

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais

PPGE3M

AVALIAÇÃO DA DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO  
CRISTALINO EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

José Eduardo Ferreira da Fonseca

Tese de Doutorado

Porto Alegre  
2020

AVALIAÇÃO DA DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILÍCIO  
CRISTALINO EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

por

José Eduardo Ferreira da Fonseca  
MSc. Engenharia de Minas, Metalúrgica e Materiais

Trabalho realizado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais – PPGE3M, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia.

Área de Concentração: Ciência e Tecnologia dos Materiais

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Prof. Dr. Afonso Reguly

Coordenador do PPGE3M

## RESUMO

Esta Tese apresenta diversas modalidades de degradação de materiais que afetam a operação de módulos fotovoltaicos ao longo de vários anos de utilização. Para abordar estes fenômenos foram analisados dois sistemas com diferentes tempos de operação em duas localidades distintas, mas cujos módulos fotovoltaicos têm a mesma tecnologia de fabricação. Uma das instalações tem tempo de utilização de vinte e quatro anos, próximo do limite máximo da vida útil indicada pelos fabricantes, a outra em operação há quinze anos, no período de meia-vida. Foi aplicada uma metodologia para detectar os diferentes modos de degradação, buscando-se observar os problemas que surgem durante o ciclo de operação das instalações. Foram utilizadas técnicas de termografia, ensaios de curva I-V e imagens de eletroluminescência para investigar os defeitos que ocorreram pela exposição dos sistemas aos longos períodos de operação citados. Os principais defeitos generalizados encontrados foram o escurecimento e as delaminações do encapsulamento das células, influenciando a deterioração da camada antirreflexiva. Apesar dos modos de degradação observados, é possível indicar que os sistemas ainda continuam dentro de expectativa de boa operação, com degradação média em potência entre 0,4% e 0,7% ao ano.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos conectados à rede; modos de degradação de módulos fotovoltaicos; taxa de degradação em módulos fotovoltaicos.

## ABSTRACT

This Thesis presents several modalities of degradation of materials that affect the operation of photovoltaic modules over several years of use. To address these phenomena we analyzed two systems with different operating times in two different locations, but whose photovoltaic modules have the same manufacturing technology. One of the installations has a service life of twenty-four years, close to the maximum life limit stated by the manufacturers, the other has been in operation for fifteen years, i.e., in the half-life. A methodology was applied to detect the different degradation modes, seeking to observe the problems that arise during the operation cycle of the facilities. Thermography techniques, I-V curve tests and electroluminescence images were used to investigate the defects that occurred by exposing the systems to the long periods of operation as mentioned. The main generalized defects found were the darkening and delaminating of cell encapsulation, influencing the deterioration of the antireflective layer. Despite the degradation modes observed, it is possible to indicate that the systems still remain within the expectation of good operation, with average degradation between 0.4% and 0.7% per year.

Keywords: grid-connected photovoltaic systems; degradation modes; degradation rate

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

$\alpha$	coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura
$\beta$	coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura; utilizado também para indicar ângulo de inclinação em relação à horizontal
$\gamma$	coeficiente de variação da máxima potência com a temperatura
$\mu$	média
$\sigma$	desvio padrão
AM	massa de ar
AR	antirreflexiva, da camada antirreflexiva
a-Si	silício amorfo
BSF-Al	<i>aluminum back surface field</i> ; campo retrodifusor de alumínio
C	capacitância
CdTe	telureto de cádmio
Cfa	Clima temperado úmido com verão quente
CIEMAT	Centro De Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas
CIGS	disseleneto de cobre e índio e gálio
CIS	disseleneto de cobre e índio
Csa	clima mediterrâneo com verão quente

c-Si	silício cristalino
EL	eletroluminescência
EVA	<i>ethylene-vinyl acetate</i> ; acetato de etil vinila
<i>FF</i>	fator de forma
<i>G</i>	irradiância
$G^*$	irradiância na condição padrão, ou seja, 1000 W/m <sup>2</sup>
<i>I</i>	corrente elétrica
$I_0$	corrente de saturação reversa do diodo no escuro
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> ; Comissão Eletrotécnica Internacional
IES	Instituto de Energia Solar Da Universidade Politécnica de Madrid
$I_{fg}$	corrente fotogerada
$I_{MP}$	corrente de máxima potência
$I_{MP}$	corrente de máxima potência
$I_{SC}$	corrente de curto-circuito
I-V	característica tensão corrente do dispositivo fotovoltaico
<i>k</i>	constante de Boltzmann
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul
LID	<i>light induced degradation</i> ; degradação induzida por luz
mc	multicristalino
m-Si	silício monocristalino

$n$	fator de idealidade do diodo
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> ;
$N_s$	número de células em série no módulo
PERC	<i>passivated emitter rear cell</i>
PET	tereftalato de polietileno
PID	<i>potential induced degradation</i> ; degradação induzida pelo potencial
$P_M$	potência nominal do equipamento
p-Si	silício multicristalino
PT100/PT1000	sensor de temperatura
P-V	característica de potência do dispositivo fotovoltaico
PVF	fluoreto de polivinila
$q$	carga de um elétron
REFF	módulo referência
$R_{ISO}$	resistência de isolamento
$R_P$	resistência paralela
$R_S$	resistência série
STC	<i>standard test conditions</i> ; condição padrão de ensaio
$T$	temperatura absoluta de célula
$T_c$	temperatura de operação dos módulos (indicada em °C)
$t_c$	tempo de carga do capacitor
$TiO_x$	óxido de titânio
UFRGS	Universidade Federal do Rio grande do Sul

UPM	Universidad Politécnica de Madrid
UR	umidade relativa
UV	ultravioleta
$V$	tensão elétrica
$V_{MP}$	tensão de máxima potência
$V_{OC}$	tensão de circuito aberto
CI1	módulo inferior do arranjo central na posição 1
CI6	módulo inferior do arranjo central na posição 6
CS3	módulo superior do arranjo central na posição 3
LI6	módulo inferior do arranjo leste na posição 6
LS1	módulo superior do arranjo leste na posição 1
OI1	módulo inferior do arranjo oeste na posição 1



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	7
2.1 Composição das células fotovoltaicas .....	8
2.2 Módulos Fotovoltaicos .....	9
2.3 Modelos físicos de conversão dos dispositivos fotovoltaicos .....	13
2.4 Caracterização dos parâmetros operacionais de módulos fotovoltaicos .....	14
2.5 Estabilidade e confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos.....	17
2.6 Testes de degradação acelerada em dispositivos fotovoltaicos.....	18
2.7 Modelos de degradação nos módulos.....	21
2.7.1 Modelos de taxa de degradação.....	21
2.7.2 Modelo de degradação por ultravioleta .....	23
3. DEGRADAÇÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS .....	24
3.1 Modos de degradação associados .....	28
3.1.1 Degradação do encapsulante .....	31
3.1.2 Células Trincadas .....	38
3.1.3 Degradação da camada antirreflexiva.....	39
3.1.4 Poeira e sujeira.....	40
3.1.5 Ruptura de interconexões entre células .....	40
3.1.6 Caixa de conexão de diodos .....	40
3.1.7 <i>Hot-spots</i> .....	41
3.1.8 PID.....	44
3.1.9 LID .....	46
3.2 Interferência ambiental na degradação .....	47

4.	METODOLOGIA.....	50
4.1	Análise do comportamento elétrico.....	52
4.2	Segurança elétrica do isolamento dos módulos.....	53
4.3	Termografia.....	54
4.4	Eletroluminescência.....	54
4.5	Análise visual.....	55
4.6	Geradores caracterizados.....	56
4.6.1	Gerador fotovoltaico em Madri.....	56
4.6.2	Gerador fotovoltaico em Porto Alegre.....	59
5.	DEGRADAÇÃO DE UM GERADOR APÓS 24 ANOS DE OPERAÇÃO.....	63
5.1	Caracterização do módulo de referência.....	64
5.2	Análise do comportamento elétrico e instrumentação.....	65
5.2.1	Avaliação de efeitos capacitivos no módulo de referência.....	67
5.2.2	Procedimentos de calibração do módulo de referência.....	68
5.3	Caracterização elétrica dos módulos do gerador.....	73
5.4	Testes de isolamento elétrico.....	78
5.5	Eletroluminescência.....	80
5.6	Inspeção visual.....	81
6.	DEGRADAÇÃO DE UM GERADOR APÓS 15 ANOS DE OPERAÇÃO.....	89
6.1	Análise do comportamento elétrico.....	90
6.2	Testes de isolamento elétrico.....	94
6.3	Avaliação termográfica.....	95
6.4	Eletroluminescência.....	96
6.5	Inspeção visual.....	100
7.	CONCLUSÕES.....	106
8.	REFERÊNCIAS.....	108

## 1. INTRODUÇÃO

A energia produzida a partir de fontes renováveis já apresenta grau de desenvolvimento e competitividade suficiente para atuar como alternativa no sentido de diminuir o consumo de combustíveis fósseis. Alguns países da Ásia e da União Européia recentemente aprovaram leis prevendo a extinção de veículos movidos a combustíveis derivados do petróleo. Fontes limpas devem suprir a demanda por energia. É importante frisar que, apesar de maiores preocupações com as mudanças climáticas e independentemente do cenário político, devido ao crescimento populacional, o consumo energético segue aumentando anualmente. Fontes mais limpas devem diminuir vulnerabilidades causadas pelo consumo de petróleo no atual contexto energético. Promovendo-se assim a redução de emissão de gases de efeito estufa, além da diversificação do mercado de energia, que mesmo no ano de 2020 ainda sofre grandes instabilidades, fortemente influenciadas pelos países e conglomerados que detêm os maiores volumes de petróleo.

A medida que o crescimento econômico vem acompanhado do consumo energético, em um contexto onde se busca por fontes renováveis de energia, o Brasil apresenta uma situação favorável, pois a geração depende basicamente de fontes hidrelétricas. No entanto, nos últimos anos poucos investimentos foram realizados na ampliação dessas fontes para suprir a crescente demanda. A potência das instalações fotovoltaicas brasileiras já supera 4 GWp acumulados. A partir do ano de 2017 a participação dos sistemas fotovoltaicos tornou-se mais perceptível na matriz energética do país, com o importante papel de diversificar as fontes renováveis, ajudando a diminuir os recentes impactos causados por períodos prolongados de estiagem e falta de investimentos nas fontes hidrelétricas.

O Brasil situa-se entre zonas tropicais e subtropicais, onde coexistem biomas semiáridos como a caatinga e a úmida floresta Amazônica. A diversidade ecológica é um importante patrimônio a ser preservado. Por isso, apresentam-se diferentes condições climáticas de operação para os sistemas fotovoltaicos com diferentes desafios ambientais para o desenvolvimento sustentável.

Ao redor do mundo, a potência das instalações fotovoltaicas supera os 500 GWp e possui grandes expectativas de crescimento. Pode-se afirmar que a modularidade e a viabilidade de construir pequenas instalações são fatores importantes para a adaptação e o surgimento de cidades cada vez mais sustentáveis. Com as instalações fotovoltaicas, a energia pode ser produzida junto aos grandes consumidores, os centros urbanos. Áreas com clima seco e desértico, também podem ser beneficiadas por apresentarem características favoráveis para instalação de usinas, como por exemplo, baixa umidade, altos níveis de radiação solar e poucos dias nublados durante o ano meteorológico. Aspectos que, somados ao baixo custo de manutenção e vida útil dos sistemas, que supera os vinte e cinco anos, apontam a energia solar fotovoltaica como um ótimo investimento para diferentes aportes financeiros.

Para que um projeto de uma instalação fotovoltaica tenha uma estimativa de retorno correta, é importante conhecer a influência da degradação dos módulos fotovoltaicos sobre a capacidade de geração do sistema. Estudos da degradação nos módulos fotovoltaicos expostos às condições climáticas que alteram suas características cumprem o papel de fornecer informações que auxiliam na precisa projeção do retorno de investimentos. Experimentos de degradação acelerada em módulos fotovoltaicos são normatizados e comumente realizados. Com estes é possível quantificar e reproduzir falhas. Existem, no entanto, efeitos que somente podem ser constatados quando os módulos estão expostos as condições reais de operação (SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011).

Os principais mecanismos que atuam na degradação são causados pela exposição do módulo à umidade, radiação UV e estresse térmico. O grau de degradação pode pronunciar-se de diferentes formas, dependendo da severidade e interação destes fenômenos. Além de afetar o comportamento elétrico dos dispositivos fotovoltaicos, a degradação pode causar instabilidade dos componentes do módulo.

A degradação tem influência direta na potência entregue ao sistema, acarretando na diminuição da energia convertida com o passar dos anos. A taxa média de degradação da potência de módulos de silício cristalino normalmente situa-se entre 0,5% e 0,8% por ano (JORDAN; KURTZ, 2016). Apesar da origem estatística destes valores, alguns estudos apresentam perdas médias maiores, na ordem de 1%, ou até mesmo 2% em casos mais específicos. Acredita-se que estas perdas não devem ser lineares. A degradação deve se

pronunciar mais fortemente durante o surgimento de algum problema no módulo. Como por exemplo, casos de células defeituosas ou ainda durante os últimos anos de operação dos sistemas, com a integridade do isolamento do circuito comprometido. Geralmente é garantido pelos fabricantes que a variação sobre a potência nominal não supere os 10% para o período de 10 a 12 anos, para o período de 20 a 25 anos este valor de perda não deve superar os 20%. No entanto, devido ao cenário atual de forte penetração desta tecnologia e às distintas possibilidades para sua utilização, mais estudos são necessários no sentido de avaliar os diferentes efeitos da ação ambiental nos sistemas.

### Justificativa

A ocorrência da degradação dos módulos em campo é um tema atual e lidar com os diferentes modos de degradação ainda é uma atividade pouco explorada. Há vários sistemas que operam além do tempo de expectativa (CHANDEL et al., 2015; TANG et al., 2006). O desenvolvimento e estabelecimento de métodos de detecção preventiva e mitigação dos fenômenos de degradação auxilia no aprimoramento da confiabilidade dos módulos fotovoltaicos e atua evitando perdas de desempenho nas instalações fotovoltaicas, aperfeiçoando seu desempenho.

O custo dos materiais que compõe o módulo é um fator importante, pois impacta no preço final do módulo, implicando nos custos de energia produzida, logo, também deve ser observado (CZANDERNA; PERN, 1996). A melhora do desempenho é desejável em qualquer sistema de produção de energia e não seria diferente com uma fonte intermitente. Retardar ao máximo a degradação natural através da melhoria dos materiais que constituem o módulo fotovoltaico é um desafio constante para fabricantes de equipamentos. O presente estudo fornece informações sobre a ação da degradação dos materiais que compõem o módulo fotovoltaico.

### Objetivo

O objetivo desta Tese é identificar diferentes tipos de degradação nos módulos fotovoltaicos de silício cristalino em dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede e analisar o impacto desta degradação sobre a produção de energia elétrica ao longo do tempo. Pretende-se alcançar este objetivo através de uma análise de dois geradores em diferentes localidades,

caracterizando-se os principais efeitos da exposição aos ambientes de módulos fotovoltaicos de c-Si da marca Isofotón em diferentes climas. As localidades caracterizam-se por particularidades em relação ao índice pluviométrico, temperatura média, irradiação anual, etc., destacando-se as diferenças de umidade relativa.

As situações onde há maior nível de umidade e calor são consideradas as condições de operação mais extrema para os sistemas fotovoltaicos (KÖNTGES et al., 2014; WOHLGEMUTH; KURTZ, 2011; ZHU et al., 2016). Com isso, a importância do estudo é reafirmada. Além do mais, traçar um paralelo da interferência climática sobre os possíveis modos de degradação ainda é um campo ativo de pesquisa, demonstrando a relevância do projeto.

### Objetivos específicos

- Acompanhar o desempenho geral de duas instalações e comparar a evolução dos parâmetros elétricos operacionais de dispositivos fotovoltaicos ao longo do tempo;
- Caracterizar individualmente uma amostragem de módulos fotovoltaicos destas instalações;
- Selecionar e aplicar técnicas de análise e avaliação de qualidade dos módulos;
- Determinar os prováveis motivos da degradação operacional dos módulos nos sistemas;
- Aprimorar a qualidade da avaliação da degradação utilizando comparação entre os parâmetros de cada módulo em diferentes períodos;
- Aplicar um conjunto de técnicas para fornecer uma metodologia capaz de indicar o estado da degradação de geradores.

### Conteúdo das seções

Nas seções 2.1 e 2.2, as principais características físicas de dispositivos serão apresentados. As garantias estipuladas pelos fabricantes serão exemplificadas, demonstrando-se a importância de ensaios em campo para precisa determinação do ciclo de operação dos equipamentos. A seção 2.3 aborda aspectos básicos dos modelos físicos de conversão

energética, necessários para introduzir os principais parâmetros operacionais, avaliados na análise do comportamento elétrico dos sistemas fotovoltaicos. Na seção 2.4 são apontadas as condições padrão para os ensaios, bem como outras importantes particularidades dos testes de módulos. Nesta seção, explicam-se importantes processos para caracterização. Os parâmetros obtidos com a curva I-V são identificados.

O tema da seção 2.5 é a confiabilidade e constitui-se de informações para estabelecer conceito da taxa de degradação, estimada como decréscimo percentual da potência. Outro tema importante apresentado é o conceito de *modo de degradação*, limitando a utilização do termo *falha* em dispositivos fotovoltaicos. Reafirma-se a importância do presente trabalho sob o ponto de vista da interação da operação dos sistemas fotovoltaicos com diferentes ambientes de operação. Os testes em condições reais devem cumprir papel de estabelecer estimativas mais precisas de produção, promovem o melhor entendimento de possíveis problemas no sistema instalado. Efeitos que não se pronunciam nas condições de testes aceleradas devem ser observados, estabelecendo-se a relação apropriada das condições reais com a condição simulada. Na seção 2.6 são demonstrados alguns ensaios típicos destas condições aceleradas de testes e como estes ensaios afetam o comportamento dos módulos, sujeitos às degradações aceleradas.

Para a seção 2.7 são apresentados modelos físicos que traduzem os mecanismos de degradação. O ensaio de degradação acelerada em condições de calor úmido, pronunciando escurecimento e corrosão além da degradação causada pelo ultravioleta, exemplifica os modelos estabelecidos. Nesta seção elucidam-se demais questões acerca das taxas de degradação dos módulos e possíveis comportamentos em longo prazo.

No capítulo 3 apresenta-se a discussão de diferentes trabalhos que estudam o desempenho dos módulos fotovoltaicos. As diferenças na degradação dos módulos e sistemas são discutidas. O conceito de *mismatch* é abordado, demonstrando-se que maior degradação em um módulo pode afetar todo um sistema. A não uniformidade na degradação deve ser considerada e deve causar maiores perdas. Neste capítulo indica-se a ação da degradação que afeta os diferentes parâmetros da curva I-V. Com muitos anos de operação, a exposição à umidade, radiação ultravioleta e ao estresse térmico causam diferentes modos de degradação. Estes modos são descritos detalhadamente nesta seção. A literatura recente começou a

descrever os principais defeitos encontrados em campo. Estabelecer todos os principais mecanismos relatados em instalações fotovoltaicas, a origem das degradações e a consequente interação dos diferentes modos ainda é um campo ativo de pesquisa. Na bibliografia, os trabalhos reafirmam a importância e atualidade do estudo, apontando que determinados modos de degradação são mais frequentes em determinadas instalações, necessitando-se mais dados para distintas condições de operação.

O capítulo de metodologia tem por objetivo fornecer ferramentas que corroborem com a análise dos sistemas. Os capítulos consecutivos seguem a construção de conceitos propostas até o momento, com devida discussão preliminar. Nos capítulos 5 e 6, são apresentados os resultados da degradação de dois geradores localizados em Madri e Porto Alegre, respectivamente com 24 e 15 anos de operação. No capítulo 7 são esboçadas as conclusões realizadas a partir da análise das informações coletadas nos resultados.



## 2. TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nos últimos anos, a conversão fotovoltaica tornou-se uma alternativa capaz de atuar diversificando a matriz de recursos energéticos. Sistemas fotovoltaicos causam mínimo impacto ambiental para produção de energia. A emissão de poluentes está associada à produção industrial e ao final do ciclo de operação, ou seja, ao descarte do resíduo eletrônico. O gasto crítico de energia concentra-se na fabricação das células de silício cristalino. Os módulos contêm altas concentrações de importantes materiais, como por exemplo: silício, prata, estanho, cobre... Para devido descarte deve ser considerado tanto um material valioso, pela rica concentração destes elementos químicos, quanto um resíduo perigoso, pela presença de metais.

Os módulos fotovoltaicos convertem radiação solar em energia elétrica. A conversão acontece pelo efeito fotovoltaico, um fenômeno quântico que ocorre em alguns materiais submetidos à dopagem, tipicamente realizada no silício. Devido ao uso em dispositivos eletrônicos, o silício é um material amplamente utilizado. É o segundo elemento mais abundante na superfície terrestre.

Pelo mundo, a potência fotovoltaica instalada até o final do ano de 2019 superou 500 GWp. A China é líder mundial em produção industrial e acumula o maior valor de potência instalada em seu território. Na China encontram-se os maiores parques e a potência das instalações supera 175 GWp, ou seja a capacidade de potência instalada é na mesma ordem do consumo brasileiro. A Alemanha é o país com maior potência instalada per capita: 548 W e 50 GWp acumulados, abastecendo 8% da energia elétrica (IEA, 2019; REN21, 2018; SPA, 2018).

A produção das células para módulos fotovoltaicos é dividida em três grandes grupos tecnológicos. Do primeiro grupo fazem parte os dispositivos com células de silício cristalino (c-Si), subdividindo-se em silício monocristalino (m-Si) e silício multicristalino (p-Si). A tecnologia do silício fotovoltaico iniciou-se na metade do século XX, visando suportar aplicações espaciais. Os equipamentos produzidos com silício cristalino são considerados robustos e confiáveis.

O segundo grupo tecnológico de células fotovoltaicas é comercialmente denominado de filmes finos, comumente referidos como células de segunda geração, e subdivide-se nas seguintes tecnologias de célula: telureto de cádmio (CdTe), silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre e índio e gálio (CIGS). Apesar de disponíveis em escala industrial, estas tecnologias são pouco difundidas, justamente pela consolidação do c-Si. A vantagem em relação às células da primeira geração é a menor quantidade de material semiconductor utilizado. Todavia, observa-se que nos últimos anos (2016-2019) algumas tecnologias de módulos de filmes finos podem ter a mesma eficiência observada no c-Si, ou seja, deve haver evoluções significativas para a tecnologia dos filmes finos. Ainda tratando-se da disponibilidade dos filmes finos no mercado, a única tecnologia de células concorrente ao c-Si que ocupa fatia relevante é o CdTe.

Outras tecnologias de célula estão sendo desenvolvidas, subdividindo-se nas seguintes cadeias: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração, células sensibilizadas por corante e células orgânicas ou poliméricas. Apesar de ainda não apresentarem potencial competitivo com as outras tecnologias disponíveis, despontam como promissoras, apresentando recordes de eficiência e um segmento produtivo alternativo.

## 2.1 Composição das células fotovoltaicas

Devido ao escopo do trabalho, esta seção tem por objetivo apresentar sucintamente o componente mais básico da conversão fotovoltaica. As células podem ser de diferentes tipos e formatos dependendo do fabricante e das tecnologias disponíveis.

Células com campo retrodifusor de alumínio, também conhecidas como BSF-Al (do termo inglês *Aluminum Back Surface Field*) sendo ainda as mais produzidas, foram pioneiras em escala industrial. Alguns trabalhos exploram detalhadamente os processos envolvidos na fabricação de células (CRESTANI; ZANESCO; MOEHLECKE, 2017; GREEN, 2015). No entanto, é importante observar e ressaltar que as próprias técnicas de confecção de célula podem interferir nos fenômenos que causam degradação. Um claro exemplo de perda de propriedades ocorrido especialmente sobre uma tecnologia específica de célula é o mc-PERC LID (*light induced degradation*), afetando as células do tipo PERC de p-Si com o emissor e contato posterior passivado (LUKA; HAGENDORF; TUREK, 2016). Este fenômeno de degradação induzida pela ação da radiação é comumente relatado na tecnologia dos filmes

finos (COSTA, 2019). Existem variadas tecnologias de célula e, por possuírem distintas configurações e processamentos para manufatura, estas devem apresentar diferentes fenômenos que afetam suas propriedades.

A Figura 2.1 mostra a representação em seção do topo da célula BSF-Al, face de incidência de radiação à superfície superior da célula com as seguintes partes componentes do dispositivo: camada serigráfica de prata (usualmente referido como trilhas), camada antirreflexiva, junção PN (formada pelas camadas superficial: com o emissor, pela deposição do boro resultando na dopagem tipo p; e o silício base n, dopado com fósforo), campo retrodifusor e camada de serigráfica de alumínio (CRESTANI; ZANESCO; MOEHLECKE, 2017).

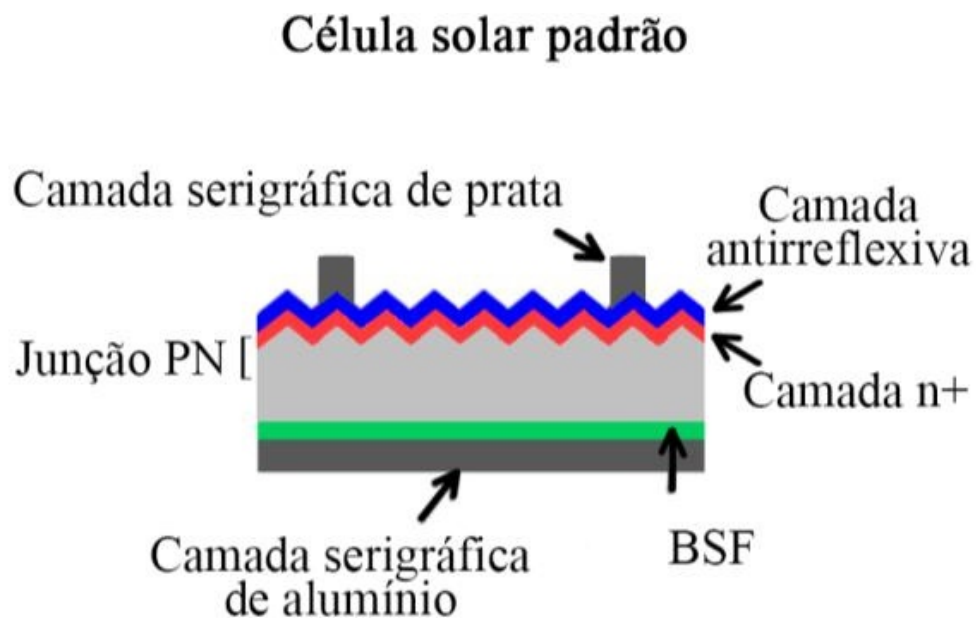


Figura 2.1 Diagrama esquemático simplificado de uma célula solar com campo retrodifusor de alumínio.

## 2.2 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo tem suas células associadas eletricamente e encapsuladas. Cada célula de silício cristalino opera com a tensão de 0,6 V aproximadamente. Geralmente, os módulos comerciais se apresentam em um padrão de 60 e 72 células, variando a potência de saída. No mercado atual encontram-se módulos de configuração meia-célula, efetivamente 120 e 144 células, diminuindo a corrente nos contatos elétricos. A tensão destes módulos dispõe-se na

faixa de 45 V de  $V_{OC}$  (tensão de circuito aberto, valor que depende do número de células associadas). A  $I_{SC}$  (corrente de curto-circuito) na faixa entre 8 A e 10 A. A maior parte dos módulos de silício cristalino é produzida neste formato, porém existem módulos constituídos por conjuntos de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo. A associação depende dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) mais adequados à aplicação do módulo. Estas células são soldadas em tiras. Depois as células são encapsuladas, com finalidade de protegê-las e proporcionar uma melhor resistência mecânica ao módulo fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

As principais propriedades desejadas nos materiais encapsulantes para módulos fotovoltaicos incluem alta transparência óptica sobre o espectro solar, boa adesão, proteção contra umidade, suporte mecânico e alívio de tensões. A durabilidade e manutenção do desempenho ao longo da vida útil do módulo são fundamentais. O encapsulante influenciará estes requisitos chave (CZANDERNA; PERN, 1996)

O encapsulamento é constituído de um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA, do inglês *Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado para a radiação ultravioleta (UV), células fotovoltaica, EVA estabilizada, e um filme posterior isolante. Este filme é uma combinação de polímeros tais como fluoreto de polivinila (PVF ou Tedlar®), tereftalato de polietileno (PET), dentre outros. O processo de laminação é realizado a temperaturas de 120 °C a 150 °C, quando o EVA torna-se líquido e as eventuais bolhas de ar geradas são eliminadas. No processo seguinte, é realizada a cura do EVA, que proporciona uma maior durabilidade ao módulo fotovoltaico. Após este processo, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas e o módulo fotovoltaico está finalizado (PINHO; GALDINO, 2014, p 132).

A Figura 2.2 exibe um esquema ilustrando os componentes constitutivos de um módulo fotovoltaico com células de c-Si. É possível observar que as células são envolvidas pelo EVA. Na parte frontal, o encapsulamento é protegido pelo vidro. Na parte posterior o filme posterior habitualmente referido pelo nome comercial Tedlar® (ou mais raramente composto de outros materiais) oferece as características necessárias de isolamento e proteção. Apesar das diferentes tecnologias e formatos, pode-se afirmar que a grande maioria dos módulos já produzidos apresenta-se nas configurações descritas.

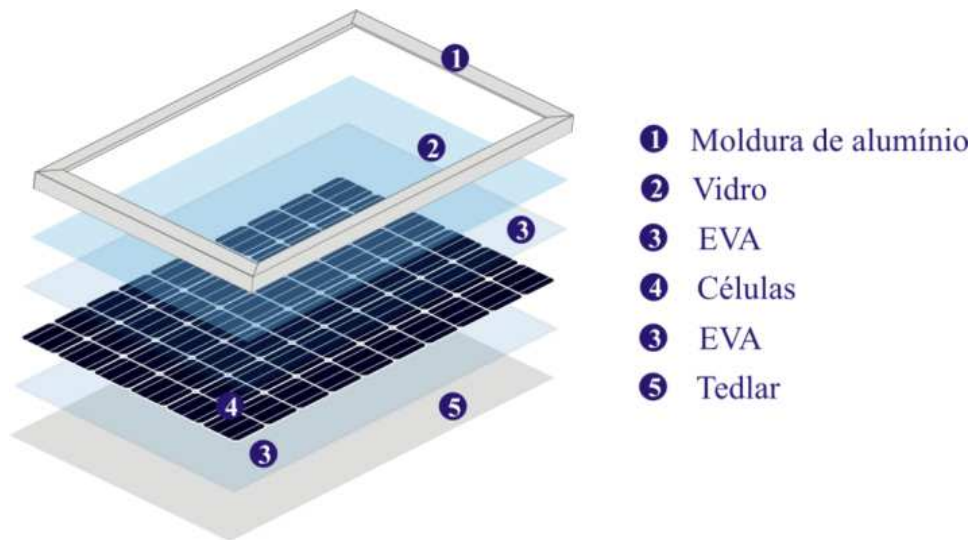


Figura 2.2 Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.

Os materiais utilizados no encapsulamento dos módulos apresentam funções básicas:

(a) Proporcionar posicionamento e suporte estrutural para o circuito de células durante os processos de fabricação, manuseio, armazenamento, transporte, instalação e operação.

(b) Estabelecer o acoplamento ótico entre a célula e a radiação solar incidente dentro de uma região espectral definida, com transmitância de pelo menos 90% e uma perda inferior a 5% após 20 anos.

(c) Proporcionar e manter o isolamento físico das células solares e dos componentes do circuito dos fatores externos de degradação, ocasionados por diferentes ambientes (por exemplo, elementos ou compostos reativos, sujeira, granizo, ambientes salinos e aves).

(d) Efetuar e manter estável o isolamento elétrico do circuito das células durante todo o ciclo do módulo, tanto sob o ponto de vista de operação quanto sob o de segurança, tendo em mente que as tensões de trabalho podem superar 1 kV (CZANDERNA; PERN, 1996).

Fabricantes de módulos de silício cristalino garantem os seus produtos operantes com um rendimento mínimo durante 25 anos. Contra defeitos de fabricação, são geralmente garantidos por no máximo dez anos. Assim, em caso de defeitos ou desempenho insuficiente, os módulos fotovoltaicos devem ser substituídos pelo fornecedor, cobertos pelos certificados de garantia (KÖNTGES et al., 2014).

