S. MIRANDA. “Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão.” *Rev. Virtual Quim.* 7, nº 1 (2015): 126-143.
- MARTÍNEZ-MORENO, F., G. FIGUEIREDO, e E., LORENZO. “In-the-field PID related experiences.” *Solar Energy Materials and Solar Cells* 174, nº Setembro de 2017 (Setembro 2018): 485-493.
- MAZER, J A. *Solar cells. An introduction to crystalline photovoltaic technology*. Netherlands, 1996.
- MORI, V., R. L. C. SANTOS, e L. G. S. SOBRAL. *Metalurgia do silício: processos de obtenção e*. Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2007.

- NASCIMENTO, L., M. BRAGA, R. DOLLA, R. CAMPOS, e R. RÜTHER. “PV Systems in Warm and Sunny Climates: Performance Assessment of Commercially Available Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in the Brazilian Energy Mix.” *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 45th IEEE*, 2018.
- NAUMANN, V., et al. “Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells.” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2014: v. 120, p. 383–389.
- OH, W., S. BAE, S. CHAN, H. LEE, D. KIM, e N. PARK. “Field degradation prediction of potential induced degradation of the crystalline silicon photovoltaic modules based on accelerated test and climatic data.” *Microelectronics Reliability (Microelectronics Reliability)*, 2017: 596–600.
- PARIDA, B., S. INIYAN, e R. GOIC. “A review of solar photovoltaic technologies. .” *Renewable and Sustainable Energy Reviews.*, 2011: Issue 3, v.15, p.1625-1636.
- PINGEL, S., et al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels.” *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 35th IEEE*, 2010: 002817-002822.
- PINGEL, S., S. JANKE, e O. FRANK. *Recovery Methods for Modules Affected by Potential Induced Degradation (PID)*. Berlin: 27th EU-PVSEC, 2011.
- PRIEB, C. W. M. . *Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Brasil: Dissertação deMestrado em Engenharia Mecânica, 2002.
- RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. 2004.
- RÜTHER, R., L. NASCIMENTO, e R. CAMPOS. “Performance assessment issues in utility-scale photovoltaics in warm and sunny climates.” *Renew. Energy Environ*, 2017: 35.
- SMA. *SMA PV OFFSET BOX*. s.d. <http://files.sma.de/dl/15437/PVOFFSETBOX-DEN1444-V10web.pdf> (acesso em abril de 2019).
- SOLAR, SILICON. 2012. <http://www.siliconsolar.com/commercial-solar-cells.html> (acesso em janeiro de 2019).

- Uniube, Fotojornalismo. *Fotojornalismo Uniube*. 2009.
<http://fotojornalismouniube.blogspot.com/2009/11/distancia-focal.html>.
- WAGNER, A. “Peak-Power and Internal Series Resistance Measurement Under Natural Ambient Conditions.” (Proceedings of EuroSun 2000) p. 1–7 (2000).
- ZILLES, R., W. N. MACÊDO, M. A. B. GALHARDO, e S. H. F. OLIVEIRA. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 1. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.