A potência dos módulos fotovoltaicos de c-Si tende a diminuir com o passar dos anos a partir da sua instalação em campo. Normalmente é garantida uma potência de pico (Wp) mínima de 90% da potência nominal para o período dos 10 a 12 primeiros anos de operação. Para o período de 20 a 25 anos este valor de potência é indicado como 80% da inicial (G1 na Figura 2.3). Os termos relativos à degradação de potência para certificados de garantia podem variar de acordo com o fabricante. Atualmente existem poucos geradores que trabalham há mais de 20 anos. Também existem poucos fabricantes de módulos que estão no mercado há mais de 20 anos. A Figura 2.3 demonstra diferentes formas de garantias sobre a potência de módulos, levando em consideração a degradação com o tempo: além do padrão de degradação já citado (G1), a Figura 2.3 exhibe fabricantes que garantem 95% da potência nominal por cinco anos pelo menos, durante 12 anos 90%, durante 18 anos 85% e durante 25 anos 80% (G2 na Figura 2.3), ainda em outra forma de garantia, há fabricantes que garantem degradação linear de 0,7 a 0,8% anuais durante 25 anos (indicado pela reta G3 na Figura 2.3) (JORDAN; KURTZ, 2016; PINHO; GALDINO, 2014)

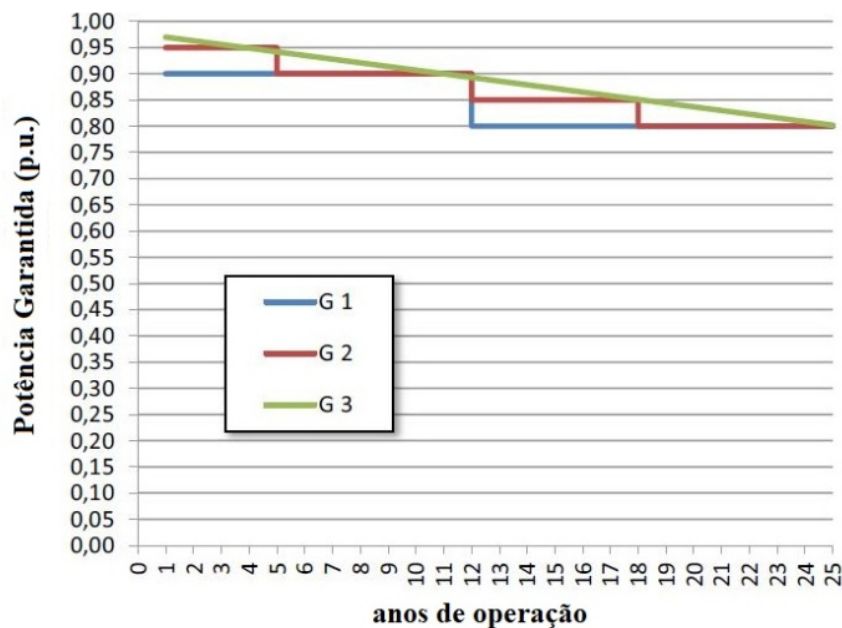


Figura 2.3 Degradação máxima de módulos, de acordo com três formas de garantia: G1: 90% sobre a potência nominal em até 12 anos e 80% em até 25 anos; G2: 95%-5 anos, 90%-12 anos, 85%-18 anos e 80%-25 anos; G3: 3% no primeiro ano e uma queda de no máximo 0,7% por ano até 25 anos. A área sob as curvas é proporcional à geração de energia, observa-se então que a área sob G3 é maior que as demais (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.3 Modelos físicos de conversão dos dispositivos fotovoltaicos

Existem diversos modelos matemáticos que descrevem a física da conversão de energia solar em energia elétrica. A utilização destes depende das informações disponíveis e da precisão desejada.

Pela teoria de semicondutores, uma célula fotovoltaica é designada como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Este modelo não é o mais correto porque demasiada simplificação não descreve o real desempenho das células. Para incorporar a ação das resistências dos contatos elétricos e dos materiais que compõem as células, adiciona-se ao circuito o efeito da resistência série ( $R_s$ ), obtendo-se então o modelo de um diodo de quatro parâmetros. A ação da resistência paralela ( $R_p$ ) representa caminhos alternativos para os elétrons e lacunas livres gerados pela radiação solar. A melhor representação do comportamento de módulos fotovoltaicos deve incluir o efeito de resistência paralela, principalmente devido à associação de células. Assim, o circuito equivalente do módulo é dado pela Figura 2.4 (RUSCHEL, 2019).

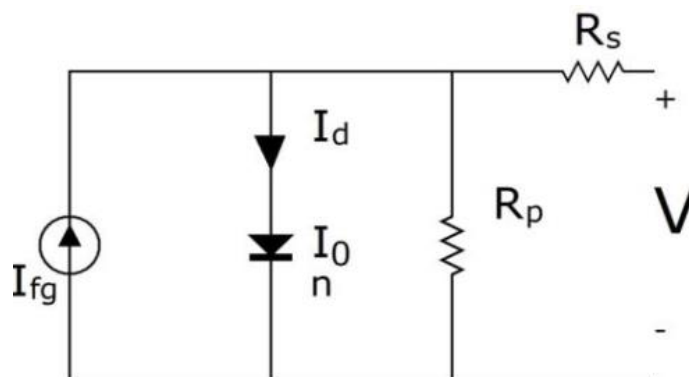


Figura 2.4 Circuito do modelo de um diodo de cinco parâmetros.

O modelo de um diodo de cinco parâmetros traduz os importantes aspectos físicos da curva I-V (corrente vs. tensão) de um módulo fotovoltaico. A complexidade na definição dos parâmetros que descrevem o modelo justifica-se pela incorporação dos fenômenos físicos envolvidos. Segundo o modelo apresentado, a relação que descreve a curva I-V para um módulo fotovoltaico é dada pela equação 1:

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

na equação 1, a corrente  $I$  apresenta-se em função de:  $I_{fg}$  que representa a corrente fotogerada,  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo no escuro,  $q$  é a carga de um elétron,  $V$  representa a tensão na célula (em volts),  $N_s$  o número de células em série no módulo,  $n$  é o fator de idealidade do diodo,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura absoluta de célula,  $R_s$  o valor de resistência série e  $R_p$  resistência paralela (RUSCHEL, 2019).

Os modelos matemáticos têm distintos níveis de complexidade, considerando diferentes fenômenos físicos de operação. Enquanto os modelos de diodos se propõem a descrever o comportamento de células fotovoltaicas pela teoria dos semicondutores, o modelo de máxima potência é baseado em relações lineares que podem ser obtidas empiricamente. A potência fornecida pelos módulos é aproximadamente linear (em grande parte da sua faixa de operação) com a irradiância. Portanto, o modelo mais simples para representar a variação de potência utiliza desta premissa. O efeito da temperatura (no caso específico o aumento) que causa redução na eficiência de conversão, também afeta linearmente a potência, seguindo o coeficiente de variação com a temperatura  $\gamma$  (fornecido pelos fabricantes dos módulos) que pode ser obtido empiricamente. O modelo descrito apresenta-se matematicamente segundo a equação 2 (PINHO; GALDINO, 2014):

$$P = \frac{G_{ef}}{G^*} P_{nom} [1 + \gamma (Tc - 25)] \quad (2)$$

onde  $G_{ef}$  é a irradiância efetiva e se entende como a irradiância que atinge o módulo;  $G^*$  é a irradiância na condição padrão, ou seja, 1000 W/m<sup>2</sup>;  $\gamma$  é o coeficiente de variação da potência com a temperatura dentro do intervalo desejado;  $P_{nom}$  a potência nominal do módulo ( $P_M$ );  $Tc$  a temperatura de operação dos módulos (indicada em °C) e  $P$  a potência resultante para tais condições.

#### 2.4 Caracterização dos parâmetros operacionais de módulos fotovoltaicos

Algumas características operacionais, que geralmente são os parâmetros elétricos, são obtidas empiricamente quando os módulos estão expostos a determinadas condições de



referência de medição, chamadas de condições padrão de medida (abreviada como STC, do termo em inglês *Standard Test Conditions*). Assume-se que a condição padrão basicamente contempla estados específicos de temperatura de célula e radiação. Para atender a condição padrão, a radiação deve encontrar-se dentro de adequada faixa espectral (1,5 AM) e irradiância ( $G$ , definida como a intensidade de radiação solar incidente na superfície perpendicular de  $1000 \text{ W/m}^2$ ) à temperatura de  $25^\circ\text{C}$ . Os fabricantes disponibilizam estes dados, que revelam importantes informações de módulos (como a potência, tensão, corrente, etc...), na forma de fichas técnicas. No entanto, em contextos reais de operação, as condições de referências praticamente não ocorrem naturalmente, e mesmo em condição controlada, são difíceis de serem atingidas. Na verdade, mesmo que a temperatura do ar aponte os determinados  $25^\circ\text{C}$ , a temperatura de célula do módulo em operação superará este valor por mais 10, 20 ou até mesmo mais de  $30^\circ\text{C}$ . Exatamente pelos motivos referidos, também é usual indicar-se a temperatura nominal de funcionamento (do termo inglês *Nominal Operating Cell Temperature*, NOCT, dados igualmente fornecidos pelos fabricantes em suas fichas técnicas). Define-se NOCT como a condição de temperatura de célula atingida quando as condições de operação apontam irradiância de  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura do ar em  $20^\circ\text{C}$  e velocidade do vento  $< 2\text{m/s}$  (IEC 60891, 1992).

A Figura 2.5 apresenta em azul a curva I-V de um módulo fotovoltaico de p-Si. A linha negra representa a curva de P-V, com a qual se pode observar o ponto de inflexão na máxima potência ( $P_M$ ). A curva foi obtida experimentalmente sob condição de céu aberto, irradiância em  $990 \text{ W/m}^2$  e temperatura medida no módulo em  $24,4^\circ\text{C}$ . Sob tais condições os parâmetros encontrados foram  $V_{OC} = 44,94 \text{ V}$ ,  $I_{SC} = 8,35 \text{ A}$  e  $P_M = 286,32 \text{ W}$ .

Aplicar regressões lineares para revelar todos os parâmetros de operação de um gerador fotovoltaico da equação 1 não é um processo trivial. No entanto a curva I-V fornece importantes valores operacionais como  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$  e  $P_M$ . O valor do fator de forma ( $FF$ ) indica o quanto uma curva I-V se aproxima da idealidade, auxiliando como um parâmetro adimensional de fácil obtenção. Apesar da possibilidade de obtenção destes parâmetros em qualquer temperatura, a notação dos valores em STC indica as características tomadas como nominais do equipamento. A equação 3 apresenta o cálculo do  $FF$ . Para o módulo mencionado este valor é de 0,76.

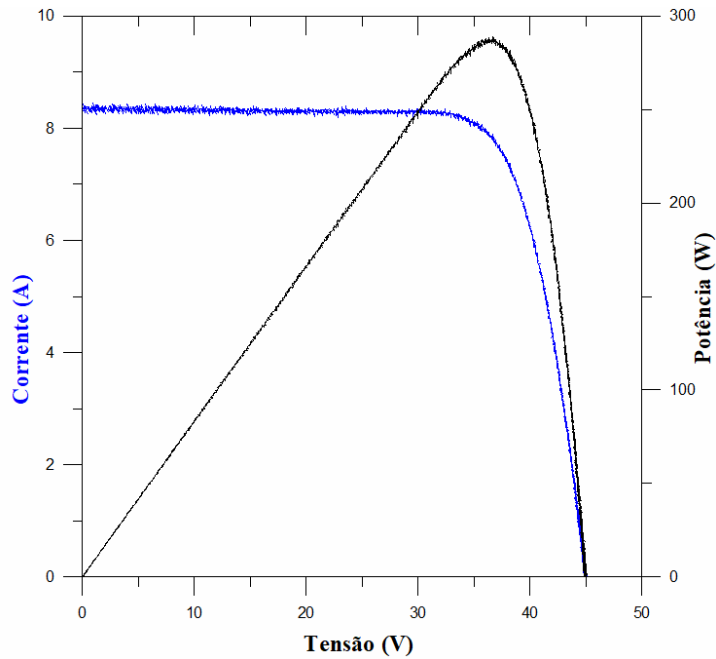


Figura 2.5 Curva I-V obtida próxima da condição padrão de medida.

$$FF = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (3)$$

onde  $FF$  representa o fator de forma,  $I_{MP}$  é a corrente de máxima potência ( $P_M$ ),  $V_{MP}$  é a tensão de máxima potência (ou seja, o par coordenado do  $P_M$  da curva I-V é composto de  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$ ),  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito e  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto.

As resistências série e paralela exercem influência no  $FF$ . Considera-se que, se o fator de forma de um equipamento muda, possivelmente os valores de  $R_p$  e  $R_s$  devem ter sofrido alteração. Os valores físicos de  $R_p$  e  $R_s$  representam a tangente da curva I-V nos valores de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ , respectivamente.

Observa-se interferência da temperatura e da irradiância na curva característica dos dispositivos fotovoltaicos. Alguns trabalhos (BÜHLER; KRENZINGER, 2013; IEC 60891, 1992) explicam detalhadamente os procedimentos para conduzir curvas obtidas em uma condição qualquer até a condição padrão, visando apreciar os parâmetros I-V dos dispositivos em STC. Utilizando procedimentos deste tipo, se pode concluir como resultados do processo de translação que os valores na STC são:  $V_{OC} = 44,89$  V,  $I_{SC} = 8,44$  A e  $P_M = 288,56$  W;  $V_{MP} = 36,26$  V,  $I_{MP} = 7,96$  A.

## 2.5 Estabilidade e confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos

Como a instalação dos sistemas conectados à rede tem aumentado consideravelmente nos últimos anos, a previsão sobre a variação de potência durante a vida destes sistemas é um aspecto de importante avaliação. A lucratividade de um projeto depende da taxa de conversão da radiação em energia elétrica e da variação desta taxa ao longo do tempo. Para estimar a quantidade de energia que pode ser convertida é usual considerar-se o ano meteorológico típico além de índices de radiação anual. Dentre estes pontos, a rentabilidade do sistema deve considerar valores precisos do decréscimo de potência ao longo do tempo.

É importante observar que, atualmente, os sistemas instalados se beneficiam de um histórico de décadas de exitosa rentabilidade. Há muitas instalações que operam além do tempo de expectativa. Entretanto, existem alguns danos irreversíveis causados por problemas na operação. Por isso é importante uma compreensão fenomenológica sobre os mecanismos de degradação dos equipamentos.

Tipicamente, um decréscimo de 20% na potência entregue é considerado falha, porém não há consenso nesta definição, pois um módulo de alta eficiência degradado em 50% pode apresentar eficiência superior à de um módulo não degradado de uma tecnologia com menor eficiência de conversão. A identificação dos fenômenos básicos por experimentos ou modelos pode incrementar o tempo de vida útil dos sistemas (JORDAN et al., 2017).

Testes em condições reais desempenham um papel primordial na previsão do comportamento em longo prazo e expectativa de vida dos sistemas por pelo menos duas razões: é o meio característico de operação dos sistemas fotovoltaicos e, assim, é possível correlacionar os resultados dos testes acelerados com condições reais (JORDAN, WOHLGEMUTH; KURTZ, 2012).

Alguns autores (JORDAN et al., 2017) ressaltam que o termo ‘falha’ deve ser evitado, devido à dificuldade em defini-lo. Contudo, a Agência Internacional de Energia dos Estados Unidos da América define ‘falha’ de um item como o fim da capacidade em exercer sua determinada função. Mais recentemente, a Agência Internacional de Energia definiu uma falha de módulo como degradação irreversível na potência ou ocorrência de problema de segurança. Por causa do uso variável da expressão ‘falha’, Jordan et al. (2017) sugerem o

termo ‘modos de degradação’, para referir-se às alterações observáveis na aparência, desempenho e segurança de um módulo.

Além do mais, módulos fotovoltaicos são dispositivos complexos e podem apresentar distintos modos de degradação. Por causa da natureza sinérgica dos diferentes mecanismos, é necessária uma melhor compreensão dos processos físicos e químicos envolvidos. Aspectos que somados às diferentes tecnologias podem ser utilizados no design dos módulos, abrindo maior possibilidade de combinações apropriadas entre condições ambientais e materiais. O meio de operação pode variar muito, logo, deve existir interdependência de alguns fenômenos com determinada condição climática de operação (JORDAN; KURTZ, 2016; JORDAN et al., 2017).

## 2.6 Testes de degradação acelerada em dispositivos fotovoltaicos

Há anos, a indústria baseia-se nos procedimentos da norma IEC 61215 para qualificar seus produtos (IEC 61215-1, 2016). Porém, esses testes acelerados podem não conduzir aos resultados esperados, primariamente pela cinética dos fenômenos envolvidos. Os modos de degradação observados em campo também podem diferir. Sendo assim, a quantificação e detalhamento dos diferentes tipos de defeitos observados em condições reais de operação são procedimentos importantes para estimar a durabilidade dos equipamentos (JORDAN; KURTZ, 2016).

Dentre os procedimentos descritos na norma IEC 61215, alguns ensaios avaliam a ação dos agentes que causam efeito deletério nas propriedades dos módulos, como ciclos térmicos, calor e umidade. Os métodos de ensaio para detectar PID (degradação induzida pelo potencial *Potential Induced Degradation*) são descritos pela IEC 62804 e determinam o pronunciamento deste mecanismo de degradação específico, causado pela ação de sobrepotenciais, frequentemente atingidos nas condições reais de operação em geradores com altas tensões de trabalho, pela associação em série de vários módulos. Outras importantes técnicas apresentadas pela IEC 61215 que visam sanar questões ligadas à qualidade dos equipamentos são: inspeção visual, avaliação da potência de operação e ensaio de isolamento elétrico.

Para quantificar a degradação, como previamente salientado, avalia-se a variação da potência. No entanto, todos os parâmetros da curva I-V podem ser afetados pela degradação. A potência é o parâmetro mais sensível. A inspeção visual pode fornecer dados qualitativos e indicar como ocorre a degradação. Nos últimos anos a eletroluminescência (EL) tem emergido como importante ferramenta indicando problemas que não podem ser apreciados na inspeção visual. Esta ferramenta pode indicar defeitos intrínsecos, como contornos de grãos, discordâncias, resistência série ou falhas de processo, bem como defeitos extrínsecos, como rachaduras e contatos interrompidos (KÖNTGES et al., 2014). Na EL, os módulos são polarizados diretamente com uma corrente na ordem da  $I_{SC}$ . A partir dessa polarização ocorre recombinação de pares elétron-lacuna que resulta na emissão de baixa intensidade, com radiação emitida entre os comprimentos de onda de 1000 nm e 1300 nm. Como os testes EL requerem ambiente escuro, geralmente é mais fácil realizar testes em ambientes fechados. No entanto, pode ser realizado ao ar livre sob certas condições de campo (KOCH et al., 2016).

Zhu et al. (2016) apresentam imagens de eletroluminescência dos dois tipos de módulos após testes de degradação acelerada em condição de calor úmido sob  $95^{\circ}\text{C}/70\%\text{UR}$  nos períodos de exposição de 2250 horas e 3750 horas. A área ativa das células do módulo do tipo I torna-se menor, como demonstrado pela Figura 2.6, conforme a umidade penetra no módulo pelo filme posterior, danificando o contato com a célula. A parte ativa é indicada pelas áreas iluminadas das figuras, com o aumento das áreas escurecidas (pelo prolongamento da exposição dos módulos), ao final do processo resulta-se em menor a área ativa das células.

No módulo tipo II este mecanismo não ocorre em escala celular, mas pelas extremidades do módulo. Isto é, observamos na Figura 2.7 que o aumento da área inativa se pronuncia não mais pelo aumento das áreas escuras ao redor das células, mas pelo crescimento sobre as áreas periféricas no módulo. Notavelmente, ocorre uma forte diferença sobre a ação da degradação nos dois tipos de módulos.

Zhu et al. (2016) avaliaram este efeito de degradação nos parâmetros  $P_M$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  e  $FF$  dos dois tipos de módulos submetidos à duas condições de teste de calor úmido. Conforme mostra a Figura 2.8, os módulos do Tipo I sofreram degradações da  $I_{SC}$  e do  $FF$ . Os módulos do Tipo II sofreram significativa degradação do  $FF$ . A  $V_{OC}$  não mostrou maiores alterações em ambos os casos.

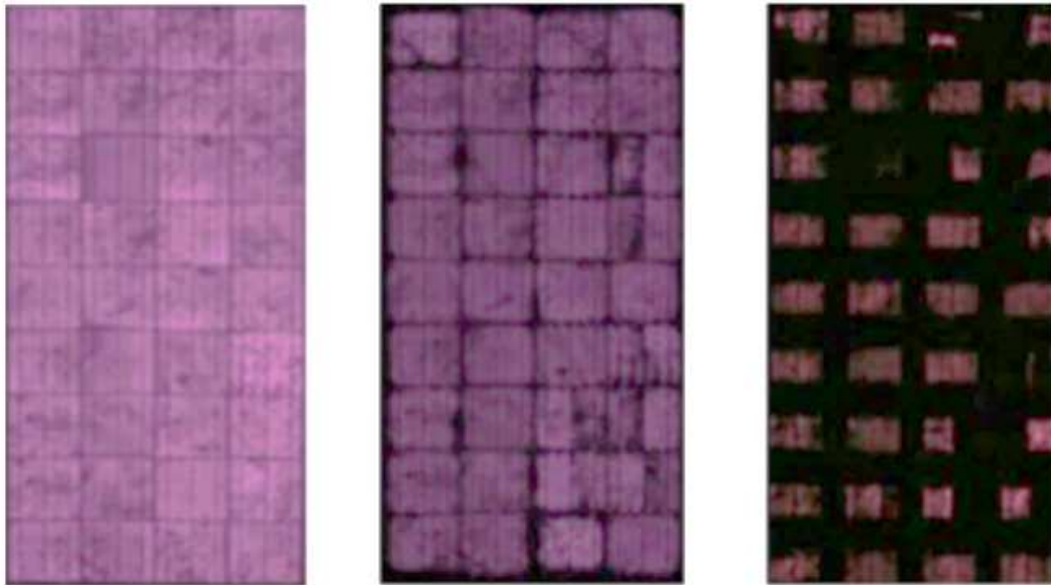


Figura 2.6 Imagens de eletroluminescência do modulo tipo I, da esquerda para a direita, tiradas: antes do ensaio, sob a condição: 95°C/70%UR depois de 2250 horas e 3750 horas de ensaio, respectivamente (ZHU et al., 2016).

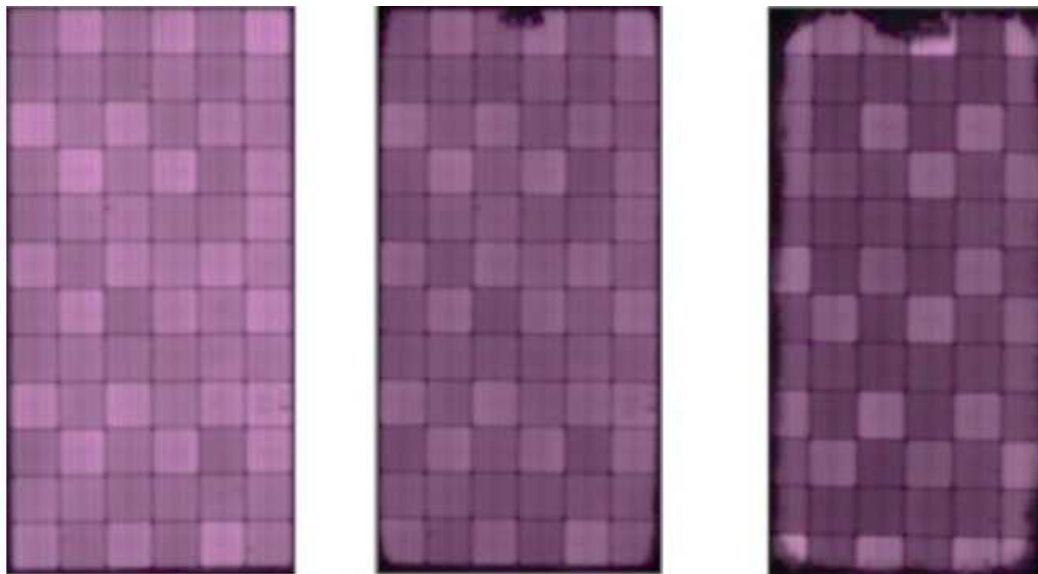


Figura 2.7 Imagens de eletroluminescência do modulo tipo II, da esquerda para a direita, tiradas: antes do ensaio, sob a condição: 95°C/70%UR depois de 2250 horas e 3750 horas de ensaio, respectivamente (ZHU et al., 2016).

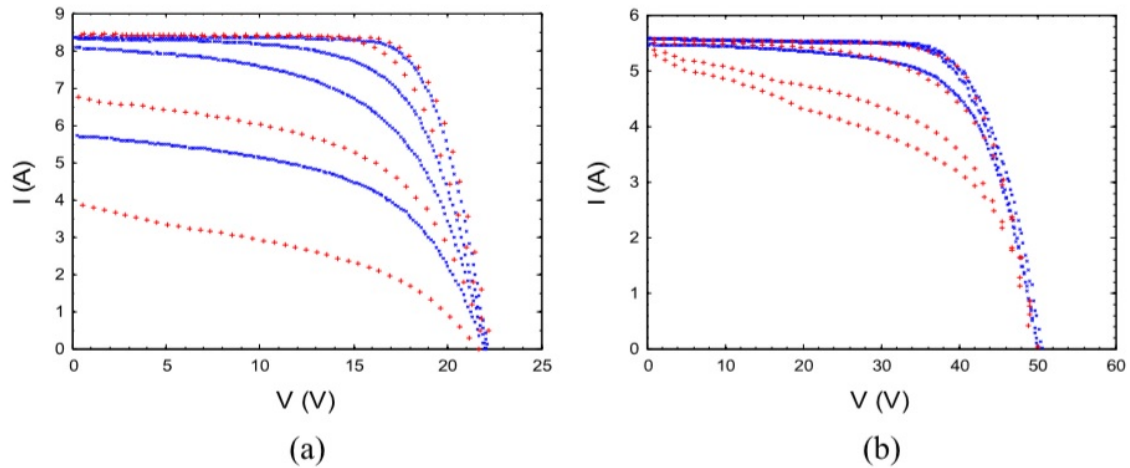


Figura 2.8 Evolução da curva I-V de módulos submetidos a duas condições diferentes de ensaio de calor úmido, representadas em vermelho e azul, respectivamente para módulos do (a) Tipo I e (b) Tipo II (ZHU et al., 2016).

## 2.7 Modelos de degradação nos módulos

Em geral, observa-se que a degradação dos módulos fotovoltaicos é indicada com o valor nominal da potência do equipamento antes da instalação, a partir de então as perdas descritas relativas a este valor inicial. Atualmente, apresentam-se poucos trabalhos no âmbito de descrever o comportamento de degradação de dispositivos fotovoltaicos.

### 2.7.1 Modelos de taxa de degradação

Uma das limitações dos modelos genéricos é assumir que a relação é linear, sendo a taxa de degradação anual representada como uma constante. Vázquez e Ignacio (2008) complementam que vários autores sugerem que a evidência experimental limitada disponível não é suficiente para considerar correta a taxa de degradação linear, avaliando que as taxas exponenciais expressam tendência mais adequada, como é o caso em alguns dispositivos eletrônicos e óticos, dado pela equação 4:

$$\mu(t) = P_0 e^{-\alpha t} \quad (4)$$

onde  $\mu(t)$  é a potência média dos módulos,  $P_0$  é a potência inicial do módulo em Wp,  $\alpha$  é o coeficiente de degradação, que é uma constante obtida empiricamente sob determinadas condições de teste.

No entanto, deve-se apontar que ambas as tendências exibem evolução muito semelhante durante os primeiros 10 a 20 anos, se forem assumidas taxas de degradação anuais iniciais das mesmas ordens, com isso, observa-se que a taxa de degradação linear é uma estimativa mais pessimista, como mostra a Figura 2.9.

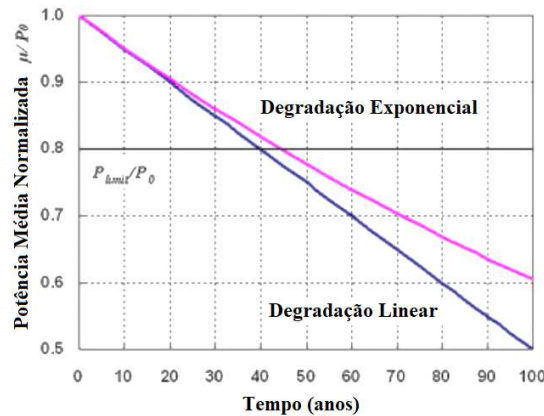


Figura 2.9 Degradação linear e exponencial para 0,5%/ano de degradação inicial (VÁZQUEZ; REY-STOLLE, 2008).

Pan et al. (2011) sugerem um modelo paramétrico de degradação da potência do módulo fotovoltaico dado pela equação 5, representado com uma equação exponencial:

$$D(t) = 1 - \exp(-b \cdot t^a) \quad (5)$$

onde  $a$  e  $b$  são coeficientes do modelo matemático de degradação proposto, obtidos através de amostras submetidas a testes acelerados.

O modelo de Pan é dependente destes ensaios para determinar os coeficientes  $a$  e  $b$ . Também é limitado à sua precisão e ao tempo do teste. Ndiaye et al. (2013) acrescenta que esta abordagem apresenta alguns problemas, pois os ambientes dos testes de degradação acelerada não representam condições normais de operação. Reafirmando que os modos de falha observados em campo divergem dos testes acelerados.

A partir destas informações é possível concluir que estes modelos empíricos devem ser úteis para reproduzir a degradação em testes acelerados. De fato, a cinética envolvida na degradação em campo adiciona outros fatores, principalmente a radiação. Com isto, a



validade destes métodos aplica-se somente para descrever o comportamento da amostra sob ação dos testes de degradação acelerada.

### 2.7.2 Modelo de degradação por ultravioleta

A fotodegradação causada por UV é a principal causa de degradação para os materiais expostos diretamente à radiação e uma das principais causas associadas à degradação do módulo, especialmente ao escurecimento do EVA. O montante total de radiação UV pode ser considerado como o número de fótons absorvidos pelo material e que fornecem a energia necessária para ativar as reações de decomposição do EVA, e de oxidação dos contatos metálicos (NDIAYE et al., 2013) (alguns destes fenômenos serão brevemente apresentados nas seções posteriores). Para um módulo fotovoltaico de c-Si, essa degradação é traduzida pela mudança na transmitância do encapsulante, que induz mudanças na curva I-V do dispositivo, como típico decréscimo na  $I_{SC}$ . O efeito pode ser relacionado à corrente de curto-circuito e a quantidade de radiação segundo a equação 6 (ZIMMERMANN, 2008):

$$D(E) = \frac{I_{SC}(E)}{I_{SC}(E=0)} \quad (6)$$

onde  $I_{SC}(E)$  é a corrente de curto-circuito do módulo e E a irradiação de ultravioleta.

### 3. DEGRADAÇÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Jordan e Kurtz realizaram diferentes estudos (JORDAN; WOHLGEMUTH; KURTZ, 2012; JORDAN; KURTZ, 2013, 2016; JORDAN et al., 2017) sobre o desgaste dos equipamentos envolvendo a ação do tempo de exposição ao ambiente sobre o comportamento de diferentes módulos fotovoltaicos. Jordan e Kurtz (2013) analisaram 1920 amostras, mostrando perdas de potência medidas nos módulos e arranjos. A Figura 3.1 apresenta o histograma dos dados coletados no estudo. Como a taxa de degradação sofre influência de muitas variáveis, como por exemplo: fabricante, modelo, tecnologia, clima, montagem, modo de falha, incerteza de medidas, entre outros... é importante traçar os fatores que interferem na qualidade das informações e na variação dos parâmetros operacionais.

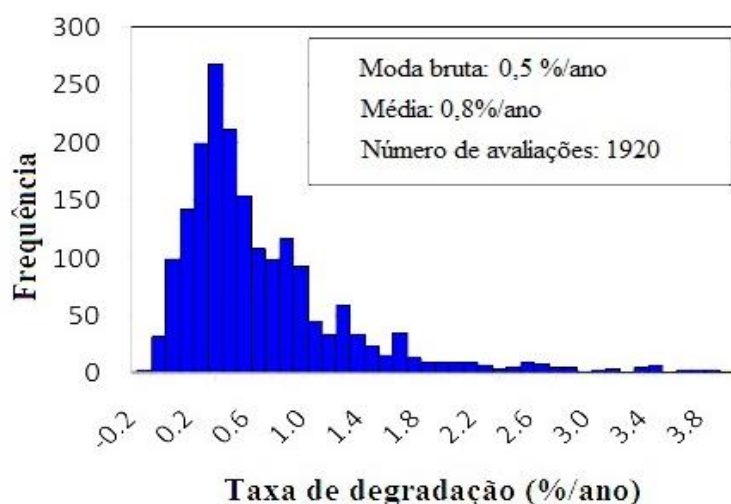


Figura 3.1 Histograma da taxa de degradação da potência de módulos fotovoltaicos coletados (adaptado de Jordan e Kurtz, 2013).

Além dos aspectos que afetam o desempenho dos equipamentos, procedimentos estatísticos como metodologia e amostragem podem interferir na quantificação das taxas bem como na distribuição dos resultados (JORDAN; KURTZ, 2016). O tempo de exposição também deve interferir. A distribuição média de 0,8%/ano sofre influência de altos valores de taxa de degradação. 0,5%/ano é o ponto médio do intervalo parcial de maior frequência, ou seja, (neste caso de distribuição contínua) a observação de maior incidência na pesquisa realizada. Como os dados fornecidos são de múltiplas fontes, não apresentam rastreabilidade e

seus procedimentos podem ter sido realizados de muitas formas. A influência da degradação no comportamento elétrico pode ser avaliada de várias maneiras. Por exemplo, podem ser comparados com os valores iniciais fornecidos pelos fabricantes, ou também comumente com diferentes estratégias. Podem-se tomar como referência os valores nominais dos parâmetros elétricos medidos em um módulo idêntico aos módulos em operação (mantido guardado em condição escura no momento da instalação para futuras comparações), ou com os valores dos catálogos fornecidos pelos fabricantes (BOURAIYOU et al., 2015; KAHOUL; HOUABES; SADOK, 2014).

A Figura 3.2 mostra taxas de degradação dos módulos de filmes finos. Nota-se que quando se compara com o silício cristalino, a distribuição do c-Si aproxima-se mais de uma distribuição de Weibull. Também se atribui este comportamento como observado na Figura 3.2 aos efeitos transitórios que acontecem nas tecnologias e às particularidades de degradação envolvendo diferentes tecnologias de filmes finos.

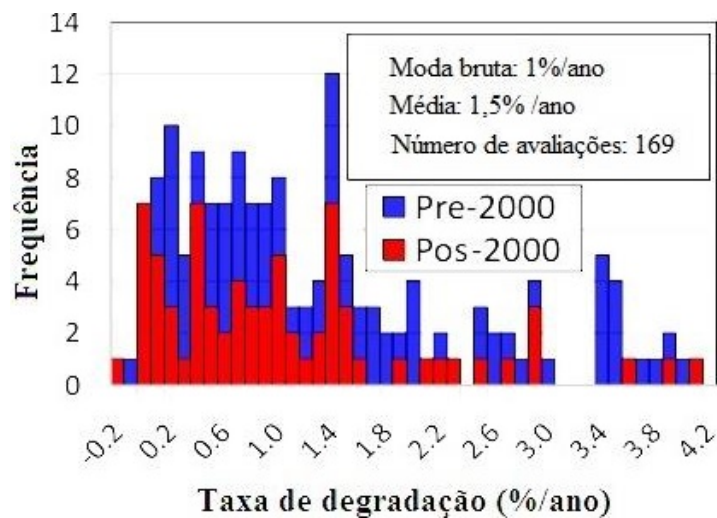


Figura 3.2 Histograma da taxa de degradação de módulos fotovoltaicos de filmes finos coletados na pesquisa (adaptado de Jordan e Kurtz, 2013).

Dentre os trabalhos que estimam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos de c-Si (relatados na bibliografia), o valor de taxa de degradação média descrito por Jordan e Kurtz (2016) varia de 0,5% a 1%/ano, condensando a maior quantidade de informações coletadas. Eles destacam a importância da atualização de dados devido às evoluções tecnológicas e também relatados a qualidade das medidas. Czanderna e Pern (1996), em estudo precursor,

apontaram que a potência varia de 1 a 10%/ano negativamente. Chandel et al. (2015) avaliaram a degradação em campo de 12 módulos conectados à um sistema de bombeamento na região indiana do Himalaia, revelando-se após 28 anos de operação a degradação de 1,4%/ano. Ainda na Índia, Rajput et al. (2016) examinaram um sistema composto de 90 módulos, 22 anos após a instalação, resultando em perdas médias de 1,9%/ano. Lorenzo et al. (2013) relatam variação de 0,53%/ano, medida nos módulos de um gerador de 7 kWp após 17 anos de operação em Madri, descrevendo o prévio estado de um sistema que fornecerá mais informações para outras análises na composição do presente trabalho. Sánchez-Friera et al. (2011) indicam perdas anuais de 1% após 12 anos em um gerador de 2 kWp localizado em Málaga na Espanha e destacam que, no caso do estudo, os efeitos iniciais de LID estão incluídos.

Este estudo concentra-se em demonstrar resultados de degradação de módulos, no entanto, ocorrem outras perdas no sistema devido a sombras, sujeiras, etc... Os módulos são os componentes mais robustos do sistema. Enquanto a garantia de fábrica para os módulos é indicada como dez anos, para os inversores essa garantia é de cinco anos. Devido à complexidade das operações envolvendo múltiplos componentes eletrônicos, os inversores tipicamente podem sofrer danos irreparáveis e necessitam troca. Componentes poliméricos que estão sob operação no ultravioleta também podem ser considerados componentes críticos do ponto de vista da degradação e falha do equipamento. No caso de estudo no LABSOL um dos inversores da instalação original foi recentemente substituído porque o componente sofreu danos irreversíveis.

Oliveira et al. (2018) estimaram a variação média da potência em um arranjo de 1,6 kWp do Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da UFRGS em 0,5% anuais após 11 anos de operação. Realizando análise sobre outro sistema composto por 8 módulos, também localizado no LABSOL avaliou-se degradação média dos módulos em 6% após 6 anos de operação, ou seja 1%/ano (VERA; PRIEB; KRENZINGER, 2006). Os autores ressaltam a importância de isolar as causas de erros e incertezas, como deposição de poeira sobre os módulos, que indicariam perdas de até 10%, segundo os ensaios realizados. Ndiaye et al. (2014), estimaram a degradação dos módulos expostos a tempos mais curtos, no máximo de 4 anos, revelando taxas de degradação iniciais de 0,22%/ano até valores de quase 1% para os

módulos depois de 3 e 4 anos, reiterando que taxas iniciais de degradação podem apresentar valores superestimados devido à ação de mecanismos de degradação inicial.

Adicionalmente, Jordan et al. (2012) apresentam diagrama da variação dos parâmetros das curvas I-V dos dispositivos fotovoltaicos. A Figura 3.3 mostra as taxas anuais de perdas da potência, da corrente de curto-circuito, da tensão de circuito aberto e do fator de forma nos módulos de c-Si, divididos nas tecnologias m-Si e p-Si. Observa-se maior declínio na potência e sobre a corrente, enquanto que a tensão pronuncia-se minimamente, esta é uma informação importante para o adequado dimensionamento de inversores (JORDAN; WOHLGEMUTH; KURTZ, 2012).

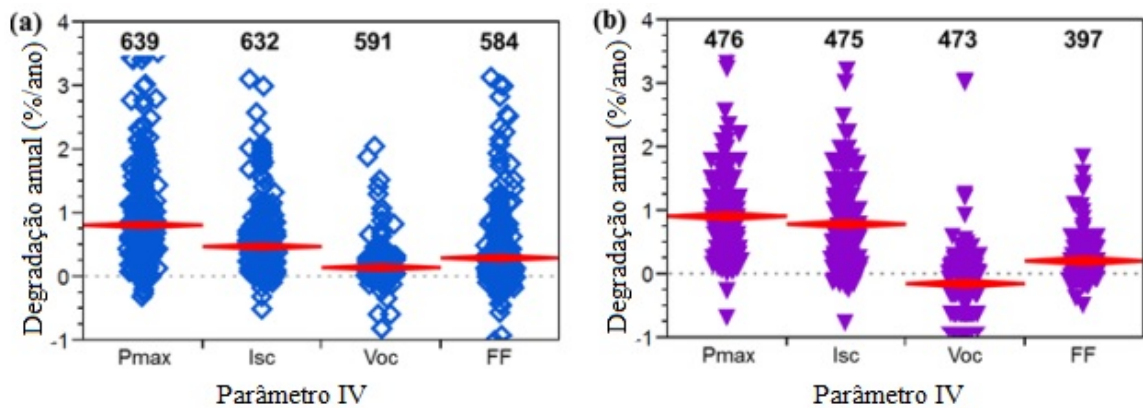


Figura 3.3 Degradação dos parâmetros da curva I-V em módulos de (a)m-Si e (b)p-Si, o número do topo representa a quantidade de dados (adaptado de Jordan et al., 2012).

Os módulos de p-Si e m-Si apresentam similar degradação nos parâmetros. Jordan et al. (2012) explicam também que alterações da  $I_{SC}$  são tipicamente associadas aos defeitos de delaminação, escurecimento e células trincadas, enquanto que pequeno percentual de degradações é atribuído aos efeitos de LID e perdas por sujeira. O fator de forma deve sofrer mínimas alterações, relacionadas ao aumento da resistência interna do módulo, aos efeitos de corrosão ou oxidação dos contatos e rompimento das ligações elétricas entre células. O fator de forma deve manter-se igual, quanto maior for sua mudança maior será a variação na  $P_M$ . Os valores negativos que aparecem nos gráficos da Figura 3.3 provavelmente devem estar associados a erros de medida, que podem ser introduzidos pela metodologia para avaliar a degradação ou erros de amostragem.

### 3.1 Modos de degradação associados

Os modos de degradação mudam a medida que a indústria de módulos fotovoltaicos evolui (JORDAN et al., 2017). Jordan et al. (2017) discutem os modos de degradação predominantemente observados nas instalações. Os autores destacam que apenas um pequeno subconjunto de publicações especificou a fração de módulos afetados pelos modos de degradação; cada um desses números fornece informações valiosas sobre a proeminência destes problemas em campo. Para adequada qualificação da análise, apresenta-se o ranking de severidade na Tabela 1 (KUITCHE; PAN; TAMIZHMANI, 2014).

Tabela 1 Classificação de severidade para avaliar diferentes modos de degradação (adaptado de Kuitche et al., 2014).

Severidade do modo de degradação	Classificação
Maiores efeitos na potência e segurança do sistema	10
Maiores efeitos manifestados na potência	8-9
Efeito na potência	6-7
Leve ação deletéria nas propriedades elétricas	3-5
Efeitos minimamente aparentes, sem afetar o desempenho	1-2

Jordan et al. (2017) determinam valor aos modos de degradação, ordenados de 1 a 10, onde 1 indica que o modo de degradação observado não tem efeito sobre o desempenho e 10 indica maiores efeitos na potência e segurança. A gravidade de cada modo de degradação foi classificada de acordo com a Tabela 2.

Dentre os modos da Tabela 2, a degradação do filme posterior foi dividida nas categorias: “comprometimento de isolamento do filme posterior” e “outros problemas do encapsulamento”. O “comprometimento de isolamento do filme posterior” inclui problemas de adesão, como descascamento, descamação e fissuras no polímero. A presença deste modo pode ter um efeito sobre a potência e representa risco à segurança elétrica do dispositivo. “Outros problemas do encapsulante”, no entanto, abrange defeitos menores que não afetam o desempenho do módulo imediatamente, tais como leves escurecimentos, bolhas e pequenas marcas.

Tabela 2 Modos de degradação e classificação de severidade (Jordan et al., 2017).

Modo de degradação	Severidade
Escurecimento do encapsulante	3
Delaminações de grandes áreas do filme posterior	5
Menores delaminações	1
Comprometimento do isolamento no filme posterior	10
Outros problemas do encapsulamento	1
Escurecimento do circuito interno, aumento de resistência série	5
Comprometimento de circuito interno e soldas	8
Pontos quentes ( <i>hot-spots</i> )	10
Células quebradas	5
Problemas na caixa de diodos	5
Vidros trincados	5
Perdas atribuídas à sujeira permanente	2
Degradação induzida pelo potencial	8
Deformação na moldura	3

Existe uma relação entre a presença e manifestação dos cinco primeiros modos de degradação apresentados. A delaminação é dividida em maior e menor, uma vez que menor delaminação pode não oferecer impacto na produção de energia. Em contraste, a delaminação de grandes áreas leva a considerável desintegração de partes e causa perdas na energia convertida. Logo, a segurança elétrica do sistema torna-se uma preocupação.

Alguns problemas são mais observados nas instalações dos últimos 10 anos. A fração dos módulos afetados em relação ao número total foi determinada e ponderada pela gravidade do problema. Os dados gerais de todos os anos apresentam os fenômenos de escurecimento do encapsulante como o de maior incidência devido à atuação generalizada nos sistemas. Os efeitos mais prejudiciais nos últimos 10 anos foram os pontos quentes e corrosão dos contatos metálicos (JORDAN et al., 2017).

Köntges et al. (2014) sugerem que os modos de degradação podem ser divididos em categorias de acordo com o tempo de operação do sistema: degradações nos primeiros anos de operação, degradação e falhas de meia-vida e degradação de longo prazo. A Figura 3.4 mostra

típicos exemplos para estes cenários. Além dos modos de degradação já mencionados, muitos módulos apresentam LID logo após a instalação. O LID é um processo de degradação inerente, reduz suavemente a potência do módulo fotovoltaico, com efeito de degradação na potência inicial até um patamar de estabilização. Os fenômenos de LID tipicamente não são considerados falhas, pois não causam grandes perdas de potência.

Os módulos danificados por falhas no início do ciclo de operação impactam nos custos para o instalador e para os fabricantes do módulo, pois eles são os responsáveis pela garantia. Devido a danos no transporte, ocorreu um total 5% dos casos de defeitos. As falhas mais importantes no campo são defeitos na caixa de diodos, quebra de vidro, problemas de interconexão de célula, moldura deformada e delaminação (KÖNTGES et al., 2014).

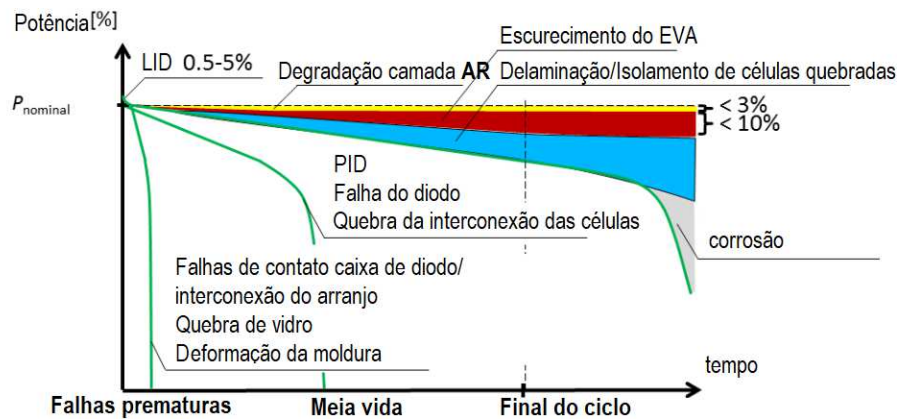


Figura 3.4 Típicos cenários da degradação dos módulos fotovoltaicos de c-Si (KÖNTGES et al., 2014).

Os fabricantes estimam que 2% dos módulos não cumprirão garantia estipulada após 11 ou 12 anos de operação. O percentual dos problemas relativos à caixa de diodos e aos cabos é de 12%, à corrosão circuito do interno nas células de 10% e à falha de encapsulamento é 9%. A vida útil de um módulo fotovoltaico pode ser reduzida por problemas de segurança ou quando a potência do módulo fotovoltaico diminui 80% e 70% da potência nominal inicial (KÖNTGES et al., 2014).

Os modos de degradação se pronunciam acentuadamente ao final do ciclo de operação dos módulos. A ação sinérgica dos modos de degradação é determinante sobre a vida útil do módulo. Os modos de degradação predominantes após 20 anos em campo são: escurecimento,



delaminação e comprometimento das células devido às trincas. Todos os modos de degradação levam a perdas nos sistemas instalados, mas a maior parte dos módulos fotovoltaicos atende às garantias estipuladas pelos fabricantes (KÖNTGES et al., 2014).

Os modos de degradação estão interconectados e podem afetar o gerador de maneiras distintas, por exemplo: *hot-spots* surgem em células superiores mais próximas das caixas de conexão; a poluição se deposita na parte inferior do módulo; o escurecimento das células se pronuncia mais nas partes centrais das células; deposição de sujeira tende a afetar grupos específicos de células. Como consequência, a degradação que afeta as diferentes células e módulos de um gerador não é uniforme (MANGANIELLO; BALATO; VITELLI, 2015).

### 3.1.1 Degradação do encapsulante

O escurecimento dado pelos tons amarelados e amarronzados das células é causado pela degradação do encapsulante que geralmente é o EVA. Tais mudanças se pronunciam na cor do encapsulante resultando na variação na transmitância do material. Assim, a radiação que atinge as células solares é menor e como consequência a energia produzida é diminuída. Em adição, Manganiello et al. (2015) complementam que a degradação térmica pronuncia-se com leve amarelado nas células, enquanto que a degradação foto-térmica resulta em escurecimento em tons de marrom do EVA.

O relatório anual do Fraunhofer ISE (*Institute for Solar Energy*) apresenta análise que indica a presença de quatro produtos químicos no processo de escurecimento. Estes produtos são sais de prata, metal disponível na forma metálica nas trilhas superficiais das células. Sua identificação foi possível a partir da técnica de espectroscopia Raman: fosfato de prata, sulfeto de prata, acetato de prata, carbonato de prata (BURGER, 2017).

O encapsulamento e a hidrólise dos monômeros de vinil acetato podem produzir ácido acético, induzindo maiores escurecimentos no EVA e até mesmo processos de corrosão. Em adição, intensidade de radiação ultravioleta e tempo de exposição, efeito de filtro do substrato vidro além da permeabilidade do substrato polimérico são aspectos importantes neste processo. A combinação de radiação ultravioleta com temperaturas maiores de 50 °C é a condição que mais leva ao escurecimento (CZANDERNA; PERN, 1996; MANGANIELLO; BALATO; VITELLI, 2015).

Uma consequência imediata do escurecimento do EVA é a redução da transmitância da radiação solar, que também reduz corrente na célula solar. Para módulos em campo, o escurecimento apresenta o mesmo padrão reproduzido em testes acelerados, onde o EVA escurecido no centro da célula é circundado pelo EVA limpo em bandas de 0,5 até 1 cm. Em casos extremos o EVA sobre toda a célula torna-se escurecido. O EVA entre as células também se mantém claro. Como resultado de um típico grau de escurecimento a fotocorrente diminui, como mostra a Figura 3.5. Foi utilizada a técnica de varredura com laser OBIC em pequenas áreas. Com laser de 488 nm, a fotocorrente produzida na parte escurecida é aproximadamente 30% menor do que a fotocorrente no EVA claro (PERN; GLICK; CZANDERNA, 1996).

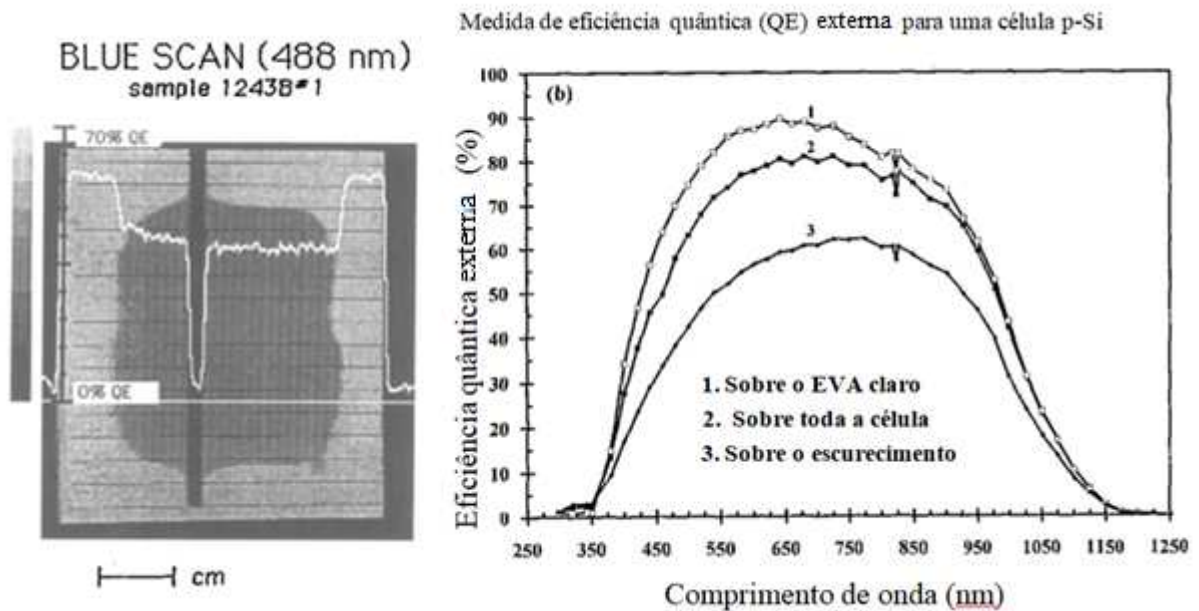


Figura 3.5 Resultado de uma varredura usando laser de OBIC de feixe azul de 488 nm em uma célula solar com escurecimento na região central do dispositivo e sem escurecimento pelas bordas (à esquerda); (à direita): eficiência quântica externa determinada sobre o EVA sem escurecimento (1), sobre toda a célula (2) e sobre o EVA escurecido (PERN; GLICK; CZANDERNA, 1996).

O escurecimento das células é ilustrado por (JORDAN et al., 2017) na Figura 3.6. Como previamente descrito, este fenômeno é foto-termicamente ativado envolvendo a oxidação da prata, formando produtos que alteram as características óticas do material. O

escurecimento tem tendência em pronunciar-se mais ao centro das células, onde estão concentradas as trilhas de prata.

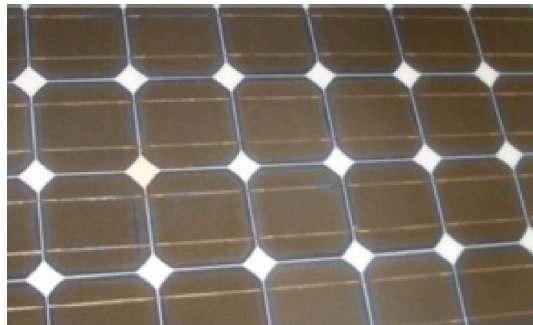


Figura 3.6 Significante escurecimento no encapsulante de um módulo fotovoltaico (JORDAN et al., 2017).

Hu et al. (2016) apresentam na Figura 3.7 o escurecimento dado por tons amarelados no encapsulante e filme posterior após 4 anos de operação na China. Ainda na Figura 3.7 à esquerda, observa-se um módulo com o filme posterior branco, instalado em substituição e por isso o filme posterior não apresenta escurecimento (HU et al., 2016).

Existe uma diferença significativa entre os coeficientes de expansão térmica dos materiais poliméricos, células, vidro e interconexões metálicas. As tensões resultantes dos ciclos térmicos podem resultar em células fraturadas, interconexões quebradas, rachaduras e delaminações. O material encapsulante deve acomodar as expansões diferenciais dos materiais do módulo sem introduzir maiores tensões nas células e interconectores.

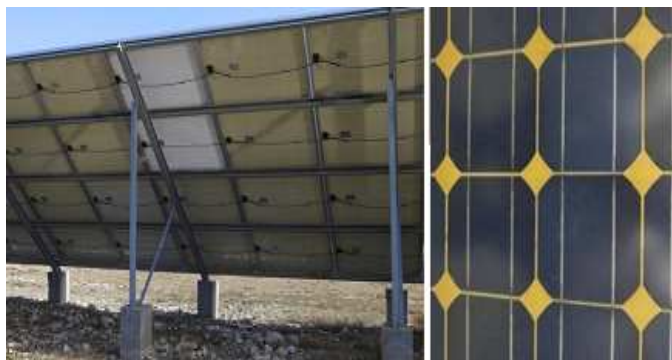


Figura 3.7 Instalação com problemas de escurecimento do filme posterior (à esquerda) e um módulo com EVA escurecido em tons amarelados (direita) (HU et al., 2016).

No encapsulamento do EVA, o promotor de adesão (destinado a interfaces de vidro) é geralmente o aditivo menos estável. Além disto, temperatura, radiação UV e umidade são relevantes. Por exemplo, sabe-se que a delaminação do filme posterior é conduzida pela hidrólise do PET, processo que ocorre em testes acelerados na condição de calor úmido. A delaminação pode ser mais provável na interface entre o EVA e a célula solar porque a força interfacial entre o EVA e o vidro é maior. Por outro lado, a degradação por UV e subsequente fragilização podem limitar a adesão em longo prazo de interfaces expostas à radiação solar (KÖNTGES et al., 2014).

Na Figura 3.8 observa-se como a delaminação afeta uma célula ou um conjunto de células, identificando este modo de degradação na face do módulo:

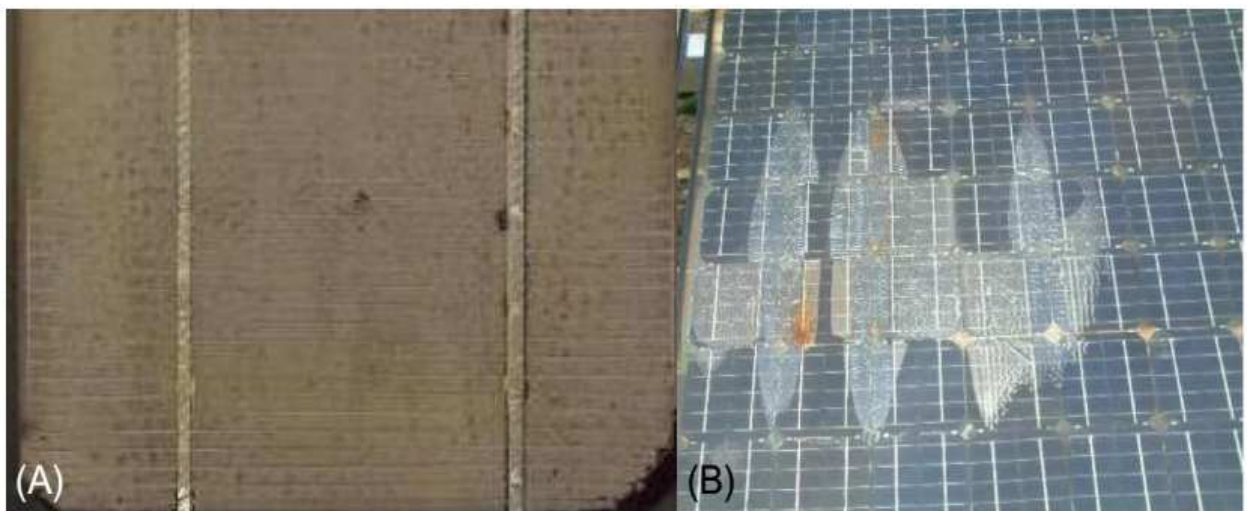


Figura 3.8 Delaminação de uma célula inteira (A) e delaminação em larga escala sobre múltiplas células (B) (JORDAN et al., 2017).

Um padrão branco ou leitoso de delaminação (*milkypattern*) é observado em áreas muito pequenas sobre as células solares, principalmente na proximidade da interconexão e no perímetro da célula da Figura 3.9. Sánchez-Friera et al. (2011) observaram que cerca de 13% do número total de células na instalação apresentou *Milkypattern* manifestando-se em quase todos os módulos, em alguns casos, afeta uma única célula no módulo, enquanto em outros tipo de delaminação são estendidas a grande parte das células do módulo.

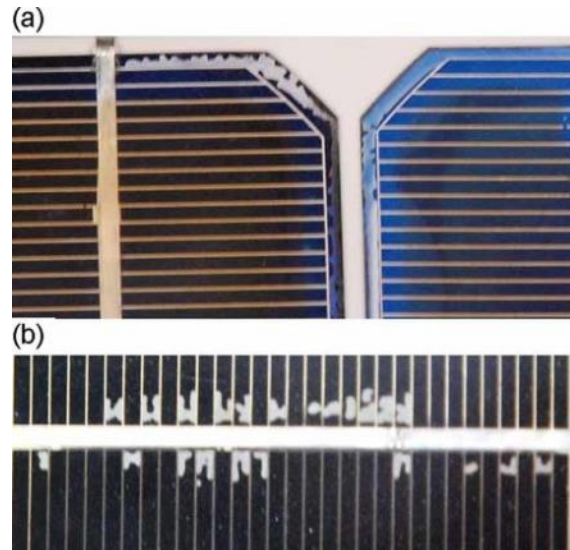


Figura 3.9 *Milkypattern* indicando delaminação na interface célula EVA, no perímetro da célula (a) e na proximidade das fitas de interconexão (b) (SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011).

Este tipo de padrão é devido à delaminação na interface célula-EVA e tem sido frequentemente observado em instalações fotovoltaicas, especialmente em climas quentes e úmidos. Também pode aparecer após degradação acelerada em condições de calor úmido. A origem do defeito é atribuída à reação química entre o revestimento antirreflexivo da célula (TiOx) e certos aditivos no encapsulante do módulo. Além disso, usando espectroscopia eletrônica Auger, conclui-se que as concentrações de fósforo e sódio migrando do emissor da célula e do vidro, respectivamente, afetaram a resistência à aderência do encapsulante (SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011).

Os caminhos para umidade e subsequente corrosão após a delaminação danificam o módulo, mas não representam automaticamente um problema de segurança. A delaminação do filme posterior, no entanto, pode possibilitar a exposição a componentes elétricos ativos. A delaminação da camada do filme posterior também pode causar problemas de isolamento (KÖNTGES et al., 2014).

Na Figura 3.10 é apresentado como a delaminação pode afetar o filme posterior:

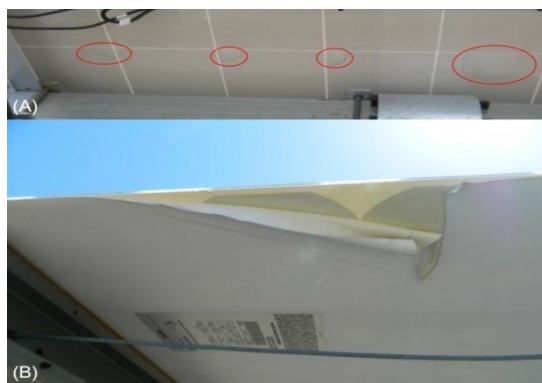


Figura 3.10 Delaminação do filme posterior causando bolhas (A) e delaminação completa do filme posterior (B) (JORDAN et al., 2017).

A delaminação do EVA que causa bolhas ocorre em pequena área e pode ser preenchida por gases oriundos de reações químicas de componentes aprisionados no encapsulante. As bolhas afetam a dissipação de calor das células, promovendo superaquecimentos. Elas aparecem tipicamente nas áreas dos cantos das células, devido aos problemas de adesão causados por altas temperaturas (MUNOZ et al., 2011).

A delaminação frontal pode ocorrer na interface encapsulante-célula como na Figura 3.11 (a) ou na interface de encapsulamento-vidro, na Figura 3.11 (b). A interface óptica extra introduzida, mesmo na fase inicial (a), levará à diminuição da radiação que atinge o semicondutor. A perda é geralmente observada na corrente e é aproximadamente proporcional à área da superfície afetada. À medida que a delaminação progride, a umidade pode penetrar e oxidar os contatos, causando corrosão do circuito interno, Figura 3.11(c). Esse mecanismo levará a um aumento da resistência em série (JORDAN et al., 2017).

Uma das principais preocupações para a durabilidade do módulo é a corrosão, pois pode reduzir a potência de um módulo aumentando a resistência nas interconexões elétricas. O encapsulante deve atuar na proteção dos módulos contra a corrosão ambiental. A corrosão sem umidade é minimizada com uma boa resistência adesiva do encapsulamento e menor o acesso da água às frestas. Com isso também é minimizada a reação de formação de ácido acético (KEMPE et al., 2007). Como consequência, a delaminação desempenha um papel importante no aumento da incidência de corrosão dos contatos metálicos.

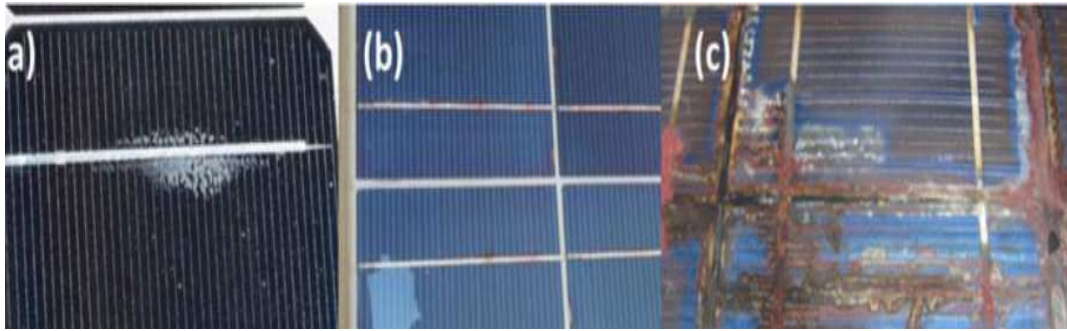


Figura 3.11 Delaminação do encapsulante na interface encapsulante-célula e ao longo do barramento (a), na interface de encapsulamento-vidro (b) e delaminação pode ser acompanhada pela corrosão dos circuitos internos (c) (JORDAN et al., 2017).

A corrosão do circuito interno é tipicamente precedida por delaminação. Inicialmente, a perda de energia é causada pela interface adicionada que atua na transmitância. No entanto, ao longo do tempo com o aumento da delaminação, a umidade penetra e leva à corrosão dos circuitos metálicos. Visualmente, a corrosão é de fácil detecção, conforme a Figura 3.11 (c) e na Figura 3.12. Um aumento da resistência elétrica pode estar associado a efeitos de corrosão com os contatos elétricos e manifestar efeito nos parâmetros da curva, como  $P_M$  e  $FF$  (JORDAN et al., 2017).

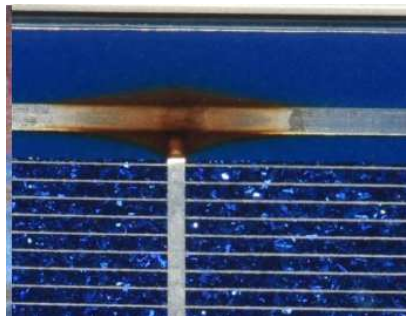


Figura 3.12 Corrosão dos interconectores metálicos da célula (JORDAN et al., 2017).

Assim, a corrosão está fortemente relacionada à delaminação e as causas da delaminação (MANGANIELLO; BALATO; VITELLI, 2015). Kaplani (2012) encontrou degradação devido à corrosão de barramentos e contatos em células que foram submetidas a sombreamento induzido. Esta corrosão severa foi associada à degradação do encapsulante.

### 3.1.2 Células Trincadas

Boa adesão é necessária para proteção contra corrosão. Por outro lado, uma adesão muito forte pode causar problemas mecânicos. De fato, as células são componentes frágeis e podem romper quando há maiores tensões mecânicas (KEMPE et al., 2007). Podem acontecer também impactos durante a montagem do sistema, transporte, armazenamento, instalação ou manutenção; além de danos causados durante a operação, como por exemplo, devido a granizo, neve, super-aquecimento e tensões mecânicas induzidas pelos ciclos térmicos. Todos estes processos podem produzir trincas, fissuras, quebras e desconexão nas células (DUMAS; SHUMKA, 1982).

Embora as células trincadas tenham se tornado mais comuns a medida que as células tornaram-se mais ‘finas’ nos últimos anos, poucas publicações abordam células quebradas. Mais comumente descrevem *SnailTrails* (ou *snailtracks*, trilhas de caracol, observado na Figura 3.13).



Figura 3.13 Célula manifestando trilhas de caracol (JORDAN et al., 2017).

Estes defeitos como mostrados na Figura 3.13 não devem causar grandes perdas e fornecem uma maneira simples de identificar as células trincadas. Na Figura 3.14 (B) o escurecimento do EVA não afeta a parte onde as fissuras são observadas. A eletroluminescência é uma ferramenta útil para identificar células trincadas (JORDAN et al., 2017), como observa-se na Figura 3.14. A Figura 3.14 (A) apresenta um módulo que provavelmente sofreu maiores danos, com sua operação severamente prejudicada.



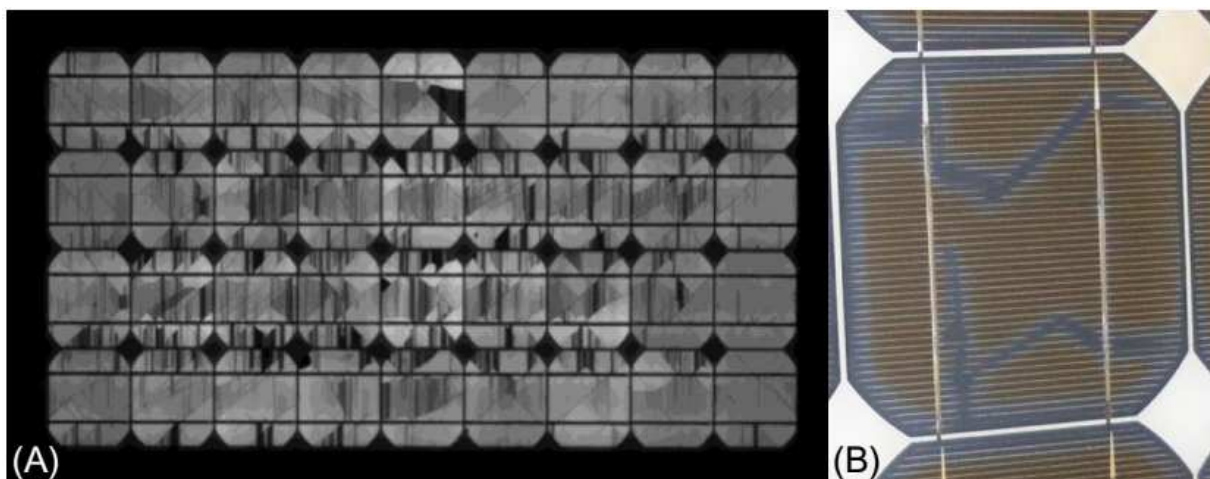


Figura 3.14 Eletroluminescência de um módulo com muitas células trincadas (A) e imagem de uma célula trincada que revela uma trinca subjacente (B) (JORDAN et al., 2017).

As trincas, em casos mais extremos, podem isolar eletricamente partes das células (KÖNTGES et al., 2014). Nesse caso, a forma da curva I-V do módulo fotovoltaico é semelhante à do módulo parcialmente sombreado, já que mais de uma inflexão pode aparecer na curva (MEYER; VAN DYK, 2004). O tamanho da área isolada é diretamente proporcional à amplitude do degrau na curva I-V. Além disso, nestes casos, as trincas das células devem causar efeitos térmicos.

### 3.1.3 Degradação da camada antirreflexiva

A radiação que atinge a camada antirreflexiva durante a operação do módulo pode induzir mudanças de cor. Esta alteração da cor se dá pelas mudanças nas propriedades ópticas da camada, resultando em menor radiação que atinge as células. Pode ocorrer até mesmo a desintegração da fina camada de óxido de titânio. Atribui-se à degradação desta camada uma mudança na coloração da face das células, para tons azulados entre as partes afetadas, o que evidenciou a presença deste modo de degradação em módulos operando após 12 anos (SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011). Além disto, a degradação da camada antirreflexiva das células é acelerada quando são aplicadas tensões superiores a 600 V (MANGANIELLO; BALATO; VITELLI, 2015)

#### 3.1.4 Poeira e sujeira

Normalmente, há deposição de poeira na borda inferior dos módulos fotovoltaicos. Este tipo de defeito comum foi descrito por Sánchez-Friera et al. (2011), onde todos os módulos de um gerador fotovoltaico de 12 anos são afetados em 33% das células fotovoltaicas, principalmente na parte inferior, onde estão mais sujeitas ao acúmulo de poeira. Vera et al. (2006) indicaram perdas de 4% devido a deposição de poeira no vidro. Os sedimentos de contaminantes promovem com a sujeira do vidro o processo de abrasão pela sedimentação da água da chuva e troca iônica entre os álcalis no vidro e os íons H<sup>+</sup> na solução aquosa (LOMBARDO et al., 2005). Além disto, este modo de degradação é agravado pela erosão do vidro das arestas da moldura do módulo fotovoltaico.

#### 3.1.5 Ruptura de interconexões entre células

Os ciclos térmicos introduzem expansão e contração contínua das ligações de solda. Esse processo de fadiga pode romper ou fragilizar o material (MUNOZ et al., 2011). Os barramentos das células são tiras metálicas conectados em paralelo. Assim, o aumento da resistência elétrica de um condutor é causado por reduções de seção do material, promovendo aumento da densidade de corrente e por conseqüência há aumento da temperatura. Alguns dos pontos de alta temperatura perfuram o isolamento do filme posterior, comprometendo o isolamento (KAPLANI, 2012). Garcia et al. (2014) verificaram por análise termográfica que nem todos esses pontos de superaquecimentos que podem ser observados no filme posterior são causados por *hot-spots* e, por outro lado, nem todos os pontos quentes exibem pontos queimados no Tedlar®. Porém, a presença de soldas fracas aumenta a probabilidade de ocorrência de fenômenos de aquecimento localizados. Os superaquecimentos dos contatos elétricos podem acontecer em soldas boas que são sobrecarregadas pela desconexão de partes degradadas, promovendo condução de maiores correntes, acumuladas por essas desconexões, outras áreas.

#### 3.1.6 Caixa de conexão de diodos

Testes acelerados mostram que a exposição ao calor e o congelamento da umidade causam degradação da caixa de diodos. Esta degradação pode promover corrosão dos contatos elétricos. Portanto, um bom isolamento deve inibir a entrada de umidade (MANGANIELLO;

BALATO; VITELLI, 2015). Sánchez-Friera et al. (2011) apontam que todos os módulos fotovoltaicos de uma instalação analisada após 12 anos de operação no sul da Europa apresentaram defeitos na caixa de junções. Todos os módulos fotovoltaicos exibiram um descolamento da caixa de conexão com o filme posterior. Normalmente, caixas com melhor dissipação de calor e melhores adesivos não devem apresentar esse tipo de defeito. Lorenzo et al. (2013) apontam que após 17 anos, em uma instalação em Madri, problemas com os terminais afetaram 7% dos módulos.

Além disso, um diodo de derivação submetido a uma dissipação de energia em longo prazo, por exemplo, devido ao sombreamento parcial ou total de uma célula na cadeia de células protegidas pelo próprio diodo, provoca um sobreaquecimento. A temperatura mais alta resultante do diodo de derivação pode induzir a degradação. As principais causas das falhas nos diodos de derivação são os níveis excessivos de corrente e a dissipação de calor inadequada ou insuficiente (MANGANIELLO; BALATO; VITELLI, 2015). Para o caso de módulos fotovoltaicos degradados em campo, a temperatura de trabalho da célula acima da caixa de junção é tipicamente superior à das outras células (SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011).

### 3.1.7 *Hot-spots*

Ação de efeitos de sombreamento acumulada durante anos pode causar os *hot-spots*. A medida que as células individuais são conectadas em um arranjo, a corrente que flui através das células é a mesma. Se uma célula está sombreada, essa célula é polarizada de modo reverso, com potência dissipada. Portanto, passa a consumir energia, convertida em calor. Os diodos de derivação são conectados em paralelo e na direção oposta ao fluxo de corrente das células fotovoltaicas, que limitam o efeito de dissipação de energia. O sombreamento parcial não é a única situação que pode levar a polarização reversa de uma ou mais células. Incompatibilidade (ou seja, descasamento operacional) entre células individuais, por exemplo, onde uma célula produzindo uma corrente menor do que outras células podem ter um efeito semelhante.

A medida que as células individuais se degradam de forma diferente, o efeito agrava-se. Se o diodo de derivação não proteger o circuito, o aquecimento ocorre. Outra causa relacionada pode ser o enfraquecimento das conexões do circuito interno do módulo. A célula é forçada a trabalhar em tensão elétrica negativa quando a corrente diminui devido aos

defeitos. Esse comportamento pode pronunciar-se também devido às células quebradas que, pela menor área tendem a ser polarizadas no segundo quadrante da curva I-V das células, como mostra a Figura 3.15.

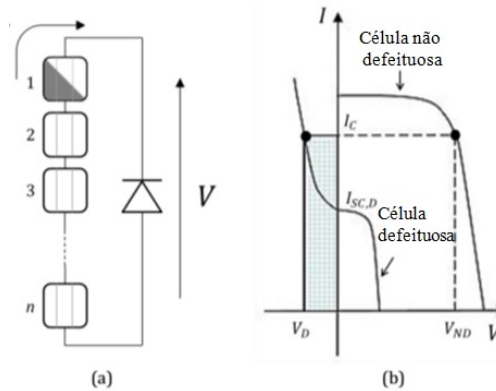


Figura 3.15 (a) Ligação elétrica de  $n$  células originalmente idênticas protegidas por um diodo de derivação. Uma das células é afetada por poeira, sombreamento ou qualquer defeito interno que limita sua corrente de curto-circuito. (b) curvas I-V da célula afetada e uma não afetada. A corrente imposta pelas células não defeituosas faz a célula defeituosa funcionar no segundo quadrante, dissipando energia e gerando um hot-spot (MORETÓN, 2016).

A Figura 3.16 ilustra como os aquecimentos localizados podem pronunciar-se na curva I-V. Sua ação é equivalente a um resistor conectado em série ao módulo. Além do mais o impacto do aquecimento localizado não depende apenas na quantidade, mas também no estado de degradação do módulo. Apesar de apresentar somente quatro pontos de superaquecimento visíveis no filme posterior, o módulo 18 é o mais degradado. A Figura 3.16 mostra a curva I-V de quatro módulos. Não há sinais de aquecimentos localizados em um dos módulos. Nos outros três é possível observar 1, 4 e 8 pontos de superaquecimento perfurando o filme posterior.

Como um teste simples para verificar a condição da soldagem nas células afetadas pelos aquecimentos localizados, observa-se que o superaquecimento encontra-se nos melhores pontos da solda. Para explicar esse fato é preciso lembrar que existem poucos pontos que coletam a corrente gerada na célula. Se as duas conexões oferecerem a mesma resistência elétrica, então a corrente será dividida. Se alguma anomalia ocorre, então a corrente percorre o caminho de menor resistência elétrica. A resistência causada por defeitos de solda pode

induzir estes efeitos. A concentração desta corrente em áreas pequenas pode induzir aumento de temperatura e *hot-spots* (GARCÍA et al., 2014).

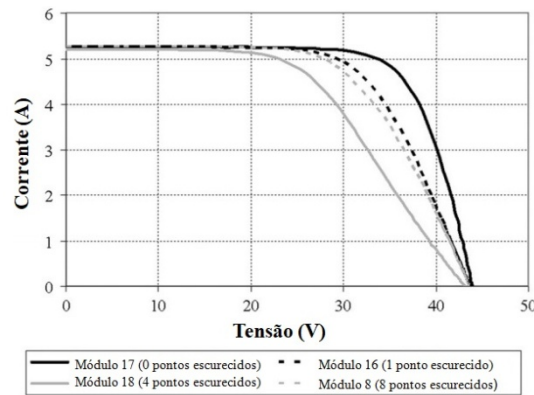


Figura 3.16 Curvas I-V para quatro módulos de um gerador afetado por aquecimentos localizados (GARCÍA et al., 2014).

A ruptura das células só é evidenciada quando a quebra leva ao isolamento de partes da célula. A Figura 3.17 mostra as curvas I-V de dois módulos defeituosos (em vermelho). Neste caso, o módulo tem três séries de célula, as linhas tracejadas correspondem à divisão imaginária do módulo nestas séries. Ambos os módulos possuem duas séries sem *hot-spots*. Nos gráficos da Figura 3.17, em azul apresenta-se o comportamento de um módulo com todas as células funcionando em sua totalidade.

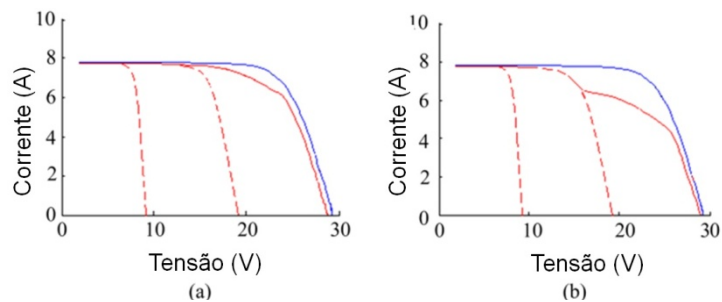


Figura 3.17 Curva I-V de dois módulos sem (em azul) e com *hot-spots* (vermelho) (GARCÍA et al., 2014).

Como a temperatura de um *hot-spot* aumenta rapidamente, a segurança torna-se a principal preocupação. Podem ocorrer danos significativos na parte frontal ou traseira do módulo, levando a um elevado risco de incêndio (JORDAN et al., 2017). Tipicamente se observam tais efeitos de aquecimento utilizando técnicas de termografia.

### 3.1.8 PID

A degradação induzida pelo potencial emergiu na última década como um dos principais modos de degradação em usinas solares. Os módulos podem sofrer o chamado PID devido a elevadas tensões elétricas nas instalações de sistemas fotovoltaicos. Estas tensões elevadas podem gerar correntes de fuga entre as células solares e a estrutura do módulo através do vidro e o encapsulamento, sendo responsável pelos efeitos de degradação e redução na potência. O PID é atribuído a altas tensões de trabalho, condições mais típicas nos últimos anos com grandes usinas. Estas altas tensões de trabalho somadas à umidade e temperatura aceleram este modo de degradação nos módulos (MARTINEZ-MORENO; LORENZO; MUNOZ; PARRA, 2013).

Para módulos com base p, os íons Na<sup>+</sup> que difundem desde o vidro frontal se acumulam inicialmente na camada antirreflexiva, normalmente contendo compostos do tipo SiN<sub>x</sub>, podendo difundir pela rede cristalina. A difusão do sódio modifica a curva I-V da célula. A difusão na rede cristalina da junção PN devido ao campo elétrico existente entre a moldura aterrada e as células localizadas em potenciais negativos do gerador faz com que a junção perca suas propriedades gradativamente, revelando este efeito no valor da resistência paralela ( $R_p$ ) das células afetadas (FIGUEIREDO, 2017).

Martínez-Moreno et al. (2013) observam que as imagens de eletroluminescência podem fornecer importantes informações para descobrir a ação de PID no módulo. Um módulo sem PID possui todas as células com mais ou menos a mesma intensidade de brilho, enquanto módulos afetados têm células escurecidas, efeito causado pela degradação nas propriedades das células. A Figura 3.18 apresenta as imagens de eletroluminescência de módulos conectados em série em um arranjo degradado. Os módulos mais próximos ao polo negativo (módulos mais perto do módulo número 1) têm células escurecidas como evidência de PID, enquanto módulos mais afastados (positivos) têm as células com uma mesma intensidade de brilho e estão livres de PID. Para o caso em questão, o primeiro módulo já havia sido trocado por estar totalmente degradado. Pode-se observar que, excetuando-se por este módulo 1, que foi trocado, os outros módulos mais afastados da polaridade encontram-se com menor degradação (11 e 12).

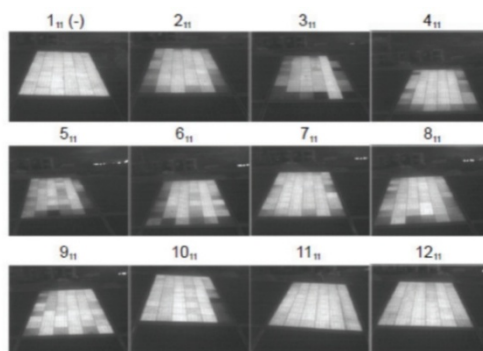


Figura 3.18 Módulos em arranjo afetado por PID (MARTINEZ-MORENO; LORENZO; MUNOZ; PARRA, 2013).

A inspeção por imagem infravermelho é um método útil para estimar se um módulo foi afetado por PID. Deve ser realizada em dias ensolarados. O ensaio pode ser realizado sem interferir na operação do sistema. Usualmente células com PID possuem temperaturas de operação mais altas, enquanto que um módulo sem PID tem a distribuição homogênea de temperaturas. Além do mais, as células com PID costumam agrupar-se nos polos positivos dos arranjos. O caso exibido na Figura 3.19, segundo Martínez-Moreno et al. (2013) mostram que os módulos que apresentam maior temperatura na polaridade mais positiva dos arranjos, sendo este justamente os módulos afetados por PID. Como não é sempre possível revelar este tipo de degradação por termografia, outra possibilidade para estimar PID é a medição da tensão de circuito aberto do módulo. No caso de a tensão diminuir, uma causa pode ser o aumento da resistência associada à forte degradação.

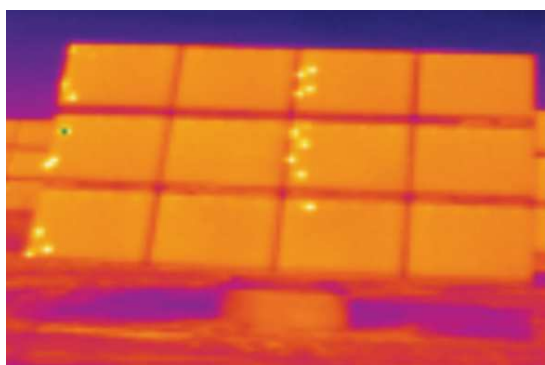


Figura 3.19 Imagem térmica de um seguidor com 12 módulos e a metade afetada por PID: as células mais perto do polo positivo apresentam maiores temperaturas (em amarelo para algumas células na figura) (MARTINEZ-MORENO; E. LORENZO; J. MUNOZ; R. PARRA, 2013).

### 3.1.9 LID

Dentro dos fenômenos que causam alteração no comportamento elétrico, a degradação induzida pela luz se manifesta nos primeiros momentos de exposições dos módulos às condições de operação. Existem recomendações que visam estimar o pronunciamento do efeito em módulos cristalinos expostos a 60 kWh/m<sup>2</sup> em circuito aberto (COSTA, 2019). Perdas de até 5% da potência inicial, estimadas pela medida I-V, são consideradas normais. Perdas maiores de 15%, por exemplo, são consideradas como falhas. É importante apontar que para módulos de filmes finos as estimativas são diferentes.

Na ativação do B-O, a perda de eficiência depende da concentração dos elementos, então o silício do tipo Czochralski é o mais afetado por causa da alta concentração de oxigênio. O p-Si é menos afetado por causa das menores concentrações de oxigênio. Este problema pode ser evitado usando outros dopantes como gálio ou silício do tipo n. A ativação do complexo ocorre nas primeiras horas de exposição. Os defeitos podem ser minimizados através do processo chamado regeneração (LUKA; HAGENDORF; TUREK, 2016).

Outro mecanismo de degradação é causado pela dissociação do FeB. No escuro, átomos de ferro carregados positivamente podem conectar-se aos átomos de boro negativamente carregados, como resultado de interações Coulomb. Estes complexos têm energia baixa e não reduzem a eficiência da célula.

Em 2012 foi descoberto o mc-PERC LID. Como a tecnologia de células PERC ocupa fatia importante do mercado é importante observar como este mecanismo se pronuncia nas células. Diferentemente dos outros mecanismos citados, alta temperatura é necessária para induzir a degradação, tanto quanto maiores intervalos de tempo. Esta degradação não está associada à presença do oxigênio e o processo de regeneração ainda é alvo de estudos. A Figura 3.20 mostra a variação dos parâmetros I-V da célula. Na Figura 3.21 a Imagem de eletroluminescência mostra como a célula responde ao processo de degradação.



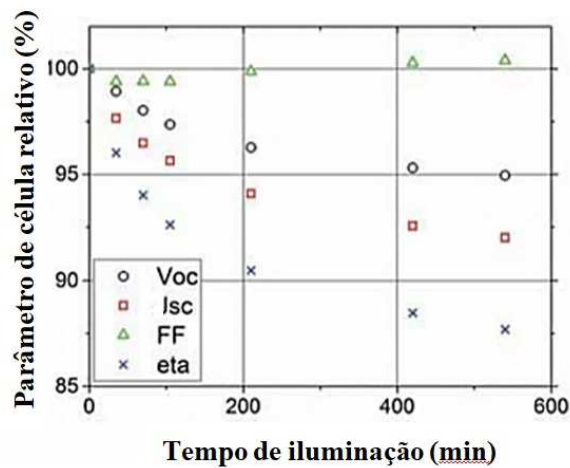


Figura 3.20 Típica degradação mc-PERC LID de uma célula iluminada a ‘um sol’ e temperatura de 75 °C (LUKA; HAGENDORF; TUREK, 2016).

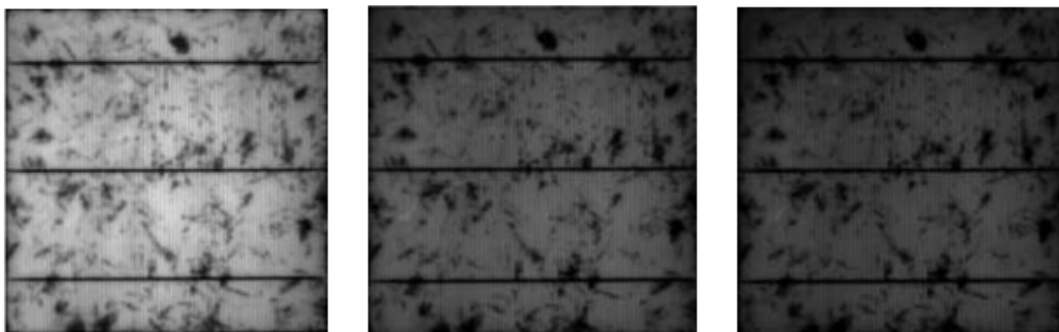


Figura 3.21 Imagens de eletroluminescência com a mesma escala de uma célula antes de ser iluminada e depois de 20 (centro) e 30 (direita) minutos com iluminação de ‘um sol’ e temperatura de 95 °C (LUKA; HAGENDORF; TUREK, 2016).

### 3.2 Interferência ambiental na degradação

Jordan et al. (2012) apresentam informações de degradação nas diferentes zonas climáticas de Koeppen-Geiger (1948). Tais zonas climáticas caracterizam-se pelas particulares interações entre a flora e clima. O esquema de classificação de Koeppen-Geiger é baseado em temperatura e precipitação. Claramente, os níveis de chuva e temperatura refletem em diferentes intensidades de estresse térmico, umidade e radiação. Adicionalmente, outros aspectos devem intervir no ciclo de operação dos módulos, como altitude, ciclos térmicos, carregamento de neve e salinidade do ar.

Observando as interações climáticas com módulos fotovoltaicos, Jordan et al. (2012) complementam que devido às incertezas de medição e baixos valores de degradação dos dispositivos de c-Si, os resultados de quantificação da degradação inicial devem ponderar todas considerações dos erros relativos à medida. Geralmente a taxa de degradação inicial encontra-se com valor inferior a um possível erro de medição dos parâmetros fotovoltaicos. A magnitude do erro é minimizada conforme os anos passam e a degradação acumulada se manifesta com maiores perdas. O erro dos simuladores solares encontra-se na ordem de 2% e as taxas de degradação de 0,5%. Idealmente o controle detalhado (em tempo real) dos parâmetros I-V com registro do tempo e outros dados seria desejável, independentemente do clima.

A distribuição de degradação dos parâmetros I-V por zona climática para módulos de m-Si e p-Si é mostrada na Figura 3.22. As questões sobre as incertezas devem ser reforçadas observando as quantidades de pontos indicados no gráfico. Para a maioria das zonas climáticas, a diminuição da  $I_{SC}$  é o maior contribuinte para a degradação da  $P_M$  (representada por  $P_{max}$  no gráfico). No clima desértico, a  $I_{SC}$  excede a degradação sobre  $P_M$ , enquanto  $V_{OC}$  praticamente não varia. Indica-se, por exemplo, que as altas temperaturas e irradiância do clima desértico causem escurecimento do EVA, que se manifesta como alta degradação de  $I_{SC}$ . Além disto, é interessante notar que para o clima polar a maior degradação do  $FF$  é observada. Uma explicação plausível poderia ser que a carga de neve leva a rachaduras no vidro e células, ou que a exposição a estas temperaturas leva à quebra da interconexão devido à fragilidade dos polímeros e metais em baixas temperaturas.

O escurecimento do encapsulante é o modo de degradação dominante em todos os climas. Conforme os anos passam, aumenta a sinergia dos fenômenos, como a delaminação e corrosão dos circuitos internos, que surgem tipicamente acompanhados pelo aumento da resistência em série. Quando se pondera efeitos no desempenho, o efeito do escurecimento do encapsulante diminui, devido à sua menor severidade em relação às maiores delaminações, corrosão de contatos dos circuitos internos, *hot-spots* e problemas de isolamento do filme posterior (JORDAN et al., 2017).

Em climas moderados, o percentual de módulos afetados pelo escurecimento do encapsulante diminui notavelmente para instalações recentes. Estas instalações são

governadas por diferentes modos de degradação, como pontos quentes e PID, além de delaminação. A degradação induzida pelo potencial e maiores delaminações não são frequentemente relatados, mas quando são, mostram efeito substancial. Pontos quentes que causam problemas de desempenho ou segurança e são frequentemente relatados, mas afetam poucos módulos (JORDAN et al., 2017).

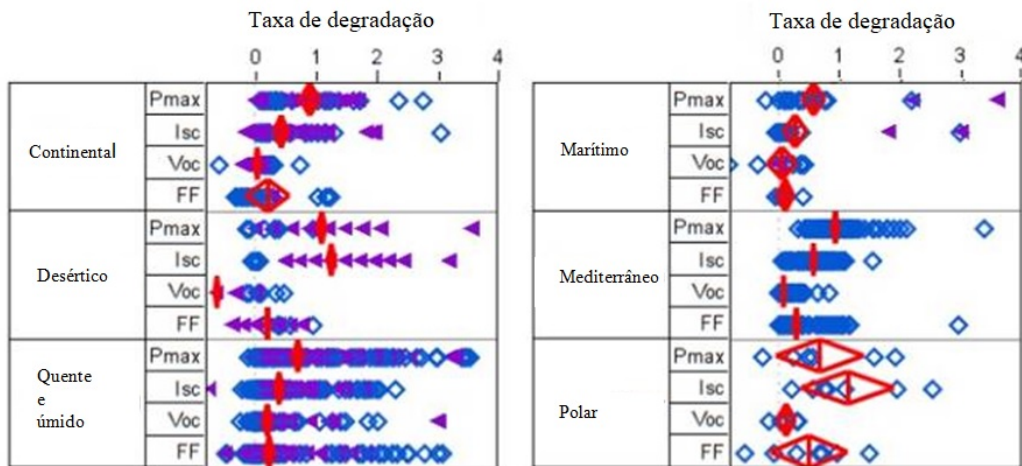


Figura 3.22 A distribuição de degradação dos módulos por zona climática para módulos de m-Si (losangos azuis) e p-Si (triângulos lilás) baseado nas zonas Köppen-Geiger (adaptado de Jordan et al., 2012).

No clima quente e úmido, a fração do percentual de módulos afetados por defeitos é maior do que em climas moderados, embora a maioria das categorias no clima quente e úmido tenha menos pontos de dados do que as categorias equivalentes no clima moderado. Em instalações mais antigas, o escurecimento do encapsulante é o modo de degradação dominante, acompanhado pela delaminação, problemas do filme posterior, células fraturadas, caixa de diodos quebrada e corrosão dos circuitos internos. Além disso, quebra de vidro e sujeira permanente são observados nas bordas da moldura e podem causar eventuais sombreamentos parciais de células das bordas.

Como nos outros climas, o percentual de módulos afetados no deserto diminuiu substancialmente em novas instalações. Os modos de degradação evidentes nestas instalações modernas são escurecimento do EVA e pontos quentes. O escurecimento do encapsulante em instalações pós-2000 aparece em módulos na sua meia-vida no clima desértico, mas em um grau menor que o clima quente e úmido (JORDAN et al., 2017).

## 4. METODOLOGIA

A norma IEC 61215 fornece informações para caracterização de dispositivos fotovoltaicos, no âmbito da avaliação de operação dos equipamentos. No entanto, módulos em estado de operação contínua, diferentemente dos novos de fábrica (dados as condições das instalações) necessitam-se diferentes abordagens. A maneira mais clara para obter o estado da operação do equipamento se dá a partir da análise do comportamento elétrico de cada módulo. A IEC 61215 recomenda a avaliação da curva I-V como ferramenta de estimativa da qualidade. Com a análise dos parâmetros elétricos determinados a partir das curvas I-V é possível identificar diferentes problemas e suas influências no estado de operação dos arranjos fotovoltaicos ou de cada módulo individualmente. O fluxograma da Figura 4.1 apresenta os ensaios realizados neste trabalho para avaliar a degradação dos módulos que compõem os sistemas fotovoltaicos em estudo. Não se efetuaram ensaios destrutivos e as instalações ainda permanecem em operação.

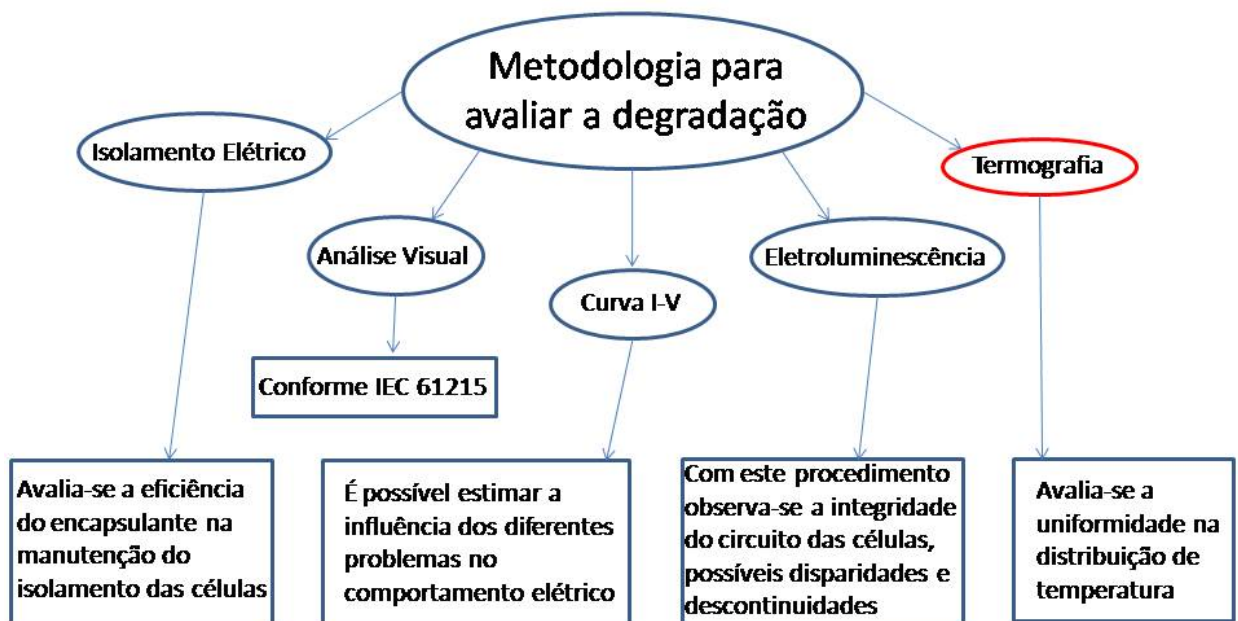


Figura 4.1 Fluxograma da metodologia utilizada para avaliar degradação.

Pela IEC 61215 ainda são propostos procedimentos adicionais para determinação da qualidade do dispositivo fotovoltaico (relatados no capítulo 2 e capítulo 3). Estas técnicas

auxiliam na avaliação dos defeitos nos módulos e são: inspeção visual e teste de isolamento elétrico. A inspeção visual pode revelar os modos de degradação, complementando a análise dos parâmetros elétricos. O teste de isolamento elétrico avalia a capacidade de correta isolação promovida pelo encapsulamento.

A Tabela 3 apresenta os típicos modos de degradação e como a literatura relaciona as técnicas utilizadas nas avaliações que podem identificá-los e quantificá-los.

Tabela 3 Identificação dos modos de degradação

Modo de degradação	Avaliação
Escurecimento do encapsulante	Visual/ $I_{SC}$
Delaminações de grandes áreas do filme posterior	Visual
Menores delaminações	Visual
Comprometimento do isolamento no filme posterior	Visual/Isolamento
Outros problemas do encapsulamento	Visual
Corrosão e aumento de resistência série	Curva I-V/ $R_s$ /Visual
Comprometimento de circuito interno e soldas	Curva I-V/Termografia
Pontos quentes ( <i>hot-spots</i> )	Termografia/Curva I-V
Células quebradas	$FF$ /Visual/EL
Problemas na caixa de diodos	Curva I-V/Visual
Vidros trincados	Visual
Perdas atribuídas à sujeira permanente	Visual/ $I_{SC}$
Degradação induzida pelo potencial	Curva I-V/EL/Termografia
Deformação na moldura	Visual

Outras técnicas que contribuem com a avaliação do estado de operação dos equipamentos são as imagens obtidas através de eletroluminescência e infravermelho. Muitas práticas já consolidaram a utilização destes artifícios na caracterização fotovoltaica. As imagens de eletroluminescência são particularmente úteis para identificar células trincadas e PID. A termografia é uma importante ferramenta que facilmente identifica pontos quentes e aquecimentos não-uniformes. A imagem infravermelha do sistema também pode auxiliar na identificação de PID. No fluxograma da Figura 4.1, a termografia apresenta-se em vermelho, pois este recurso foi utilizado apenas na instalação de Porto Alegre.

Como objetos de pesquisa do presente trabalho avaliaram-se dois sistemas. Um destes sistemas está localizado no Instituto de Energia Solar da Universidad Politecnica de Madrid. O outro sistema avaliado localiza-se no LABSOL na cidade de Porto Alegre.

#### 4.1 Análise do comportamento elétrico

Com a curva I-V pode-se apreciar o estado da potência do gerador e perdas na conversão. Anomalias são facilmente identificadas através de descontinuidades e tendências observadas nas curvas dos módulos. No entanto, realizar a análise do comportamento elétrico não é uma prática trivial e depende de vários fatores técnicos. Por exemplo, realizar aquisição das curvas I-V de módulos instalados em um gerador depende de condições de irradiância de no mínimo  $700 \text{ W/m}^2$ , céu limpo e velocidade do vento inferior a  $2 \text{ m/s}$  (IEC 60904-1, 2006). Esta avaliação do comportamento de curva I-V pode ser realizada em simuladores solares ou ainda sob sol real, também chamada de condição *outdoor*.

Condições propícias para medidas são mais raras em alguns locais, dificultando a realização de testes sob sol real. Desmontar os módulos da estrutura de sustentação para análise conduzida em condição controlada em simulador, seguida da reinstalação, leva a maiores movimentações que podem induzir danos nos módulos. Logo, esta avaliação nem sempre é possível. Ao mesmo tempo em que o gerador deve ser momentaneamente desligado.

Em usinas existem procedimentos realizados com simuladores portáteis, bem como testes conduzidos em campo para obter a curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos. A localidade das grandes instalações que necessitam de maiores controle geralmente tem alta incidência de radiação e por isso as condições de medida são mais facilmente reproduzidas (CARRILLO et al., 2017).

Com o trabalho de Carrillo et al. (2017) é possível observar que o controle em campo é uma alternativa tão precisa quanto avaliações realizadas em simuladores solares, por isso o controle da produção de energia pode ser facilmente otimizado. Para os processos de controle de qualidade do módulo, é importante tê-los limpos no momento da avaliação da curva I-V. Por isso, os módulos foram todos cuidadosamente limpos antes desta avaliação.

Seja qual for o caso, o teste fotovoltaico ao ar livre requer a medição da irradiância solar e da temperatura do módulo. Quando o objetivo é caracterizar um módulo fotovoltaico

ou analisar o desempenho de um arranjo fotovoltaico, obtém-se a menor incerteza com sensores de irradiância que possuem a mesma resposta espectral, angular e térmica que o módulo sujeito ao teste. Tais sensores podem ser módulos únicos do mesmo tipo do objeto em questão, previamente estabilizados e calibrados em corrente de curto-circuito, para irradiância, e/ou em tensão de circuito aberto, para temperatura.

#### 4.2 Segurança elétrica do isolamento dos módulos

Devem cumprir-se requisitos mínimos de ensaios de isolamento do circuito elétrico conforme a norma IEC 61215. O ensaio de isolamento elétrico tem como objetivo determinar a ação do isolamento dos circuitos internos e outras partes condutoras de corrente. Os limites de correntes de fuga também devem ser observados no começo e no fim de cada sequência prevista neste teste. Este teste é facilmente automatizado e a IEC 61215 descreve os principais passos e cuidados a serem observados na condução deste ensaio.

Para proceder este ensaio, os terminais do módulo são conectados em curto-circuito. Estes então são conectados ao terminal positivo de um aparelho medidor de isolamento de corrente contínua. O terminal negativo 2 do aparelho é fixado a moldura metálica. O equipamento de ensaio aplica a tensão até o valor resultante de 1000 V somados duas vezes a máxima tensão suportada pelo sistema (tipicamente 1000 V), resultando em 3000 V, na taxa de 500 V/s. Mantém-se esta tensão por dois minutos, então é medida a resistência de isolamento.

Os requisitos que o ensaio deve cumprir são os seguintes: para módulos com área maior que 0,1 m<sup>2</sup>, o produto da resistência de isolamento medida pela área do módulo não deve ser inferior a 40 MΩ.m<sup>2</sup>. No estudo já realizado, primariamente, as medições de resistência foram conduzidas tanto com os procedimentos descritos pela norma utilizando fontes de tensão e resistores, quanto com o equipamento mostrado na Figura 4.2. Ao observar-se que as medidas foram semelhantes, decidiu-se utilizar os dados do equipamento Fluke 1555 10 kV. Neste equipamento, as tensões de teste selecionáveis em incrementos, os valores medidos podem ser armazenados na memória. O dispositivo é capaz de realizar medição de resistência de isolamento <5% dentro da faixa da medida. No LABSOL foi utilizada a mesma metodologia descrita pela IEC 61215. No entanto a fonte de tensão não era automatizada. O equipamento em questão é INSTRUM Hipot Tester 5 kV 5 mA.



Figura 4.2 Teste de isolamento elétrico realizado com equipamento com a rotina de ensaio de isolamento programada.

#### 4.3 Termografia

Para avaliar efeitos térmicos na instalação do LABSOL realizaram-se imagens termográficas, também, encontradas na literatura como capazes de identificar defeitos como descasamento operacional (SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011), *hot-spots* (GARCÍA et al., 2014) e PID (MARTINEZ-MORENO, LORENZO, MUNOZ, PARRA, 2013). Complementarmente, a termografia em campo foi utilizada para observação da dispersão de temperatura nos módulos, demonstrando a estimativa uniforme da temperatura de operação. A câmera utilizada para inspeção foi o equipamento THERMOCOM V52 com software para pós-processamento, análise e relatórios. O intervalo de espectro do equipamento é de 8~14 $\mu$ m, o campo de visão (FOV) 14°×10°/40mm, sensibilidade térmica de  $\leq 0.08$  °C a 30 °C. Temperatura de operação de -20 °C a 60 °C.

#### 4.4 Eletroluminescência

Sob o ensaio de EL, os módulos operam em polarização direta que promove recombinação dos pares elétron-lacuna resultando na emissão de radiação em pequena intensidade. A corrente de excitação pode ser menor ou igual ao  $I_{SC}$ . Para este trabalho todas as imagens de eletroluminescência foram registradas aplicando-se uma corrente na ordem da  $I_{SC}$ . A emissão de radiação ocorre no IR próximo, entre os comprimentos de onda de 1000 nm e 1300 nm, portanto exige uma câmera que possua um sensor com adequada resposta



espectral nesta faixa. Existem câmeras comerciais para este fim. Uma câmera comercial do tipo 'pco.1300 solar' foi utilizada para registrar os dados do sistema de Madri (câmera CCD com sistema de 12 bit desenvolvido para aplicação de EL no intervalo de faixa de comprimentos de onda entre 850 nm e 1200 nm). Em Porto Alegre utilizou-se de uma câmera fotográfica convencional (Canon EOS Rebel T6) removendo-se o filtro infravermelho, conforme é descrito por Figueiredo et al. (2018).

#### 4.5 Análise visual

A norma IEC 61215 estabelece os critérios para análise visual dos equipamentos, definindo os defeitos visuais importantes. O objetivo da inspeção visual é detectar qualquer problema que possa causar risco de perdas ou mau funcionamento do módulo. Em alguns casos, são indicados ensaios adicionais para decidir se os defeitos visuais são importantes ou não, em outros a influência nos parâmetros elétricos não é observada. A norma é direcionada ao controle de qualidade dos equipamentos na escala industrial no estágio de pré-operação. Esta análise pode estender-se para a avaliação da operação em campo. Alguns defeitos visuais são claramente notados, outros demandam maior atenção e conhecimento técnico. A IEC 61215 destaca como de importante observação:

- a. Superfícies quebradas, trincadas ou rasgadas.
  - b. Superfícies dobradas ou desalinhadas, incluindo superstratos, substratos, moldura e caixas de conexões, na medida em que podem afetar a operação do módulo.
  - c. Bolhas ou esfoliações que criem um caminho contínuo entre o circuito e moldura do módulo.
  - d. Se a integridade mecânica depende da laminação ou de outros meios de adesão, a soma das áreas ocupadas por bolhas não deve exceder 1% da área do módulo.
  - e. Evidências de que o encapsulante, filme posterior, ou camada frontal fundiu ou foram queimados, além dos circuitos ou diodo.
  - f. Perda da integridade mecânica que afete a instalação ou o funcionamento do módulo.
  - g. Células trincadas ou quebradas que possam mostrar áreas ativas afetadas maiores que 10% da área total do circuito elétrico do módulo fotovoltaico.
  - h. Buracos ou corrosão visível de qualquer das camadas do circuito do módulo que se estendam por mais de 10% da área de uma
  - i. Interconexões, soldas ou terminais quebrados.
  - j. Partes elétricas ativas expostas.
- (IEC 61215, 2006).

#### 4.6 Geradores caracterizados

Nos casos de estudo buscou-se por instalações em diferentes localidades de operação. Assim se pode avaliar como as instalações degradaram e observar como a deterioração pode ocorrer em determinado ambiente. Apesar de apresentar brevemente algumas considerações sobre os módulos de filmes finos e sua degradação, foram avaliadas somente instalações de m-Si. Atualmente os módulos de silício cristalino ocupam massivamente o mercado e, por isso optou-se por concentrar o estudo neste tipo de tecnologia de células.

Os geradores do estudo estão atualmente conectados à rede. Ambos são da extinta marca espanhola Isofoton. Generalizando, os módulos são semelhantes, pelo menos em relação aos componentes e às características construtivas e constitutivas. Isto é, os processos de manufatura são muito semelhantes. Na descrição dos módulos é possível observar que a composição das células dos módulos é idêntica em alguns aspectos. Os módulos, por outro lado, têm características elétricas diferentes, como será detalhado nas próximas seções. Na época que os módulos do estudo foram fabricados, produziam-se poucos equipamentos. Logo esta generalização sobre a semelhança no processo de fabricação dos equipamentos com o intuito de comparação não está incorreta.

##### 4.6.1 Gerador fotovoltaico em Madri

Esta seção tem o intuito de descrever o gerador localizado na cidade de Madri: é composto de 90 módulos da marca Isofoton com 7 kWp de potência e está localizado na cobertura do Instituto de Energia Solar na Universidade Politécnica de Madri. Cada módulo tem 60 células de silício monocristalino com base p, texturizadas com camada antirreflexiva de  $TiO_x$ . As células são encapsuladas com EVA. O laminado é reforçado por uma estrutura de alumínio anodizado com uma junta de silicone. O sistema foi conectado à rede no dia 13 de dezembro de 1993. Em sua rotina de trabalho, o arranjo opera normalmente em condições de máximo desempenho. Este gerador foi projetado para sistemas de bombeamento de água e por isso a corrente de curto-circuito dos módulos é da ordem dos 17 A. A Figura 4.3 apresenta uma visão geral da instalação.

A estrutura que suporta o gerador tem localização geográfica definida por latitude 40,45N, longitude 3,72W e altitude de 667 m. Os dados do ano meteorológico típico da

localização são: irradiação solar direta no plano de  $3,5 \text{ kWh/m}^2$  ao dia; temperatura ambiente média de  $15^\circ\text{C}$ ; e umidade relativa de 51% (AEMET, 2019). Conforme Koeppen (1948) o clima da cidade de Madrid é classificado com Csa (clima mediterrâneo com verão quente). Os módulos encontram-se sobre uma estrutura cuja orientação é  $\beta = 20^\circ$ , orientação sul.



Figura 4.3 Gerador de 7 kWp com 24 anos de operação caracterizado no estudo.

Martínez Moreno (2006) apresenta as características do equipamento, principalmente com respeito à configuração elétrica. A Figura 4.4 revela o quadro de dados fornecido pelos fabricantes dos módulos estudados.

Observa-se que os módulos não se apresentam com parâmetros elétricos no padrão comercial atual de 45 V e 8 A. A Figura 4.5 mostra as conexões elétricas e divisão dos arranjos em um diagrama esquemático construído na vista superior do gerador. Os módulos são identificados com um número, assim inscrito no seu número de série. Ao longo dos anos várias ligações diferentes foram realizadas entre os arranjos. Atualmente o inversor tem ligação monofásica com a rede e tensão c.c. de entrada resultante da associação na ordem dos 300 V.

<b>Fabricante</b>	Isofotón
<b>Modelo</b>	ISO M88
<b>Tecnologia</b>	Silício Monocristalino
<b>Cobertura frontal-posterior</b>	Vidro - Tedlar®
<b>Células em série</b>	12
<b>Células em paralelo</b>	5
<b>Dimensões do módulo (mm)</b>	589 x 1305
$I_{SC}$ (A)	16,35
$V_{OC}$ (V)	7,2
$I_{MP}$ (A)	15,20
$V_{MP}$ (V)	5,8
$P_M$ (W)	88
$FF$	0,749

Figura 4.4 Características nominais dos módulos do gerador (MARTÍNEZ-MORENO, 2006).

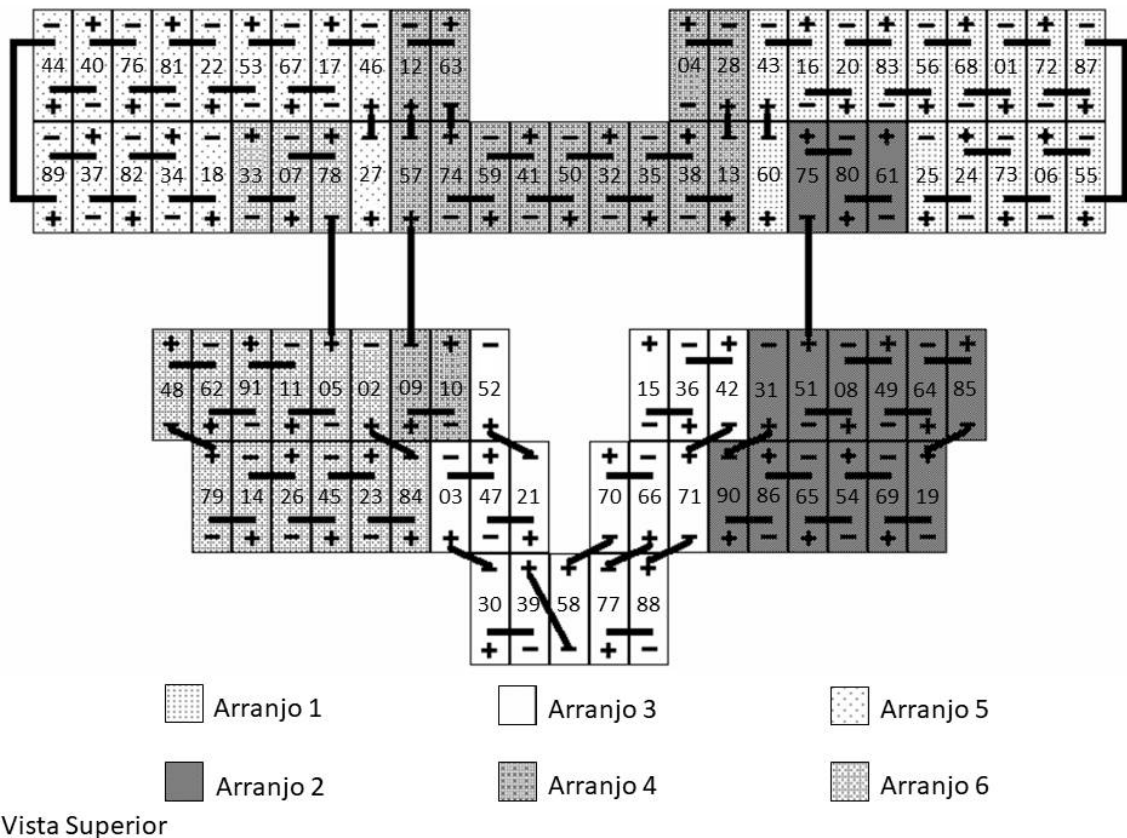


Figura 4.5 Diagrama das ligações dos módulos e arranjos do sistema em estudo.

Neste trabalho optou-se por determinar o comportamento dos módulos instalados na estrutura de trabalho mantendo sua posição original. Com isso, a principal ideia foi evitar maiores danos nos módulos que demonstram claros sinais da ação da degradação e que se fragilizaram claramente. Antes da medida, o gerador foi totalmente limpo, para assim evitar erros de medida causados por sujeira. O grupo de pesquisa do Instituto de Energia Solar na Universidade Politécnica de Madri forneceu dados de arquivo onde foi possível observar os valores dos parâmetros da curva I-V na primeira medição realizada em 1993 e depois em 2009 (LORENZO et al., 2013).

Utilizou-se um módulo calibrado como sensor para registrar as condições de medida. A descrição deste procedimento será abordada na seção de resultados. Um traçador de curvas registra simultaneamente os dados da curva I-V de dois módulos: um módulo de referência e o módulo a ser caracterizado. Os valores de irradiância e temperatura são dados retirados (calculados) a partir da curva I-V do módulo de referência. A curva I-V do módulo caracterizado é então transladada até a condição padrão. Este procedimento foi desenvolvido pelo Grupo de Sistemas do IES da UPM (que levou a construção da carga capacitiva dupla, proposta por Muñoz et al. (2014).

O registro das curvas dos 90 módulos que compõe a instalação foi realizado no período entre os meses de julho e outubro de 2017, durante o verão e o outono. Realizaram-se as medidas em dias de céu limpo, sem a presença significativa de nebulosidade e com irradiâncias entre 700 e 1000 W/m<sup>2</sup>. As curvas I-V adquiridas em condições ambientais foram transladas para a condição padrão seguindo as indicações da norma IEC-60891.

As eletroluminescências foram realizadas entre outubro e novembro de 2017. Mesmo período da inspeção visual. Neste gerador não foi realizada inspeção termográfica.

#### 4.6.2 Gerador fotovoltaico em Porto Alegre

O gerador em estudo é constituído por 48 módulos divididos em três arranjos de 16 módulos cada, compostos por duas séries de oito módulos. Os módulos fotovoltaicos são da marca Isofoton, modelo I-100/24, de 72 células de silício monocristalino (m-Si) com base p, texturizadas com camada antirreflexiva de TiO<sub>x</sub>. As células são encapsuladas com EVA. Este modelo tem as características nominais de 100 W<sub>p</sub>,  $I_{SC}$  3,27 A e  $V_{OC}$  de 43,2 V. As características nominais dos módulos foram replicadas de acordo com o quadro da Figura 4.6.

Conforme Koeppen (1948) o clima da cidade de Porto Alegre (latitude 30,03S e longitude 51,23W) é classificado com Cfa (Clima temperado úmido com verão quente). A temperatura média anual é de 19,6 °C, a pluviosidade média anual é 1397 mm e a umidade relativa média é de 76,5%. A irradiação média diária anual no plano é de, aproximadamente, 4 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

<b>Fabricante</b>	<u>Isofotón</u>
<b>Modelo</b>	I-100/24
<b>Tecnologia</b>	<u>Silício Monocristalino</u>
<b>Cobertura frontal-posterior</b>	<u>Vidro - Tedlar®</u>
<b>Células em série</b>	72
<b>Células em paralelo</b>	1
<b>Dimensões do módulo (mm)</b>	1310 × 654
$I_{SC}$ (A)	3,27
$V_{OC}$ (V)	43,2
$I_{MP}$ (A)	2,87
$V_{MP}$ (V)	34,8
$P_M$ (W)	100
$FF$	0,7

Figura 4.6 Características nominais fornecida pelo fabricantes dos módulos do gerador.

Na Figura 4.7 apresenta-se a fachada norte do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, localizado na cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil. Nela é possível observar os 48 módulos instalados, divididos em conjuntos superiores e inferiores, orientados ao norte com ângulo de inclinação, em relação ao plano horizontal, igual a 30° (latitude local). A potência nominal  $P_M$  de cada arranjo é de 1,6 kWp, e o sistema, em sua totalidade, atinge a potência de 4,8 kWp. Cada arranjo é conectado a um inversor monofásico, convertendo a corrente contínua gerada em corrente alternada na tensão de 220 V. A conexão das séries fotovoltaicas, de modo a formar os três arranjos, é realizada em uma caixa de conexões no interior do laboratório, associando-se em paralelo uma série superior com outra inferior para depois conectá-las ao seu respectivo inversor. Nos inversores, os arranjos são identificados como Leste, Centro e Oeste. Junto ao solo, as superfícies planas são coletores solares instalados para climatização do prédio. O sistema foi conectado a rede em julho de 2004.



Figura 4.7 Fachada norte do LABSOL mostrando o gerador fotovoltaico de 4,8 kWp.

A Figura 4.8 mostra um diagrama de conexão representando a ligação do sistema fotovoltaico conectado à rede com um watt-horímetro em sua saída registrando a produção de energia, passando pelo consumo do LABSOL até outro dispositivo registrando a energia consumida.

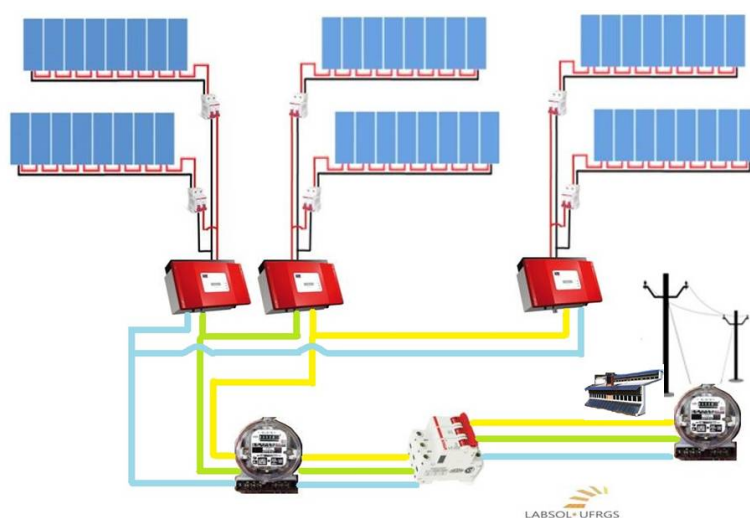


Figura 4.8 Diagrama de ligação da instalação do LABSOL.

Neste gerador realizaram-se todos os testes propostos na metodologia. Entre os dias 15 de abril e 30 de abril de 2019, juntamente com a inspeção visual os módulos que compõem a instalação foram medidos individualmente, a sol real, utilizando o equipamento PVPM 1000C100, cuja polarização é realizada através de carga capacitiva. Este equipamento permite medir tanto módulos quanto arranjos e séries fotovoltaicas, pois possui escalas de tensão e corrente compatíveis com os limites destes geradores. As incertezas elétricas para as medidas da tensão e corrente, de acordo com o fabricante, são inferiores a 1% do fundo de escala em que se realiza a medida. Considerando os limites de tensão e corrente utilizados pelo instrumento quando medidos individualmente os módulos (100 V e 10 A, respectivamente), a incerteza elétrica para a tensão é inferior a 1 V e para corrente, inferior a 0,1 A.

A temperatura de cada módulo foi medida com um Pt-100 fixado na região central, em contato com o polímero (Tedlar®) da parte posterior em uma região ativa, aguardando-se a estabilização térmica entre o módulo e o sensor antes de cada medida. A irradiância foi medida utilizando-se uma célula de referência de silício monocristalino fixada ao mesmo plano dos módulos sob ensaio.

As medidas foram realizadas em dias de céu limpo, sem a presença significativa de nebulosidade e com irradiâncias entre 700 e 1000 W/m<sup>2</sup>. As curvas I-V adquiridas em condições ambientais foram transladas para a condição padrão usando o método geométrico proposto por Bühler et al. (2014).

Antes da instalação, no ano de 2004, os módulos tiveram suas curvas características registradas, conforme descrevem Krenzinger e Prieb (2005). Os dados destas medidas, sem tratamento, foram recuperados e translados para condição padrão usando o mesmo método, a fim de comparar os principais parâmetros elétricos influenciados pela degradação. A instrumentação utilizada nos ensaios em 2004 foi descrita por Prieb (2002) e apresenta incertezas para as medidas de tensão e corrente iguais a  $\pm 0,01$  V e  $\pm 0,02$  A, respectivamente.

As imagens infravermelhas e eletroluminescentes foram obtidas no período de maio a julho de 2019. Para complementar a caracterização elétrica, realizou-se o ensaio de resistência de isolamento descrito pela norma IEC61215 no mês de agosto de 2019. Este tipo de ensaio não é comumente realizado em módulos sujeitos ao ambiente (LORENZO et al., 2013). Foi escolhido apenas avaliar a condição seca. O sub arranjo escolhido para efetuar esse ensaio e outros específicos, foi composto de uma amostra de oito módulos localizados a oeste da estrutura do sistema, referenciada simplesmente como amostra.



## 5. DEGRADAÇÃO DE UM GERADOR APÓS 24 ANOS DE OPERAÇÃO

Este capítulo apresenta o registro da degradação no gerador localizado na cidade de Madri. Como as maiores contribuições concentram-se no âmbito da caracterização do comportamento elétrico dos dispositivos de silício cristalino, a primeira série de resultados demonstra o modelamento físico dos dispositivos fotovoltaicos, utilizado-se destes procedimentos para registrar e transladar a curva I-V. Complementarmente, nesta seção indicam-se resultados de testes de isolamento elétrico, inspeção visual e eletroluminescência.

A configuração de medida do comportamento elétrico utilizada é apresentada na Figura 5.1. À esquerda observa-se uma imagem de satélite do gerador. À direita, demonstra-se um esquema da ligação elétrica da carga capacitiva para traçar curvas I-V conectada aos módulos de teste e onde temporariamente instalou-se o módulo de referência para a caracterização descrita.

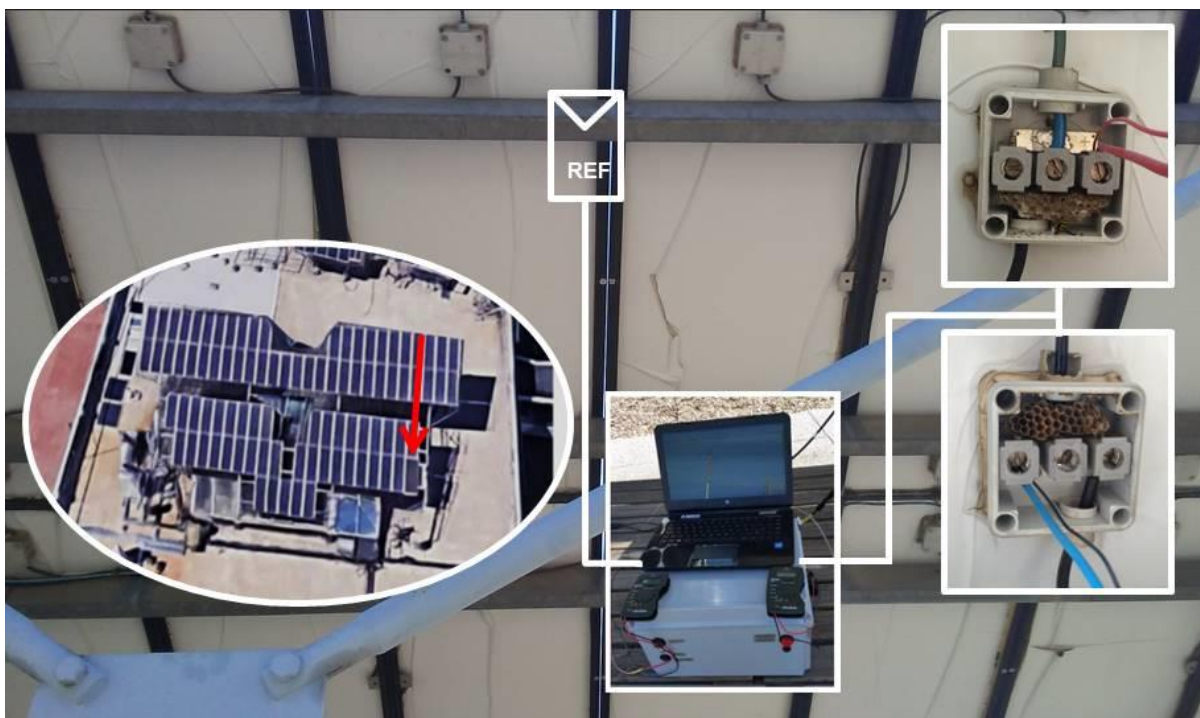


Figura 5.1 Esquema de aquisição dos dados de operação dos módulos na estrutura, com uma imagem de satélite indicando o módulo de referência, a carga capacitiva ligada a um computador com o software de aquisição do osciloscópio e a conexão dos cabos ao terminal dos módulos medidos.

No caso de estudo, os módulos apresentam duas caixas terminais, uma com o polo negativo e outra com o polo positivo. A localização do módulo de referência é indicada na imagem de satélite com uma seta vermelha. A conexão não é do tipo MC4. Um sinal da interferência ambiental neste sistema indica-se na Figura 5.1, com as caixas de conexão preenchidas com colmeias de abelhas.

### 5.1 Caracterização do módulo de referência

A Figura 5.2 apresenta a avaliação da curva I-V do módulo 971513, realizado em 2017 pelo *Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)* da Espanha. Este certificado pode ser comparado com sua calibração em 2009, na Figura 5.3.

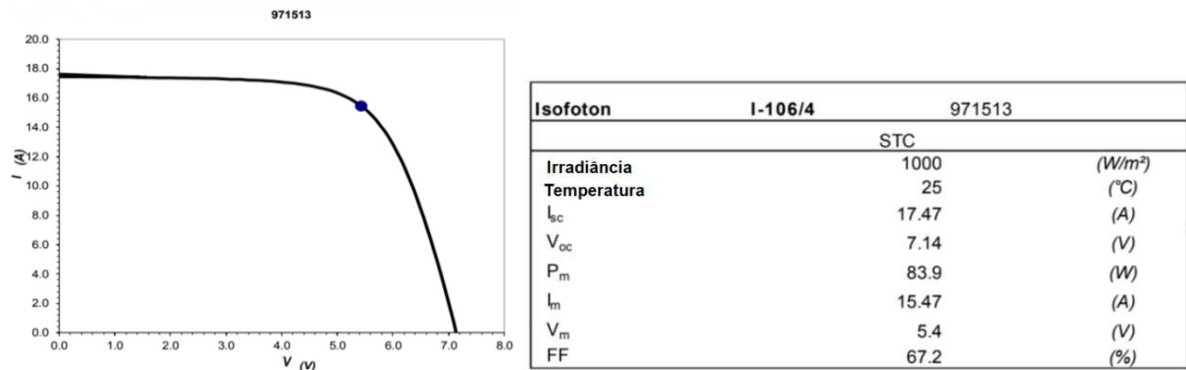


Figura 5.2 Curva I-V e parâmetros do módulo de referência medidos pelo CIEMAT em 2017.

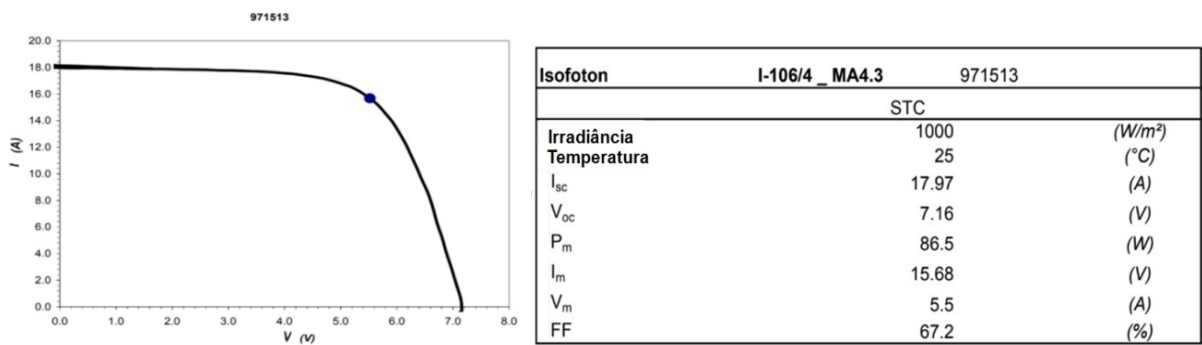


Figura 5.3 Curva I-V e parâmetros do módulo de referência medidos pelo CIEMAT em 2009.

Observa-se pequena variação nos parâmetros elétricos do módulo. Tais diferenças extrapolam os limites de erros de medida, e de fato apresentam a ação da degradação do módulo. Estes dados demonstram medidas confiáveis e rastreáveis, por isso pode ser considerado um resultado obtido na quantificação da degradação. Observa-se que a taxa de degradação do módulo de referência em 0,21% por ano (linearmente). No entanto, este módulo foi encontrado guardado num depósito e não se sabe como foi sua utilização no período mencionado.

O efeito que se pode observar neste módulo de referência é a clara diminuição na  $I_{SC}$ . Este processo pode ser a ação do *browning*, afetando a transmitância e redução na corrente. A corrente diminuiu em 0,5 A. A magnitude dos possíveis erros de medida informados pelo CIEMAT é de cerca de 2% (na potência) enquanto essa diferença entre medidas observada na corrente é de 2,5%. A diferença na potência também extrapola os limites de erro da medida.

## 5.2 Análise do comportamento elétrico e instrumentação

Devido ao método proposto pelo grupo de pesquisa, optou-se pelo registro da temperatura e irradiância com um módulo calibrado. Este módulo calibrado foi identificado com o número 971513 e foi utilizado por possuir características físicas semelhantes aos módulos instalados. Conecta-se este módulo calibrado ao traçador de curvas que registra simultaneamente seus dados, juntamente com dados das curvas I-V do módulo fotovoltaico a ser caracterizado. Para esta técnica, considera-se que os módulos estão sob igual temperatura e irradiância. Assim, a partir do módulo calibrado é possível obter as condições no instante da medida e aplicar as correções na curva do módulo a ser caracterizado (IEC 60891, 1992).

O traçador de curvas I-V, normalmente referido como carga capacitiva, registra a leitura da corrente (medida indiretamente como a tensão em um resistor de *shunt*) e da tensão (medida diretamente) de um módulo conectado a um capacitor durante seu carregamento. Para isso, um capacitor inicialmente descarregado (ou carregado negativamente) é conectado diretamente ao dispositivo fotovoltaico em teste. Se o capacitor for inicialmente descarregado (0 V) e o interruptor fechar, o gerador fornecerá a corrente de curto-circuito e a carga do capacitor será iniciada. Então, a tensão aumenta e a corrente diminui do ponto de curto-circuito para o ponto de circuito aberto ( $I = I_{SC}$ ,  $V = 0$  para  $I = 0$ ,  $V = V_{OC}$ ). A curva I-V é o

resultado da função correspondente entre a corrente e a tensão. O funcionamento do dispositivo em questão é detalhado no trabalho de Muñoz et al. (2014).

O tempo de carga  $t_c$  é dado pela relação entre a capacitância da associação multiplicada pela relação entre tensão e corrente do módulo. Conforme mostra a equação 7:

$$t_c = \frac{V_{OC}}{I_{SC}} C \quad (7)$$

Pode-se registrar este comportamento em função do tempo com um osciloscópio, como na Figura 5.4. A Figura 5.4 mostra o resultado de pré-testes realizados com o módulo 971513 no intuito de validar o dimensionamento da carga capacitiva para correta aquisição dos dados dos módulos do gerador com duas configurações capacitivas indicadas em microfaraday. Na Figura 5.4 à direita encontra-se o eixo da tensão (em azul) e à esquerda é apresentada a leitura de corrente (em vermelho).

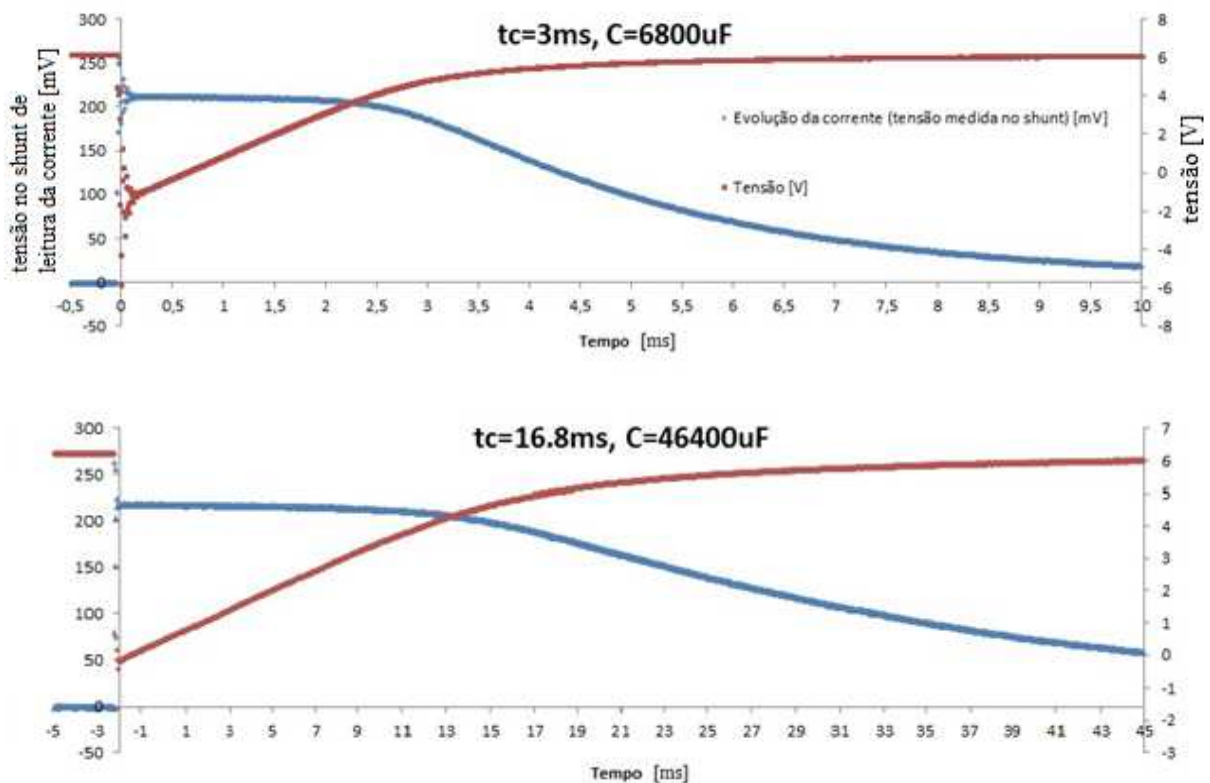


Figura 5.4 Evolução da corrente, dada pela tensão em um resistor *shunt*, e tensão, medidas durante o processo de carga de dois arranjos capacitivos de diferentes capacitâncias, resultando diferentes tempos de carga.

Esta avaliação torna-se necessária porque efeitos capacitivos podem ser introduzidos à medida que os tempos de carga tornam-se mais curtos (rápidos), interferindo nos resultados de caracterização elétrica do módulo. Tais efeitos tipicamente se pronunciam na potência (como distorção no  $P_M$  e no  $FF$ ). Os testes foram realizados para validar o tempo de carga dos capacitores e comparar as curvas obtidas. Uma boa curva deve ser obtida na ordem dos 20 ms até os 100 ms. Esses tempos de carga são indicados a fim de evitar efeitos capacitivos. No entanto, simuladores solares do tipo flash utilizam tempos mais curtos, como 10 ms.

### 5.2.1 Avaliação de efeitos capacitivos no módulo de referência

Na Figura 5.5 observam-se medidas realizadas em irradiância entre 800 e 850 W/m<sup>2</sup> com diferentes tempos de carga, obtidos através de distintas configurações de capacitância do equipamento. Este teste foi realizado para avaliar se  $t_C$  da configuração padrão da carga poderia induzir efeitos capacitivos nas curvas do módulo com a mesma relação de corrente e tensão dos módulos do gerador.

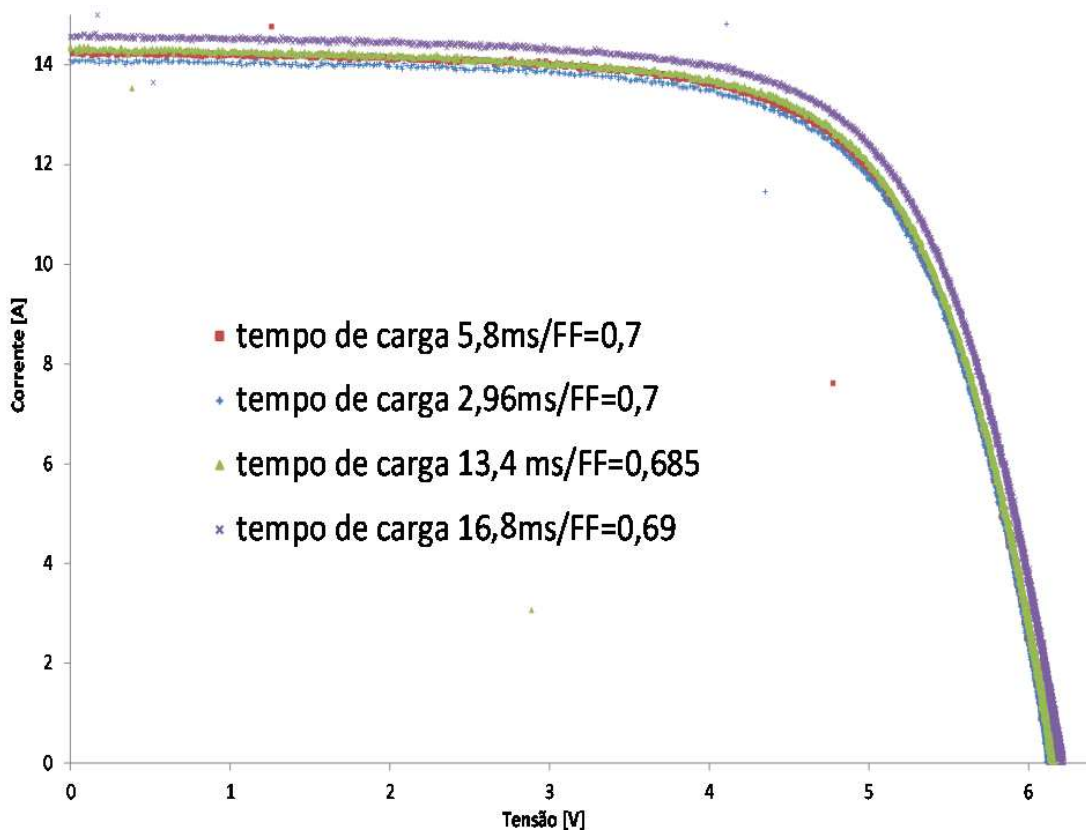


Figura 5.5 Curvas I-V dos módulos obtidos com diferentes tempos de carga.

As curvas I-V da Figura 5.5 não foram processadas e transladadas até a condição padrão porque a natureza do ensaio, servindo apenas de base para avaliar se as curvas poderiam sofrer efeitos em função da varredura em  $t_c$  mais curtos, revelando resultados distorcidos. Observou-se que, para o caso de estudo, os diferentes tempos de carga não induziam anomalias nas curvas, tanto na ordem dos 3 ms quanto para os ensaios na ordem dos 20 ms. Logo, efeitos capacitivos não foram encontrados nas curvas I-V medidas, apresentadas na Figura 5.5.

### 5.2.2 Procedimentos de calibração do módulo de referência

O módulo 971513 foi utilizado tanto como sensor de temperatura quanto de irradiância. Por usar-se o módulo como sensor de referência, outros procedimentos foram realizados para precisa calibração do módulo. Na avaliação dos coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , o módulo foi colocado em caixa de madeira termicamente isolada com poliestireno e equipada com um sistema de ar condicionado padrão. A caixa é montada em uma estrutura metálica que pode ser posicionada manualmente em azimute e inclinação. Uma célula solar externa de referência coplanar à caixa indica a primeira aproximação à irradiância incidente enquanto a caixa ainda está fechada. O procedimento de calibração consiste em posicionar o módulo fotovoltaico dentro da caixa de forma que exista máxima circulação de ar, promovendo temperatura homogênea. Então, a caixa é orientada até que a célula externa (na esquerda da Figura 5.6) indique um valor de irradiância próximo a  $1000 \text{ W/m}^2$ .

O aparato para o procedimento de ensaio é apresentado na Figura 5.6. De forma a minimizar as correções e incertezas, buscou-se irradiância muito próxima de  $1000 \text{ W/m}^2$  e que a temperatura entre o ponto mais quente e o ponto mais frio do módulo fotovoltaico diferísse menos de  $3^\circ\text{C}$  no início do procedimento (ao testar as características do STC) e por menos de  $7^\circ\text{C}$  durante o processo (ao testar os coeficientes de temperatura). Isso garante com que as medidas estejam em conformidade com os padrões das normas, buscando a condição mais homogênea possível.

As curvas I-V são obtidas pelo traçador de curvas I-V, registrando várias curvas de um módulo em diferentes temperaturas. Os dados da célula de referência e dos sensores PT1000 são armazenados de forma síncrona usando um registrador (digitalização de 20 bits). A média dos valores de temperatura, corrigidos em  $+3^\circ\text{C}$  para compensar a queda na temperatura da

parte posterior, é considerada a temperatura real do módulo fotovoltaico (CARRILLO et al., 2017). Estritamente falando, tal correção de temperatura de +3 °C só é válida no equilíbrio térmico, de modo que sua validade na situação após a tampa ser levantada e o módulo aquecer pode ser questionada. Carrilo et al. (2017) quantificou os possíveis erros na medida e afirma que essa estimativa é válida, segundo suas aferições.



Figura 5.6 ‘Solar Box’ utilizada para obter curvas I-V em condição controlada (adaptado de Carrilo et al., 2017).

Com o registrador capturando os dados de irradiância pela célula solar interna e as temperaturas registradas por sensores de temperatura do tipo PT1000 colados na superfície posterior do módulo, realizam-se curvas I-V até o patamar de estabilização de temperatura do módulo. O patamar de estabilização de temperatura no dia do teste foi alcançado com 53,4 °C. A Figura 5.7 mostra a evolução da temperatura no início do teste e ao final. O patamar inicial era na ordem dos 23,2 °C.



Figura 5.7 Evolução de temperatura do módulo (em °C) no início da captura e ao final.

Com os dados deste teste é possível construir funções de variação das características elétricas com a temperatura do módulo fotovoltaico. As curvas I-V, sincronizadas com a aquisição de dados do registrador indicam as temperaturas na qual o módulo apresentou tais características elétricas na curva I-V. A variação destas características pode ser descrita em forma gráfica como na Figura 5.8.

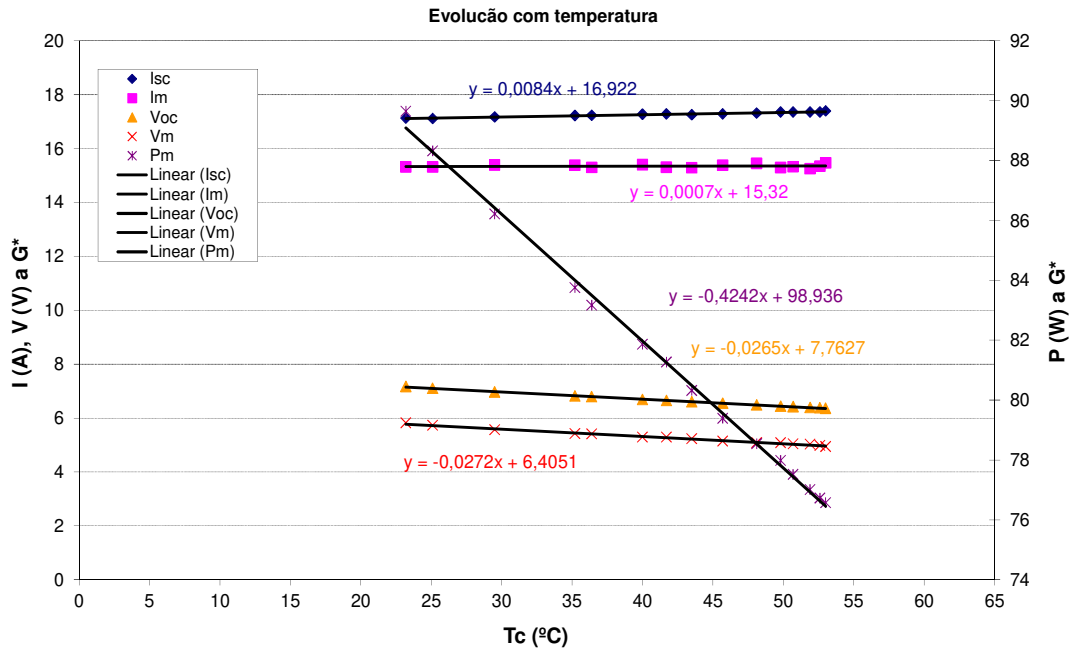


Figura 5.8 Variação dos parâmetros da curva I-V do módulo de referência para obtenção dos coeficientes de temperatura.

Os coeficientes de variação de corrente ( $\alpha$ ), tensão ( $\beta$ ) e potência ( $\gamma$ ) são dados pelas relações matemáticas expressas nas equações 8 a 10. Assim estimam-se os coeficientes do módulo de referência,  $\alpha = 0,05$ ,  $\beta = -0,37$  e  $\gamma = -0,47$ , apresentados percentualmente por grau Celsius ( $\%/^{\circ}\text{C}$ )

$$\alpha = \frac{1}{I_{SC}^*} \frac{dI_{SC}}{dT_C} \quad (8)$$

$$\beta = \frac{1}{V_{OC}^*} \frac{dV_{OC}}{dT_C} \quad (9)$$

$$\gamma = \frac{1}{P_{MPP}^*} \frac{dP_{MPP}}{dT_C} \quad (10)$$



O osciloscópio com dois canais e adequada configuração da carga capacitiva registra os dados do módulo de referência. Dois canais são destinados a registrar a corrente e a tensão de um módulo durante o ciclo de carga de um capacitor. A tensão é realizada através de medição direta enquanto a corrente é medida indiretamente por meio da tensão em um resistor calibrado, também chamado de *shunt*.

Com estes coeficientes, as correções de temperatura e irradiância podem ser realizadas segundo a norma IEC 60891. A Figura 5.9 apresenta a translação da curva do módulo de referência usando os procedimentos da norma. Em azul o módulo de referência foi medido em 55 °C e 870 W/m<sup>2</sup>, estes dados são oriundos da média dos valores de temperatura medida na interface do filme posterior e a irradiância medida com uma célula de referência coplanar ao módulo. A curva resultante deste procedimento é indicada na cor lilás. A norma explica os passos para obter os diferentes coeficientes usados na translação ponto a ponto. Existem alguns pontos da curva I-V, como  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  que podem ser diretamente calculados com as relações matemáticas indicadas na norma (IEC 60891, 1992).

A comprovação empírica fez-se necessária buscando a validação do procedimento. Para isso, realizou-se com o *Solar Box* uma curva nas condições 1001 W/m<sup>2</sup> e 25,1 °C, indicada em verde na Figura 5.9. A norma explica que existe um intervalo de valores para a condição padrão valer, por exemplo, a temperatura pode variar 2 °C. Pode-se afirmar que a diferença da irradiância de 1 W/m<sup>2</sup> está dentro de um erro de 0,1%. Considerando-se que a medida da irradiância é a principal fonte de erros, essa condição de ensaio obtida pode ser considerada como condição padrão. Observa-se que a curva medida na condição padrão e a transladada se sobrepõem. A translação da curva I-V foi válida para o módulo de referência, com isso o sensor está calibrado.

Assim podem-se registrar duas curvas I-V compostas das respostas simultâneas do processo da carga dos capacitores. Como resultado tem-se o comportamento da curva I-V do módulo de referência e do módulo a ser caracterizado, supostamente exposto às mesmas condições instantâneas de irradiância e temperatura. É possível aplicar este procedimento de translação para os módulos do gerador. No entanto, não é possível executar o mesmo procedimento para extrair os coeficientes de todos os módulos instalados no gerador. Com isso optou-se por utilizar os coeficientes que são genericamente utilizados para transladar as

curvas nos módulos a serem medidos: (em  $\%/^{\circ}\text{C}$ )  $\alpha = 0,06$ ,  $\beta = -0,38$  ( $-2.3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ ) e  $\gamma = -0,5$ . Nota-se que a diferença é mínima comparada com os coeficientes calibrados, demonstrando que os valores são condizentes com a aproximação.

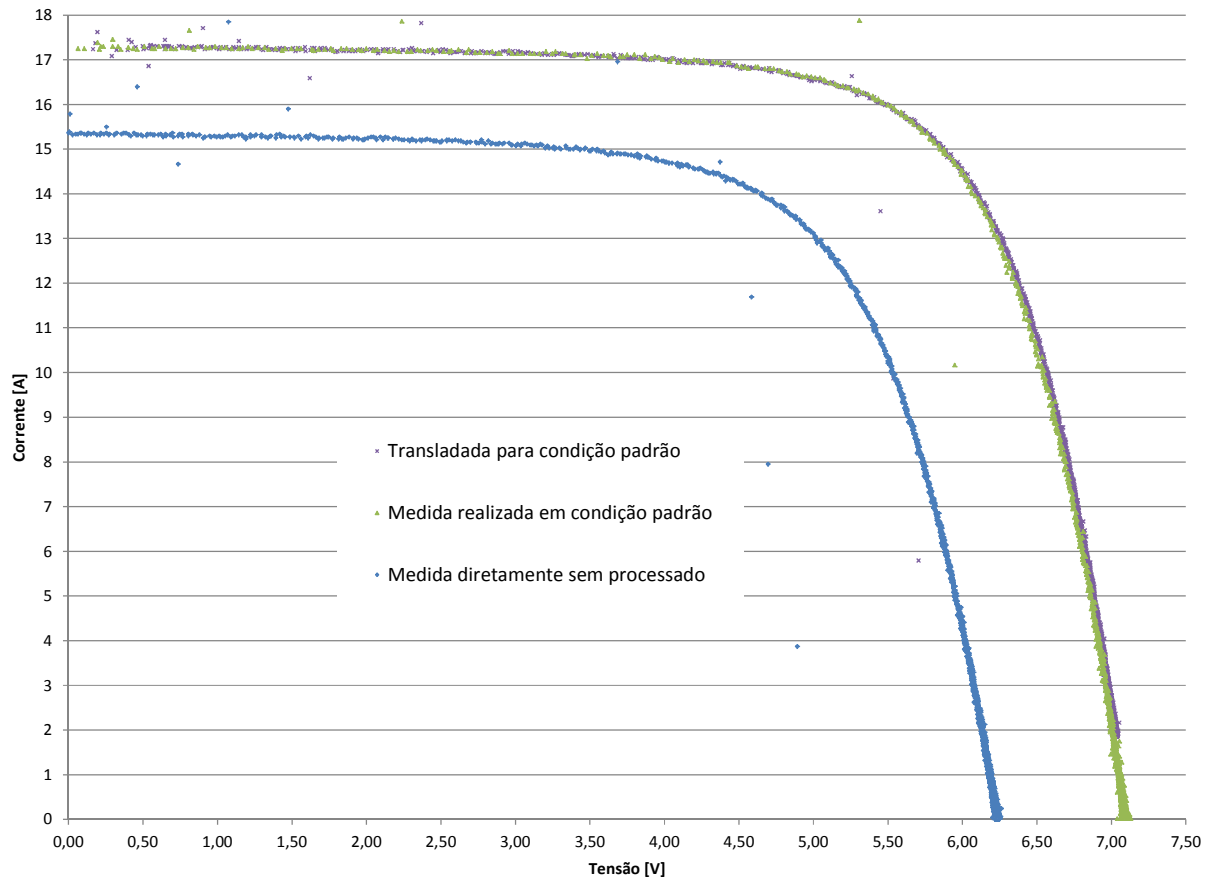


Figura 5.9 Curva I-V do módulo de referência realizada para validação do método de translação proposto.

Com esta técnica se pode extrair os dados de irradiância e temperatura do módulo de referência. Avaliando as questões de incerteza, Carrillo et al. (2017) realizou diferentes experimentos, tanto nas instalações do Grupo de Sistemas da UPM quanto em uma grande central fotovoltaica para validar a medidas deste tipo (*outdoor*) e quantificar a ordem do erro, descrito como inferior a 2%. Observou-se que principalmente devido à dispersão da temperatura do módulo entre o arranjo fotovoltaico a incerteza tende a aumentar com a distância entre o módulo de referência e o módulo a ser caracterizado. Contudo, a incerteza de medida da irradiância ainda é indicada como a principal fonte de imprecisão.

### 5.3 Caracterização elétrica dos módulos do gerador

Utilizando-se dos procedimentos adequados com a carga dupla descrita por Muñoz et al. (2014), caracterizaram-se os 90 módulos do gerador. Como detalhado, a partir desta técnica, obtém-se as curvas simultâneas de dois módulos, sendo um deles de referência e o outro a ser caracterizado. Além dos dados que estão publicados, os parâmetros I-V dos módulos medidos em 1993 encontram-se disponíveis no banco de dados do Instituto de Energia Solar da UPM. A partir de análise dos registros, indicou-se que as medidas anteriores foram realizadas com bancada de ensaio semelhante à utilizada na caracterização apresentada. A média destes dados são apresentados no trabalho de Lorenzo et al. (2013). A tabela de resultados somente fornecia os valores dos parâmetros elétricos e não foi possível recuperar a curva I-V completa para maiores comparações. Apresentam-se na Tabela 4 os parâmetros elétricos médios ( $\mu$ ) medidos (e desvio padrão -  $\sigma$ ) nos módulos do gerador na primeira (1993) (LORENZO et al., 2013) e na última caracterização (2017).

Tabela 4 Características na condição padrão dos módulos antes da instalação e depois de 24 anos de exposição

Caraterística STC	1993		2017		Degradação	
	$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$	Média (%)	Anual (%)
$P_M$ (W)	81,1	1,1	72,2	2,35	-10,1	-0,46
$I_{SC}$ (A)	16,14	0,30	14,74	0,15	-8,5	-0,35
$V_{OC}$ (V)	7,23	0,06	7,05	0,05	-2,4	-0,1
$FF$	0,69	0,01	0,69	0,02	0,0	0,00

A potência apresentou-se com variação anual negativa de 0,46% desde o momento da instalação. Tais valores se mostram coerentes com os relatados pela literatura (que indica que 0,5% é um valor que tange o limite inferior de degradação). Lorenzo et al. (2013) apontam características nominais médias 73,8 Wp,  $I_{SC}$  14,85 A e  $V_{OC}$  de 7,14 V na avaliação após 17 anos de operação, com uma degradação de 0,54% ao ano na potência. No entanto, ao observar-se a análise de Lorenzo et al. (2013), conclui-se que esta variação da potência encontra-se nos 0,27% anuais no período entre 2009 até 2017.

Avaliando o desempenho dos arranjos, Martínez-Moreno (2006) mediu a diminuição da potência de 12,6% dos arranjos nos 10 anos entre as avaliações (1996-2006), ou seja, com

a taxa de 1,3 %/ano. As perdas medidas nos arranjos podem ser maiores do que as medidas em módulos. Por outro lado, estudos de degradação comumente apontam perdas na ordem de 1,3%/ano (CHANDEL et al., 2015; ISHII; MASUDA, 2017; RAJPUT et al., 2016), o que indica que este valor é razoável. Como as medições de Martínez-Moreno (2006) são relativas ao período de 1996 a 2006, perdas associadas à LID não devem estar incluídas, aumentando o valor da taxa de degradação.

A diferença de taxa de degradação da potência entre os dados de 2006 e 2011 pode estar associada à diferença da potência real medida nos equipamentos e a potência informada pelo fabricante na folha de dados dos módulos. Martínez-Moreno (2006) utilizou a caracterização do arranjo para estimar a degradação, comparado o valor obtido experimentalmente com o valor da associação da potência de módulos realizada com os parâmetros indicados pelo fabricante. Outra explicação para esta diferença pode ter origem nos mecanismos de degradação inicial. Como indicado nos testes de degradação acelerada, observa-se que a variação não é linear (ZHU et al., 2016). Na taxa de degradação exponencial, indicada pela literatura como modelo mais fidedigno (VÁZQUEZ; REY-STOLLE, 2008), a degradação se manifesta mais fortemente reduzindo a potência no início da vida dos equipamentos. Fenômenos de degradação inicial como o LID e a ação do escurecimento durante algum período específico da vida do sistema devem resultar em maiores valores de taxas durante os períodos iniciais de exposição.

A Tabela 5 apresenta os resultados médios, mínimos e máximos dos parâmetros elétricos após o procedimento de translação das curvas I-V até a condição padrão. A menor  $I_{SC}$  foi medida no módulo de número 10, a maior foi do módulo número 63. A menor  $V_{OC}$  foi encontrada no módulo numerado 87 e a maior no módulo identificado como 65. A menor  $P_M$  foi medida no módulo número 15 e a maior no módulo de número 89.

Tabela 5 Valores de médias, mínimos e máximos encontrados nos parâmetros elétricos dos módulos avaliados

	$P_M$ (W)	$I_{SC}$ (A)	$V_{OC}$ (V)	$I_{MP}$ (A)	$V_{MP}$ (V)	$FF$
Valor médio	72,2	14,74	7,05	12,98	5,55	0,69
Valor máximo	74,6	15,11	7,19	13,39	5,74	0,72
Valor mínimo	61,1	14,42	6,92	11,78	4,80	0,59

Na Figura 5.10 são apresentadas as curvas I-V dos módulos. Como exibidas, não foram conduzidas até a condição padrão. No entanto, é possível observar que, excetuando-se do módulo de número 15, todos os outros apresentam um comportamento semelhante. Variações na corrente e tensão provavelmente ocorrem por diferenças entre os módulos, além da ação da irradiância e temperatura instantânea. O módulo de número 15, que apresenta menor  $P_M$  também se indica com um valor significativamente maior da resistência série.

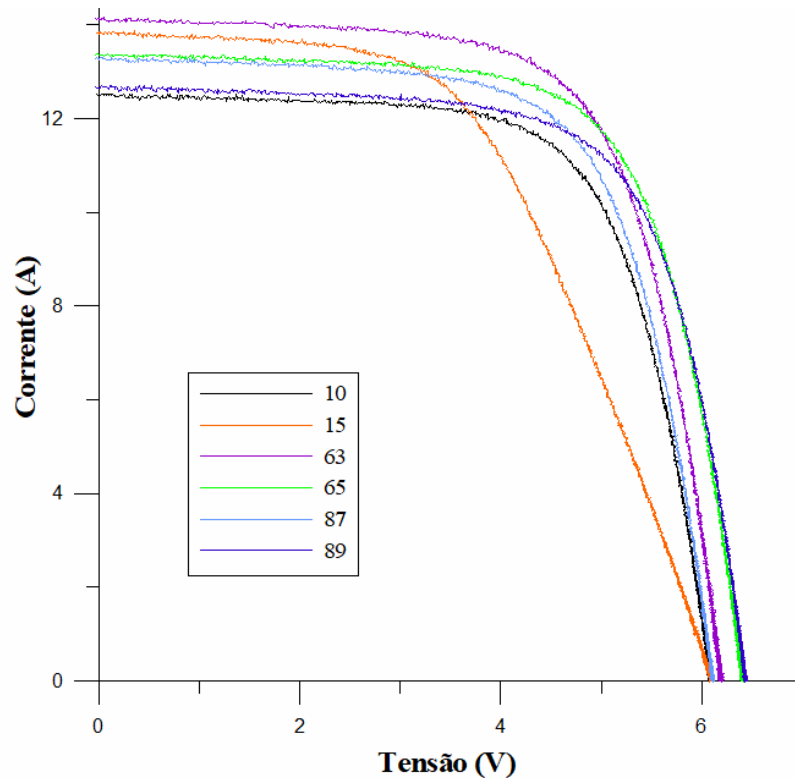


Figura 5.10 Curva I-V nas condições de ensaio de diferentes módulos do gerador.

Extraíram-se os parâmetros tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), ponto de máxima potência ( $P_M$ ) a partir de medidas de curva I-V realizadas em todos os módulos e conduzidas por métodos matemáticos (IEC 60891, 1992) até a condição padrão. Observa-se a evolução destes parâmetros ao longo do tempo, a partir dos registros referidos. A Figura 5.11, Figura 5.12, Figura 5.13 e Figura 5.14 exibem a evolução dos diferentes parâmetros comparando as medidas realizadas imediatamente após a instalação do gerador em 1993 e 24 anos depois em 2017. A Figura 5.11 exhibe esta variação na  $I_{SC}$ , a Figura 5.12 sobre  $P_M$ , a Figura 5.13 em  $V_{OC}$  e a Figura 5.14 no  $FF$ .

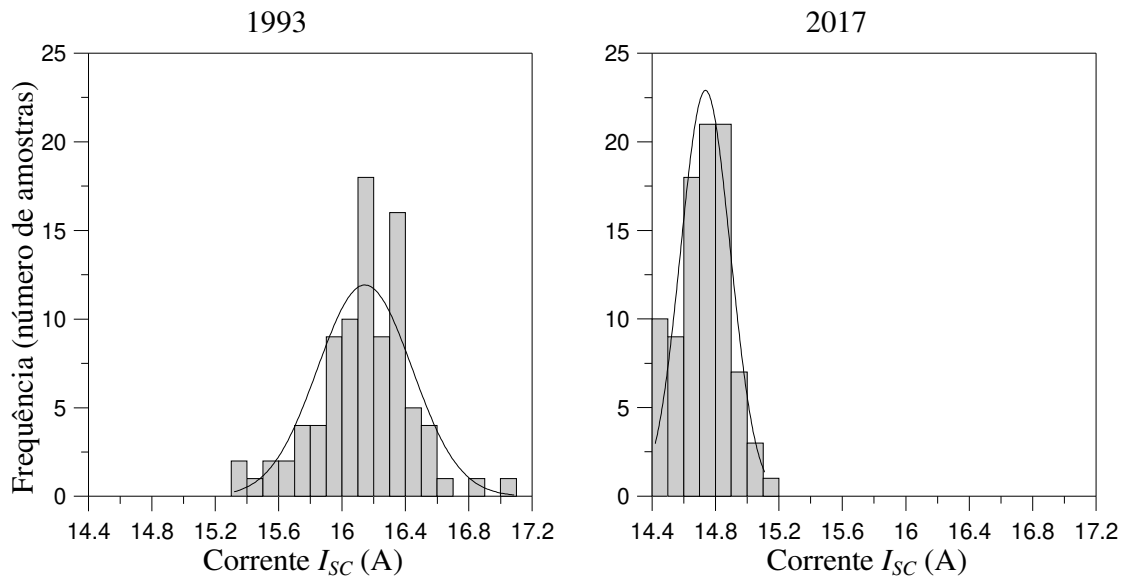


Figura 5.11 Histograma da distribuição da corrente de curto-circuito nos módulos estudados no momento da instalação e após 24 anos de operação.

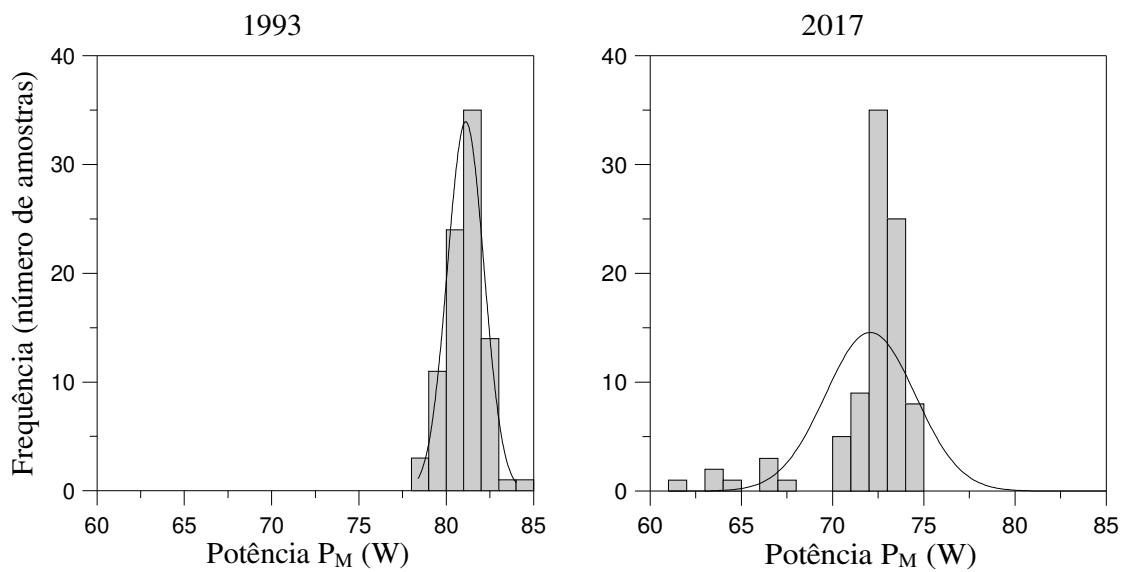


Figura 5.12 Histograma da potência nominal dos módulos, exibindo-se a variação do parâmetro com o tempo.

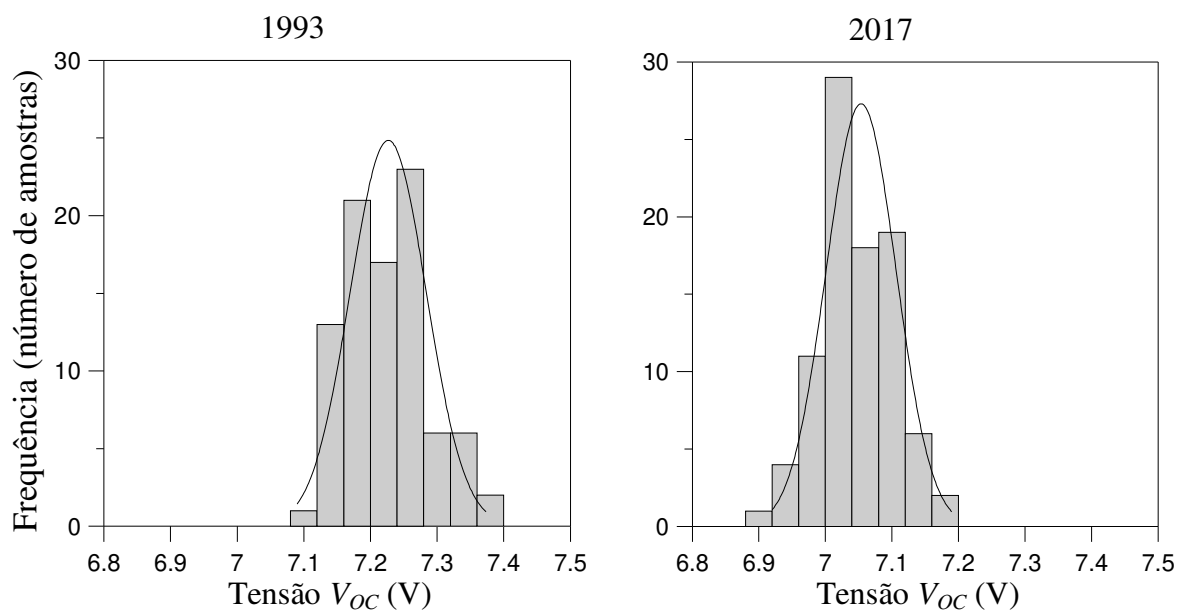


Figura 5.13 Histograma da tensão de circuito aberto dos módulos, exibindo-se a variação do parâmetro com o tempo.

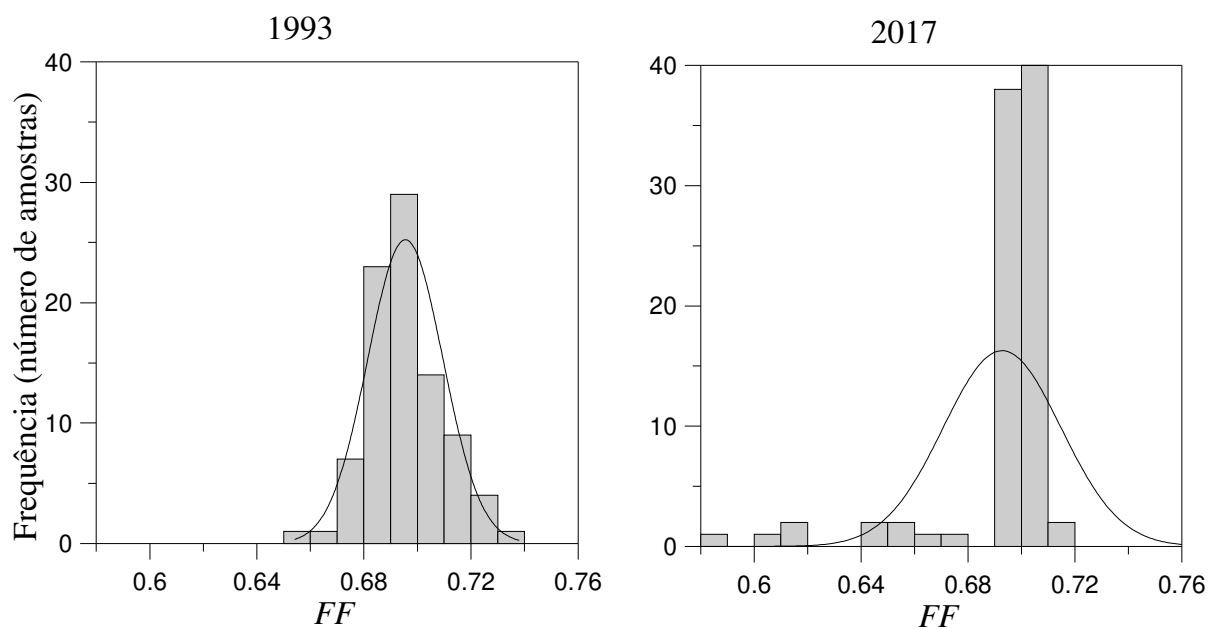


Figura 5.14 Histograma do fator de forma dos módulos, exibindo-se a variação deste parâmetro com o tempo.

Na Figura 5.15 são apresentadas as curvas I-V dos módulos retirados do gerador para proceder com os testes de isolamento elétrico e eletroluminescência. Como exibidas, as curvas não foram conduzidas até a condição padrão. No entanto, é possível observar que todos apresentam um comportamento parecido. A variação na corrente e tensão provavelmente acontecem por pequenas particularidades dos módulos, além da ação da irradiância e temperatura instantânea, que neste caso foram muito semelhantes.

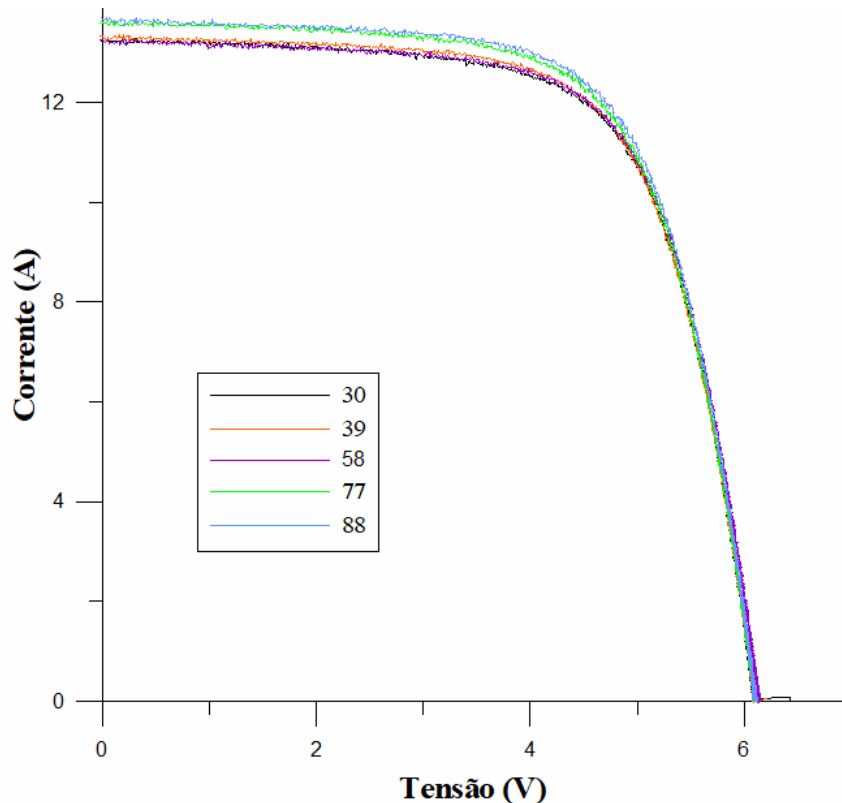


Figura 5.15 Curva I-V nas condições de ensaio de módulos selecionados do gerador

#### 5.4 Testes de isolamento elétrico

Para avaliar em que medida os defeitos podem afetar a segurança elétrica da instalação, alguns módulos foram retirados da estrutura para os testes de isolamento elétrico e isolamento elétrico úmido, descritos pela IEC 61215. A Figura 5.16 mostra a o teste de isolamento elétrico úmido em um módulo. A Tabela 6 sumariza os resultados dos testes de resistência de isolamento em condições úmidas e secas para módulos previamente selecionados.



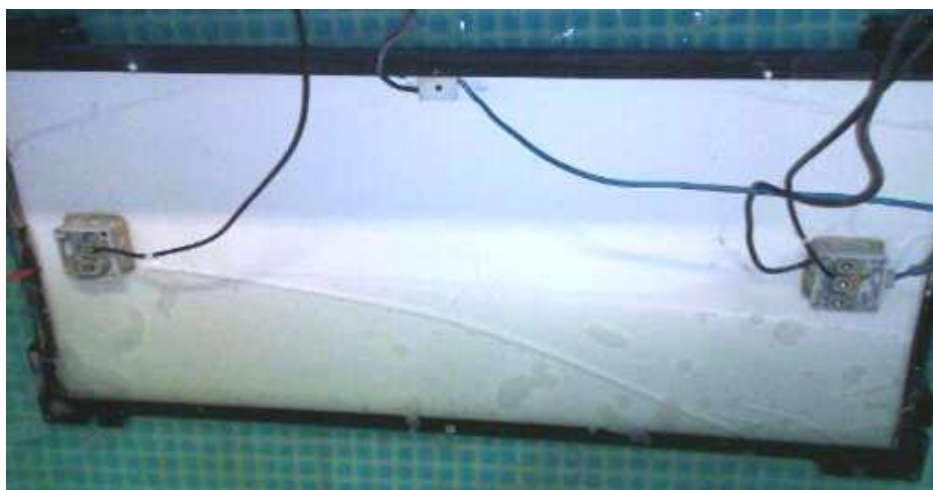


Figura 5.16 Teste de isolamento elétrico úmido descrito pela IEC 61215.

Tabela 6 Resultados dos testes de isolamento elétrico em condição úmida para cinco módulos selecionados

Resultados dos testes da Norma IEC 61215, $R_{ISO}(M\Omega)$						
Módulo	Delaminação	Após 17 anos		Após 24 anos		
		$R_{ISO}$ seco	$R_{ISO}$ úmido	Delaminação	$R_{ISO}$ seco	$R_{ISO}$ úmido
30	Alto grau	2590	327	Alto grau	3190	452
58	Alto grau	3120	379	Alto grau	1730	565
77	Baixo grau	2530	303	Alto grau	3080	639
88	Baixo grau	2830	439	Alto grau	3510	502
39	Baixo grau	2480	427	Alto grau	3050	560

Para 17 anos, fonte: Lorenzo et al. (2013)

Este último teste de resistência sugere que, apesar da severa delaminação da folha posterior, o módulo ainda é capaz de manter condições operacionais. O clima relativamente seco de Madri também pode ajudar a explicar esse resultado. Intuitivamente, a resistência deveria diminuir com o tempo, entretanto, para este teste é mais importante observar se os requisitos do teste são cumpridos do que propriamente os valores. Para os casos estudados, estes valores se mantêm na mesma ordem. Os resultados foram reproduzidos tanto com a metodologia de cálculo de resistência, quanto utilizado o equipamento de medição com a rotina da norma na sua programação.

## 5.5 Eletroluminescência

As Figura 5.17 e Figura 5.18 mostram imagens de eletroluminescência de módulos do gerador. Apresentam-se células trincadas, no entanto não apresenta maior efeito na curva I-V.

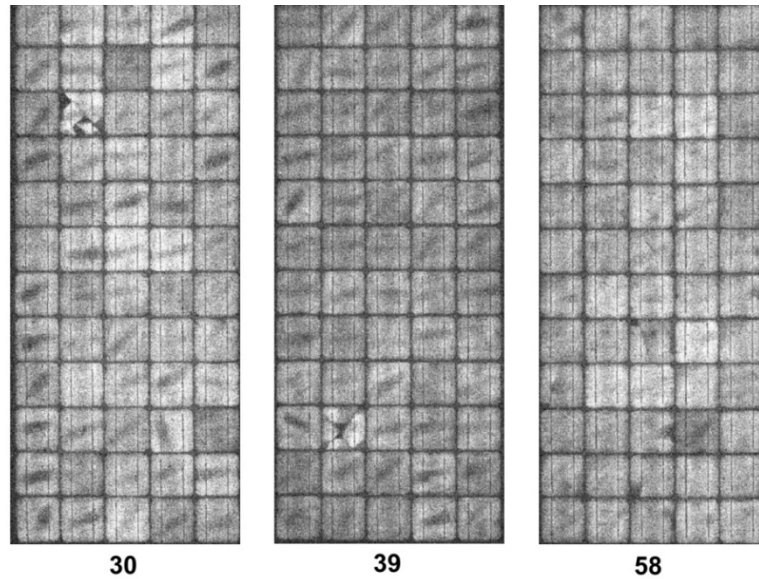


Figura 5.17 Imagens de eletroluminescência dos módulos de número 30, 39 e 58 do gerador registradas aplicando-se corrente na ordem da  $I_{SC}$ .

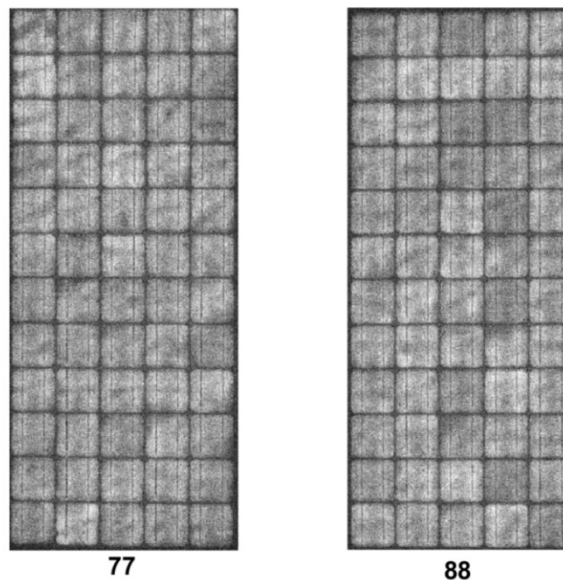


Figura 5.18 Imagens de eletroluminescência dos módulos de número 77 e 88 do gerador registradas aplicando-se corrente na ordem da  $I_{SC}$ .

## 5.6 Inspeção visual

A Figura 5.19 estabelece um comparativo da degradação dos componentes dos circuitos. Os cabos desbotados indicam a diferença de tempo entre os registros. O primeiro ponto que pode ser facilmente observado o efeito da degradação está na condição dos componentes poliméricos do sistema. A foto-degradação e a termo-degradação dos polímeros provoca rupturas nas cadeias poliméricas. Ao longo do tempo este efeito causa deterioração das propriedades mecânicas e físicas do material. Na Figura 5.19 esta interferência é clara ao observar-se a diferença de tonalidade da capa polimérica que envolve os fios de cobre.

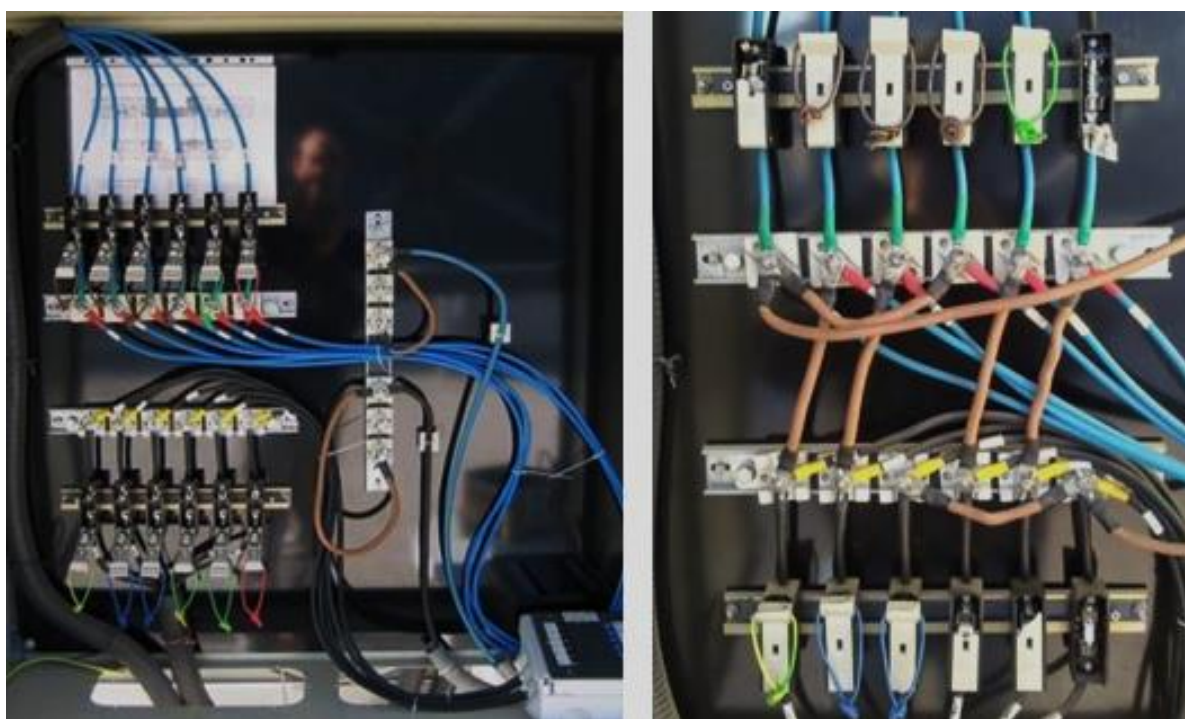


Figura 5.19 Ligações dos arranjos na caixa terminal em 2006 (à esquerda, registrada por Martinez Moreno, 2006) e 2017 (à direita).

Lorenzo et al. (2013) relataram que durante os 13 primeiros anos de exposição os únicos sintomas visuais de degradação do gerador manifestaram-se através de fissuras nos terminais de conexão dos módulos. Estes terminais não são projetados para aplicações fotovoltaicas, diferem dos elementos que atualmente compõe os módulos mais modernos, pois são caixas de instalações elétrica, do modelo IP65, projetadas para admitir furos laterais. A Figura 5.20 exhibe o modelo das caixas e a degradação da mesma, relatada no estudo.



Figura 5.20 Trinca das caixas terminais dos módulos depois de 13 anos de operação (LORENZO et al., 2013).

Lorenzo et al. (2013) apontam que a delaminação se pronunciou de maneira mais grave, passados quatorze anos da instalação, afetando a maior parte dos módulos. Lorenzo et al. (2013) indicam que este problema dá-se pela instabilidade do adesivo do filme posterior, um dos aspectos críticos da tecnologia está na adesão entre o filme polimérico (PFV) e a camada inorgânica (PET). A Tabela 7 descreve os principais defeitos visuais apresentados em duas avaliações do sistema em diferentes períodos.

Tabela 7 Defeitos visuais apresentados e o número de módulos afetados após dezessete e vinte e quatro anos de operação.

Defeito	<u>17 anos de operação</u>		<u>24 anos de operação</u>	
	Incidência	Percentual (%)	Incidência	Percentual(%)
Caixas terminais quebradas	6	7	87	96
Delaminação baixa	42	47	90	100
Delaminação severa	20	22	52	57
Trincas na estrutura do módulo	33	37	71	78
Musgos	22	24	67	74
Escurecimento de célula	75	83	90	100

Para 17 anos, fonte: Lorenzo et al. (2013)

As primeiras colunas da Tabela 7 apresentam os dados coletados pelo autor citado e a conseguinte coleta de dados atualizada, realizada pelo presente estudo. Na avaliação de Lorenzo et al. (2013) não observou-se defeitos visuais do tipo delaminação frontal (*milkpattern*) ou corrosão. Dentre os defeitos visuais, estão listados: problemas das caixas dos terminais de conexão e delaminações no filme posterior além de fissuras na estrutura de alumínio bem como a presença de musgos.

A Figura 5.21 exemplifica a condição geral da apresentação dos módulos no ano de 2017. Os módulos continuam fornecendo em torno de 90 V em circuito aberto por arranjo. Musgos urbanos se alojam nas cavidades entre a estrutura de alumínio e o vidro. Observa-se como na Figura 5.22 outros defeitos como trincas estruturais no módulo. Na Figura 5.23 apresentam-se parte que se demonstra íntegra com leve escurecimento, mesmo após 24 anos de operação. Na Figura 5.24, o escurecimento é exibido com forte pronunciamento, além de trincas.



Figura 5.21 Estado geral dos módulos antes da limpeza realizada para caracterização. Observa-se o escurecimento afetando os módulos atuando não homogeneamente sobre as células. No módulo a direita observa-se a sujeira causada por pássaros.



Figura 5.22 Foto aproximada da região inferior do módulo, indicando a decomposição da junta de silicone. Além da observação do fenômeno de escurecimento que se pronuncia no centro da célula, nas periferias observa-se o *milkpattern*, como processo de delaminação frontal, não registrado nas análises anteriores e provavelmente surgiu no espaço entre medidas. O efeito abrasivo no vidro também é observado.

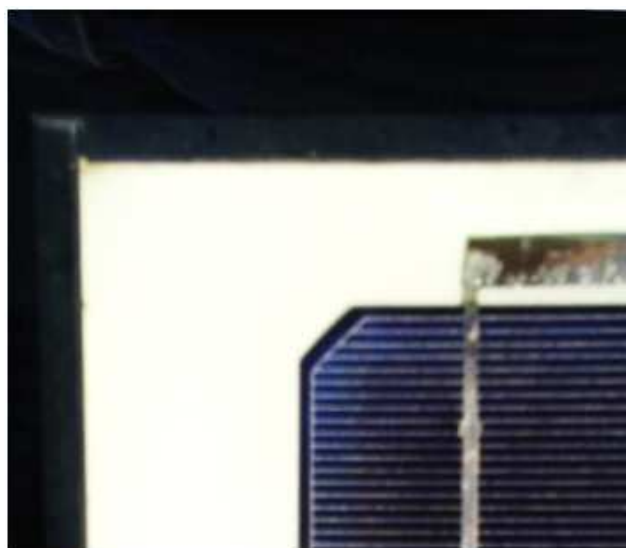


Figura 5.23 No topo de alguns módulos a junta permanece íntegra, ao contrário da parte inferior que sofre processo de abrasão, o canto permanece mais íntegro. No entanto o desenho destes módulos leva em consideração uma distância mínima, diminuindo os problemas causados pela sedimentação da água no vidro e abrasão.



Figura 5.24 Região do módulo apresentando escurecimento e trincas.

Os modos de degradação observados nas figuras causam perdas no sistema. Como classificado por Jordan et al. (2017), a severidade dos modos descritos é mínima. Levando-se em consideração que a operação do gerador está chegando ao limite previsto pelos fabricantes, os modos de degradação pronunciados são típicos e poderiam afetar da mesma forma o desempenho de um gerador com 10 anos de operação sem oferecer maiores riscos. É importante observar que a fabricação destes módulos ocorreu no início da década de 1990. Existem muitas diferenças para os módulos fotovoltaicos atuais de c-Si, desde as dimensões do equipamento até mesmo características como espessura de célula, além dos processos de fabricação.

Defeitos na junta de silicone que isola o laminado podem servir como caminho para difusão da umidade pela célula e iniciar processos graves de delaminação. Porém, a integridade elétrica do sistema já estava em risco, indicada por delaminações severas pronunciadas com o descolamento do filme posterior, anteriormente relatados. Estes problemas são considerados de maior periculosidade. Como a delaminação a esta altura já afetava todos os módulos do sistema, foi definido como delaminação grave quando o filme posterior estava rasgado ou a integridade da caixa de conexão estava afetada pelo descolamento do filme posterior. Ainda com os defeitos visualmente identificados, a próxima sequência de imagens apresenta os defeitos mais severos que se pronunciaram. A Figura 5.25

mostra a desintegração da junta de silicone na parte posterior do módulo, bem como a grave delaminação das extremidades, sem afetar as caixas terminais. A Figura 5.26 mostra estas caixas danificadas com maiores problemas causados pela degradação do polímero protetor do fio, pela exposição ao ambiente provocando até mesmo superaquecimentos. Na Figura 5.27 e na Figura 5.28 uma visão geral da delaminação e do estado geral das caixas terminais dos módulos é apresentado.



Figura 5.25 Falha da junta de silicone dos módulos e delaminação do filme posterior.

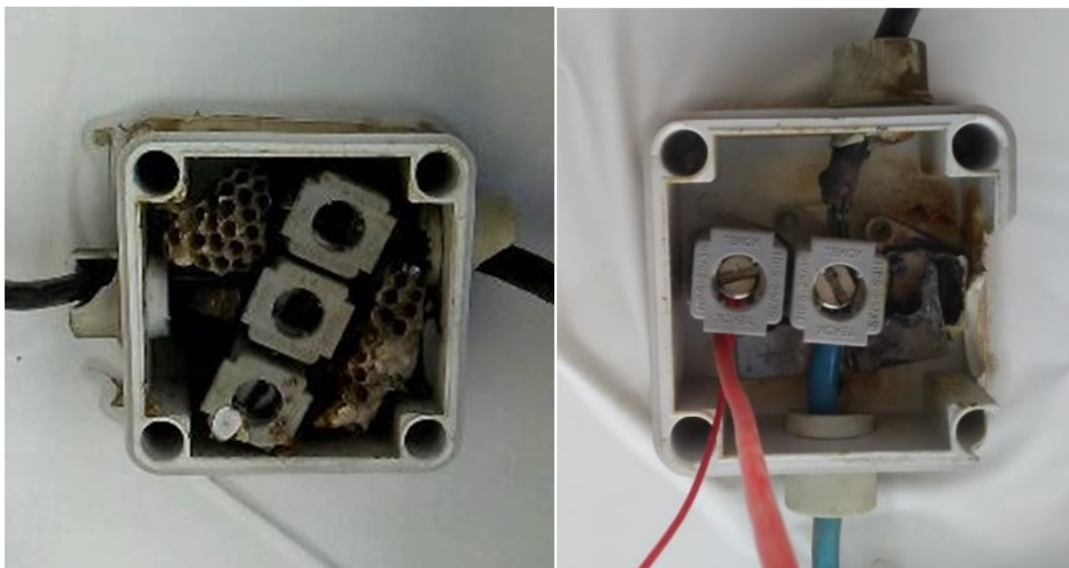


Figura 5.26 Caixas de conexão danificadas.





Figura 5.27 Visão posterior geral do gerador.



Figura 5.28 Módulos apresentando delaminação posterior grave.

Jordan et al. (2017) descreve que os problemas nas caixas terminais representam severidade intermediária. Os módulos estudados não apresentavam diodos nos terminais de

conexão, mas nas laterais, anexados a pequenas placas de alumínio, como na Figura 5.29. Todavia, dado os problemas que podem ser causados pela desconexão, este modo de degradação pode induzir a maiores perdas.



Figura 5.29 Caixa de conexão pouco danificada, indicação do diodo de derivação (pela seta vermelha) além de forte delaminação na área da caixa.

## 6. DEGRADAÇÃO DE UM GERADOR APÓS 15 ANOS DE OPERAÇÃO

A degradação estimada pela curva I-V de um arranjo do LABSOL por Oliveira et al. (2018) indicou-se na ordem de 0,5% anuais. A literatura aponta que sob ambientes úmidos, taxas de degradação devem possuir maiores valores (Jordan et al., 2012). O sistema localiza-se em ambiente úmido, mas 0,5% anuais encontra-se no limite inferior de degradação (JORDAN et al., 2017). Para melhor organização, os módulos foram identificados conforme sua posição na instalação usando um código de duas letras e um número, onde a primeira letra indica a orientação do arranjo: leste – L, centro – C e oeste – O; a segunda indica a posição superior – S ou inferior – I e o número, que varia de 1 a 8, indica a posição do módulo no arranjo, onde o número 1 informa a posição mais a leste e o 8, mais a oeste. Portanto, o código OI8, por exemplo, indica o módulo 8 da string oeste inferior.

Utilizou-se de medidas diretas de temperatura e irradiância. Estes procedimentos devem ser realizados para melhorar a precisão destas medidas. Realizaram-se medida de temperatura por sensores PT-100 e irradiância pela célula de referência coplanar aos módulos da instalação, ambos conectados ao traçador de curvas. Outra importante contribuição realizada para fornecer resultados mais precisos está na comparação da degradação.

Comparar medidas de parâmetros, como realizado no Capítulo 5, nem sempre é possível porque demanda um trabalho de registro prévio à instalação, ou ainda, em poucos dias após a instalação. Por isso alguns trabalhos utilizam dados de fabricante, ou de um módulo padrão, considerado como não degradado, para comparar a degradação. No presente trabalho foi possível confrontar as curvas I-V dos módulos caracterizados antes da instalação e após 15 anos de operação. Outra contribuição da experiência do capítulo anterior tem a ver com a possibilidade de comparar módulos de semelhante construção sujeitos à ação do ambiente em duas localidades com características ambientais distintas.

A caracterização elétrica através da curva I-V foi conduzida em todos os módulos, assim como a inspeção visual. Os demais testes, eletroluminescência, termografia e isolamento elétrico, foram aplicados em uma amostra de oito módulos componentes do arranjo oeste inferior.

## 6.1 Análise do comportamento elétrico

A partir das curvas I-V obtidas antes da instalação, em condições de irradiância entre 940 e 1070 W/m<sup>2</sup> e temperatura entre 53 e 64 °C, posteriormente corrigidas para a condição padrão, construíram-se os histogramas da Figura 6.1 até a Figura 6.4. Sendo a Figura 6.1 para a corrente de curto circuito; Figura 6.2 para potência; Figura 6.4 para tensão de circuito aberto e Figura 6.3 para o fator de forma. Na esquerda apresentam-se as distribuições dos parâmetros medidas em 2004. Para 2019 estão registrados nas figuras da direita, conforme a legenda das mesmas.

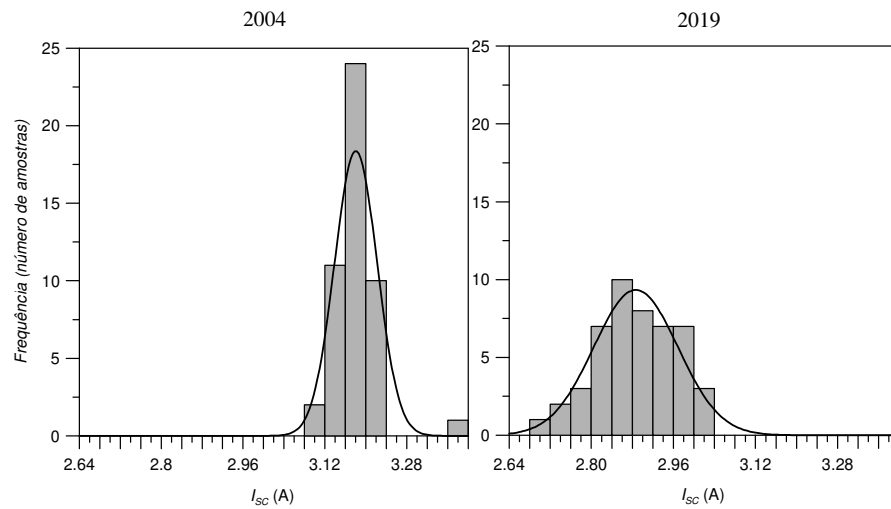


Figura 6.1 Distribuição dos resultados de corrente de curto-circuito em 2004 e 2019.

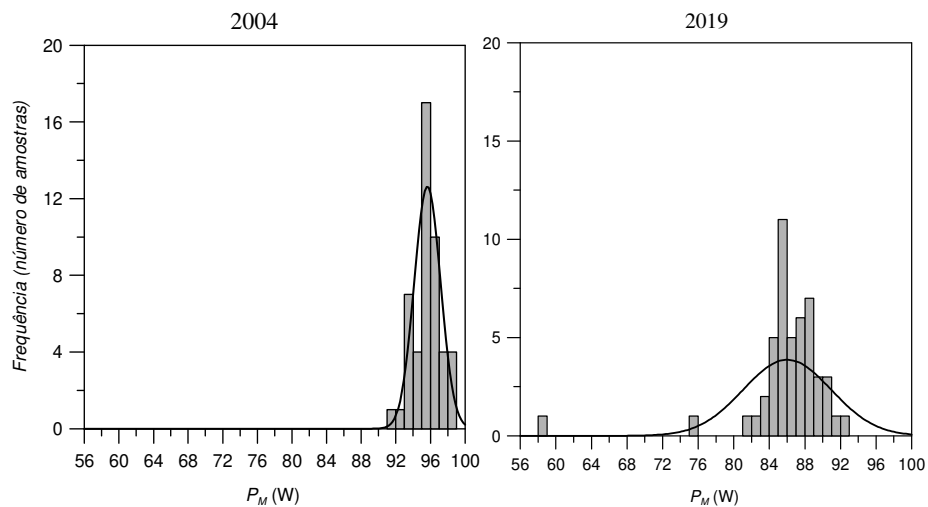


Figura 6.2 Distribuição dos resultados de potência nominal em 2004 e 2019.

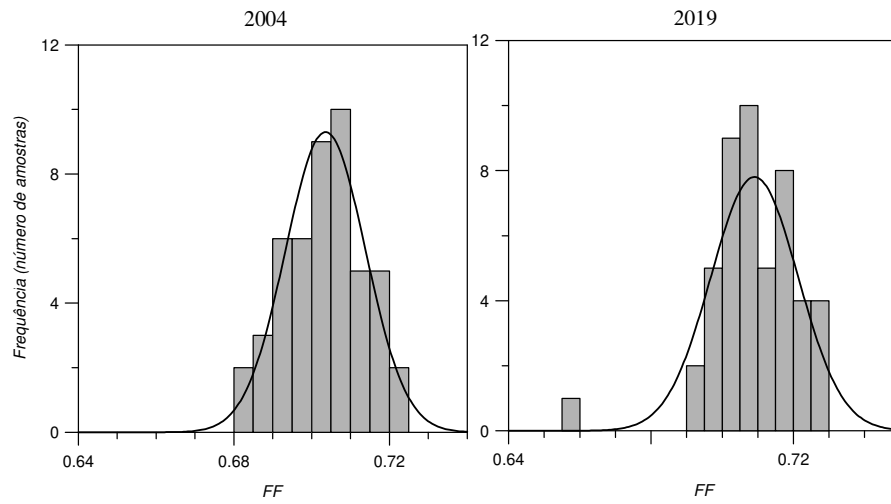


Figura 6.3 Distribuição dos resultados de fator de forma em 2004 e 2019.

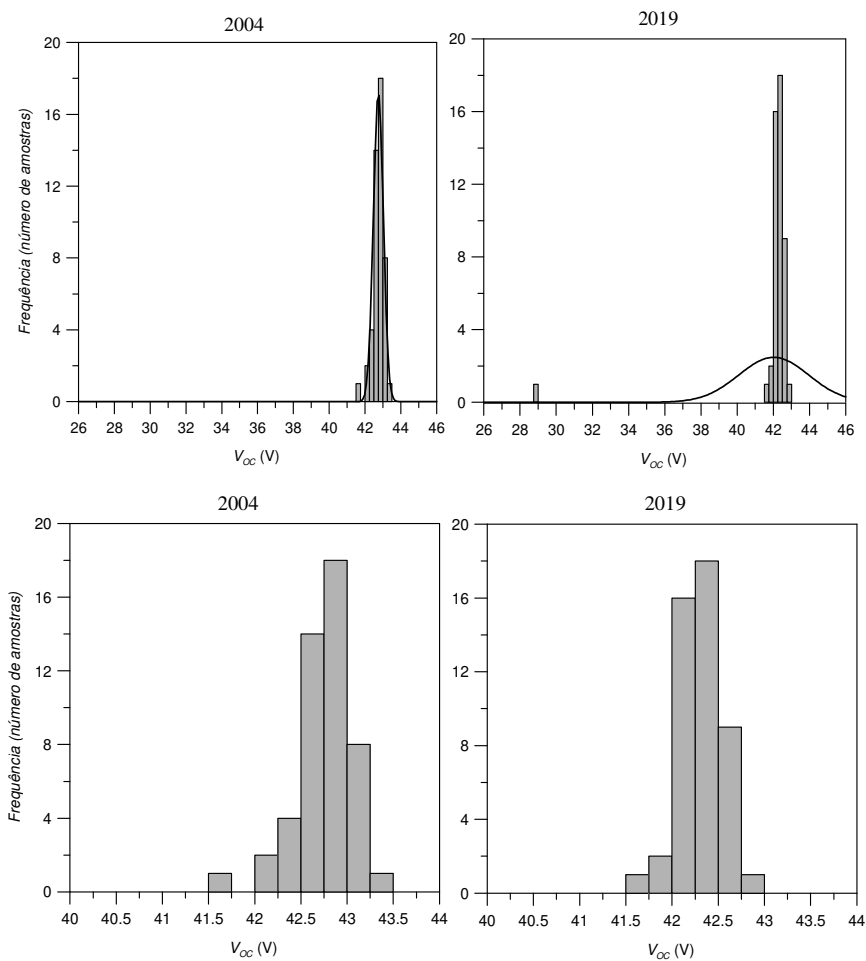


Figura 6.4 Distribuição dos resultados de tensão de circuito aberto em 2004 e 2019.

Quando se amplia a escala, como demonstrado na parte inferior da Figura 6.4, o comportamento da tensão de circuito aberto demonstra-se similar para as medidas realizadas em 2004 e 2019. Na Figura 6.4, ao observar o histograma para  $V_{OC}$  em 2019, em menor escala, no topo da figura, identifica-se um módulo que apresenta uma tensão muito inferior à média da população. Neste módulo foi indicado, através da sua curva I-V, na Figura 6.5, que um conjunto de células estava inativo. Ao comparar o resultado obtido com o esperado ( $V_{OC}$  nominal), a tensão é cerca de 1/3 inferior.

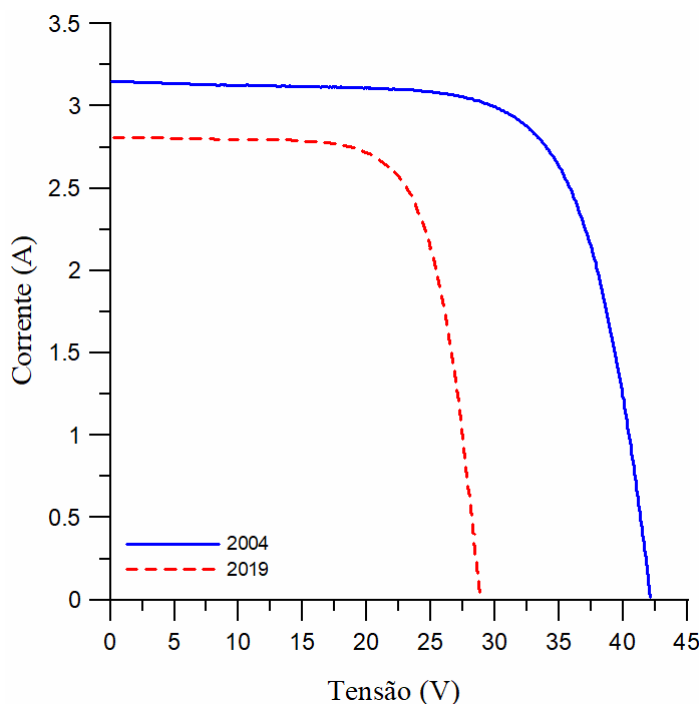


Figura 6.5 Curva I-V do módulo LI6, antes e após 15 anos de operação.

Acredita-se que esta diferença como na Figura 6.5, seja em função de alguma conexão interna interrompida entre a associação das células, provavelmente causada pela penetração de umidade através da camada posterior. Resultando na inatividade da região interrompida. Tais observações, no entanto, conduziram-se por maiores análises que serão prontamente demonstradas. Em razão disso, na análise da degradação ao longo dos 15 anos foram considerados 47 módulos. Na instalação este módulo está identificado como LI6 (módulo seis da série leste inferior).

A Tabela 8 mostra os valores médios para os principais parâmetros extraídos a partir das curvas I-V e os respectivos desvios padrão para os dois ensaios. Verifica-se que a

potência média da instalação foi reduzida em 9,50% e o parâmetro elétrico individual mais afetado foi a corrente de curto circuito, sofrendo a redução de 9,12%. A corrente do ponto de máxima potência também sofre redução parecida (9,19%). Os demais parâmetros,  $V_{OC}$ ,  $V_{MP}$  e  $FF$ , apresentaram baixa variação e a média anual de degradação na potência está na ordem de 0,7%. Ainda observa-se um aumento significativo na dispersão da corrente de curto-circuito e de máxima potência, e, naturalmente, da potência máxima, sugerindo maior descasamento destes parâmetros elétricos entre os módulos em relação ao constatado antes da exposição.

Tabela 8 Média e desvio padrão dos parâmetros elétricos característicos dos módulos fotovoltaicos antes e após 15 anos de operação.

	2004		2019		Variação	
	$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$	$\mu$ (%)	$\sigma$ (%)
$I_{SC}$ (A)	3,18	0,04	2,89	0,08	-9,12	+100
$V_{OC}$ (V)	42,76	0,27	42,29	0,22	-1,10	-18,52
$I_{MP}$ (A)	2,83	0,03	2,57	0,07	-9,19	+133,33
$V_{MP}$ (V)	33,77	0,37	33,65	0,38	-0,36	+2,70
$P_M$ (W)	95,69	1,53	86,60	2,86	-9,50	+86,93
$FF$ (%)	70,35	1,05	70,89	1,25	+0,77	+19,61

Considerando o desvio padrão normalizado pela média, tem-se que o desvio padrão relativo da corrente de máxima potência é de 1,06% para os módulos antes da instalação e 2,72% após 15 anos. Conforme descrevem Krenzinger e Prieb (2005), para minimizar a perda de potência por descasamento de parâmetros elétricos, os módulos foram classificados de acordo com a corrente e a tensão de máxima potência antes de serem instalados. Os autores verificaram que usando este critério de seleção houve um ganho de 2,5% em comparação à seleção aleatória dos módulos. Proceder, entretanto, com a redistribuição dos módulos de forma a se obter o melhor casamento dos parâmetros elétricos e, conseqüentemente, melhoria na potência do sistema, é uma tarefa onerosa, com um custo financeiro elevado e que não conduz a uma melhora significativa em comparação à configuração inicial de maneira a compensar o investimento. A Figura 6.6 mostra a curva I-V do módulo que teve menor redução na potência (módulo LS1 - à esquerda) e o que teve a maior (módulo C11 - à direita).

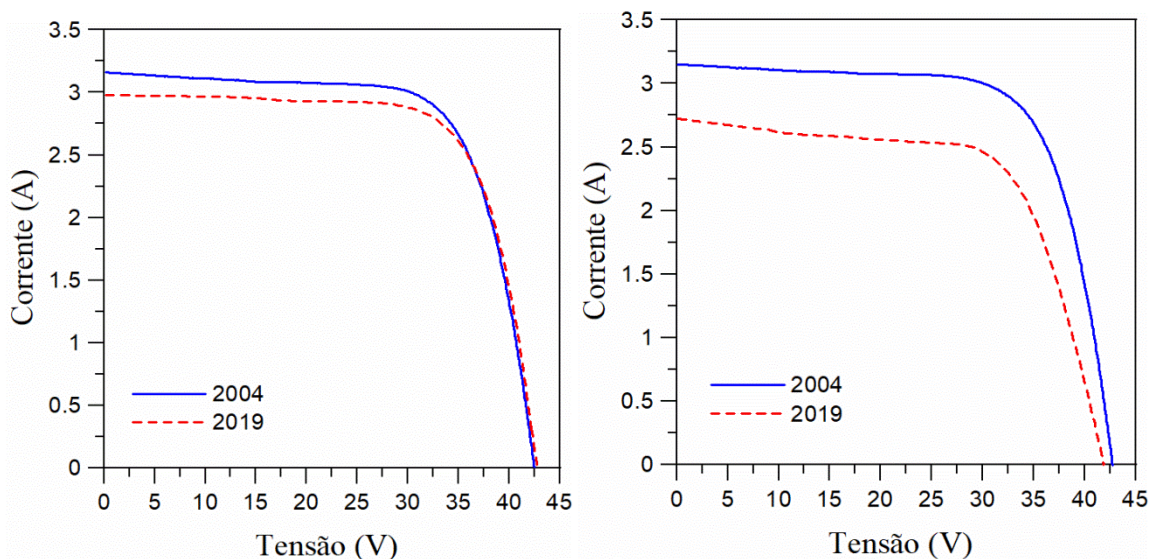


Figura 6.6 Curva I-V (à esquerda) do módulo que teve menor redução na potência (módulo LS1) e (à direita) o que teve a maior (módulo CI1).

## 6.2 Testes de isolamento elétrico

O isolamento posterior dos módulos apresentou-se íntegro, porém optou-se em não realizar os testes na condição úmida, pois no caso de delaminações não visíveis, a solução poderia penetrar nos dispositivos e acelerar a corrosão dos contatos metálicos. A tensão aplicada foi 2500 V. Para a área superficial dos módulos de  $0,86 \text{ m}^2$  a resistência de isolamento,  $R_{\text{ISO}}$  medida deve ser igual ou superior a  $46,69 \text{ M}\Omega$ . A Tabela 9 mostra os resultados. Todos os módulos passaram nos testes.

Tabela 9 Resultado do teste de isolamento elétrico

Identificação	$R_{\text{ISO}}$ (M $\Omega$ )
OI1	1265
OI2	1265
OI3	2500
OI4	500
OI5	625
OI6	625
OI7	1265
OI8	1265

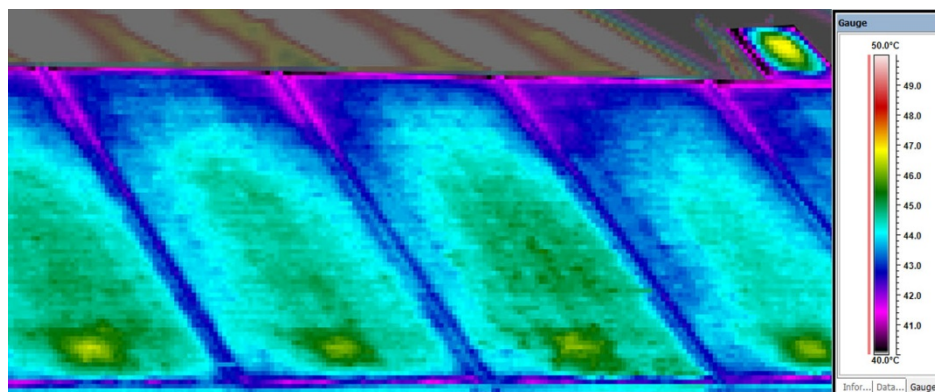


### 6.3 Avaliação termográfica

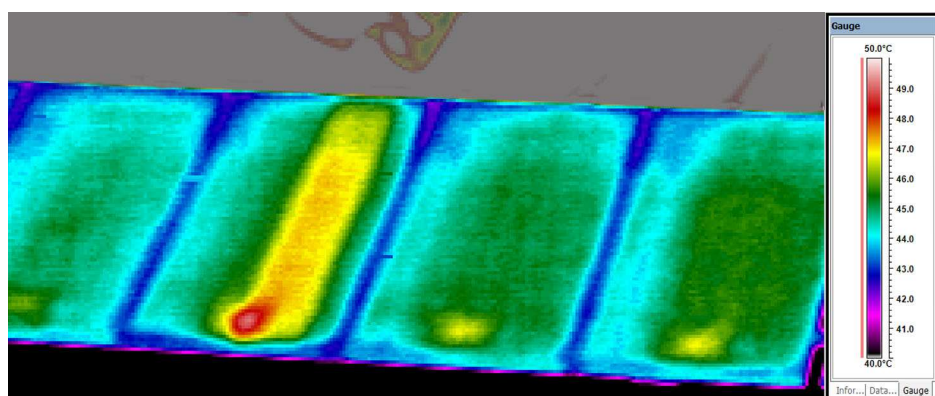
Dando sequência ao procedimento experimental, realizou-se a avaliação por imagens termográficas dos módulos da instalação. A Figura 6.7 exibe registro de imagem no dia da avaliação termográfica, conduzido sob céu limpo e durante o meio dia solar. A Figura 6.8 mostra o registro termográfico realizado na parte frontal dos módulos dos arranjos inferiores sendo (a) do arranjo inferior oeste e (b) leste. O padrão de temperaturas observado repetiu-se nos outros módulos do sistema. Durante os dias da inspeção, a temperatura não variou mais que 3 °C entre as células dos módulos, sendo a região das caixas de terminais as mais quentes. Dada a distribuição homogênea de temperaturas nos módulos, o fato de medir a temperatura em um único ponto do módulo não implicou em erros significativos na sua caracterização elétrica. Devido às baixas tensões de trabalho, não se cogitou a existência de PID, que também poderia se manifestar através de tendência não uniforme na temperatura de operação.



Figura 6.7 Registro da imagem do arranjo oeste no dia da avaliação termográfica.



(a)



(b)

Figura 6.8 Registro termográfico do arranjo inferior (a) oeste e (b) leste.

É possível observar a célula de referência instalada acima do módulo OI7 tanto representada na Figura 6.7 quanto no canto superior da Figura 6.8 (a). Na Figura 6.8 (b) é possível observar uma região mais quente em um dos módulos. Este módulo é o LI6 que apresentou a uma região inativa conforme a sua curva I-V (Figura 6.5).

#### 6.4 Eletroluminescência

Conforme citado avaliaram-se os módulos por eletroluminescência. Esta técnica permite identificar células total ou parcialmente inativas. Todas as trincas visualizadas no ensaio de eletroluminescência, no entanto, foram identificadas pela inspeção visual. A Figura 6.9 mostra a imagem do módulo LI6. Sua obtenção somente foi possível ao colocar-se em curto o diodo de derivação correspondente ao conjunto de células desconectadas. A Figura 6.9 também exibe imagens de um módulo conservado no escuro e dos módulos do arranjo selecionado, dos números do 1 ao 3. Na Figura 6.10 exibem-se as demais, do número 4 ao 8.

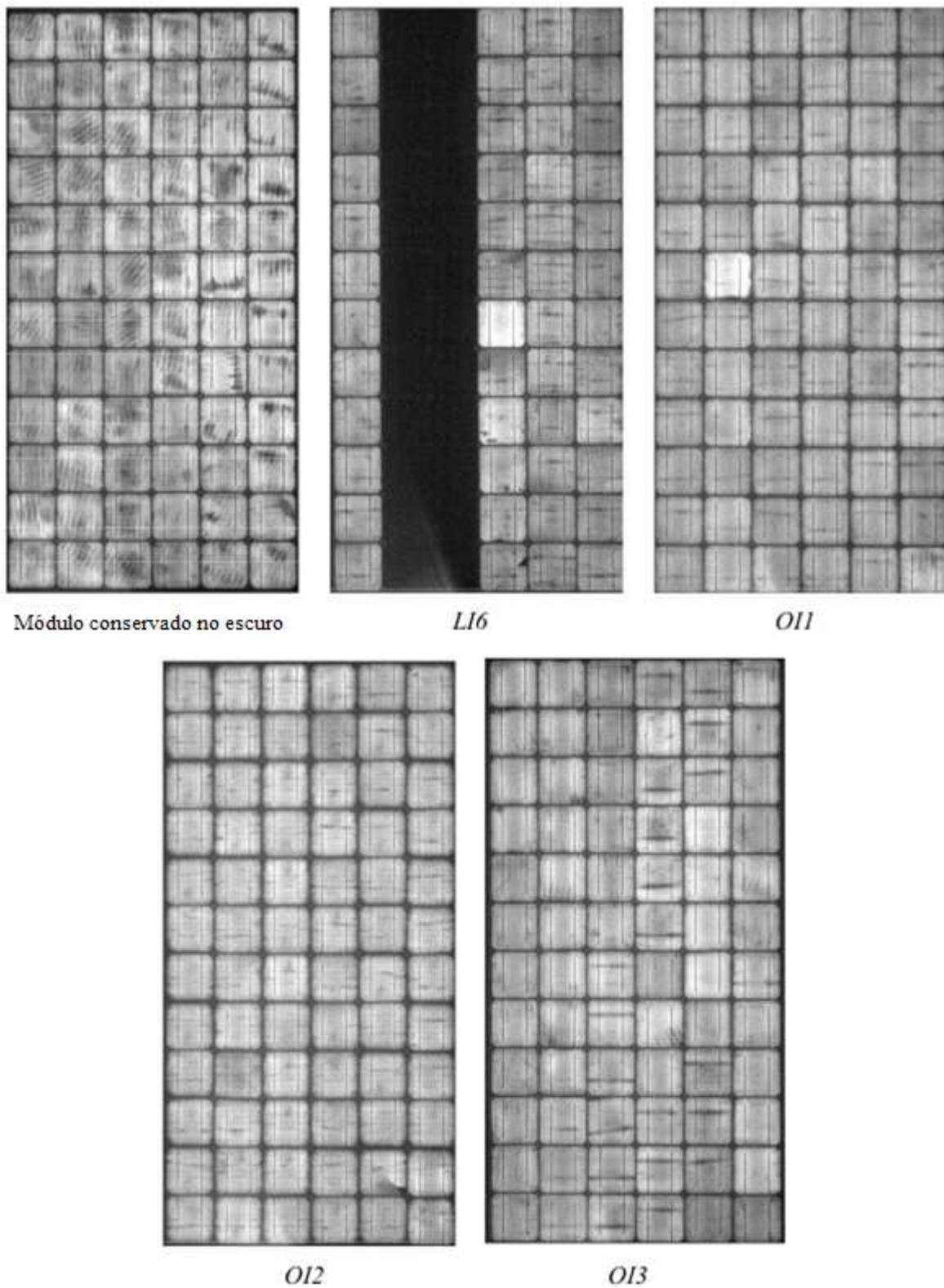


Figura 6.9 Imagens de eletroluminescência de um módulo conservado em condição escura, do módulo que sofreu maior dano (LI6) além de módulos do arranjo oeste (OI1, OI2 e OI3) registradas aplicando-se corrente na ordem da  $I_{SC}$ .

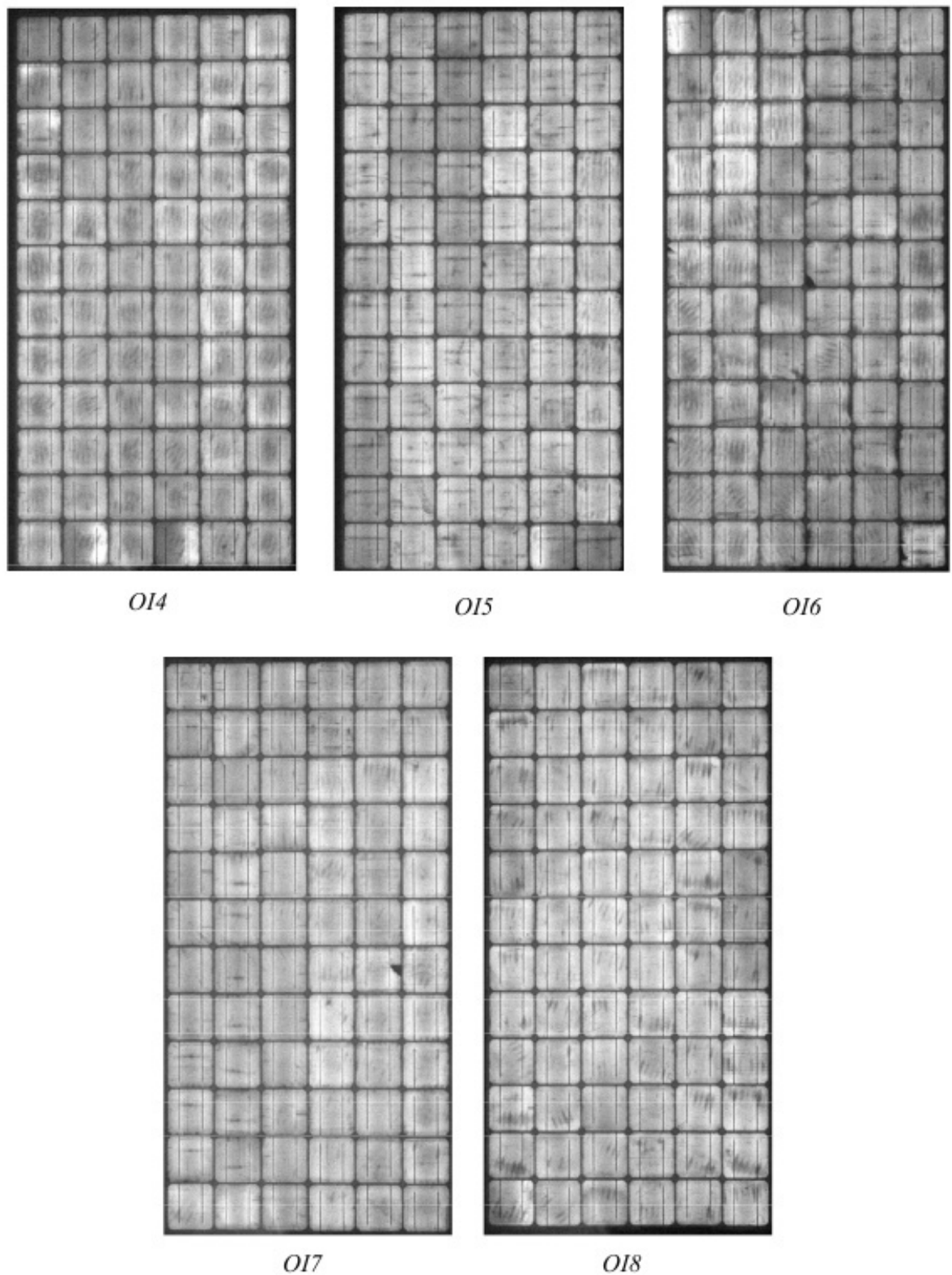


Figura 6.10 Imagens de eletroluminescência de módulos do arranjo oeste (OI4, OI5 e OI6, OI7 e OI8) registradas aplicando-se corrente na ordem da  $I_{SC}$ .

A Imagem de eletroluminescência do módulo LI6 apresentou-se com um conjunto de células inativas, ilustrando o processo que induziu a desconexão de uma série inteira de células. Ainda na Figura 6.9 as imagens dos módulos OI1 e OI3 apresentam pontos onde é possível identificar células com descasamento operacional, em relação às outras. As células que apresentam maior brilho, na verdade operam sob maiores correntes. Este efeito é observado pela maior intensidade da radiação emitida pela célula. Pode ser devido ao fato, por exemplo, de possuir uma região ativa menor. No trabalho de Zhu et al. (2016), efeito similar foi demonstrado ao observar imagens de eletroluminescência de módulos submetidos a ensaios prolongados de calor úmido.

Com a eletroluminescência é possível observar que as células têm suas características elétricas afetadas pela decomposição da camada antirreflexiva nas suas bordas e pela desconexão nos *fingers*, tornando estas regiões descritas inativas eletricamente. Detalhando as imagens eletroluminescentes e reais da célula mais brilhante do módulo OI1, verifica-se, conforme a mostra a Figura 6.11 que não há qualquer indício aparente de problema na imagem real da célula (à esquerda) que justifique a região inativa mostrada na imagem eletroluminescente (direita).

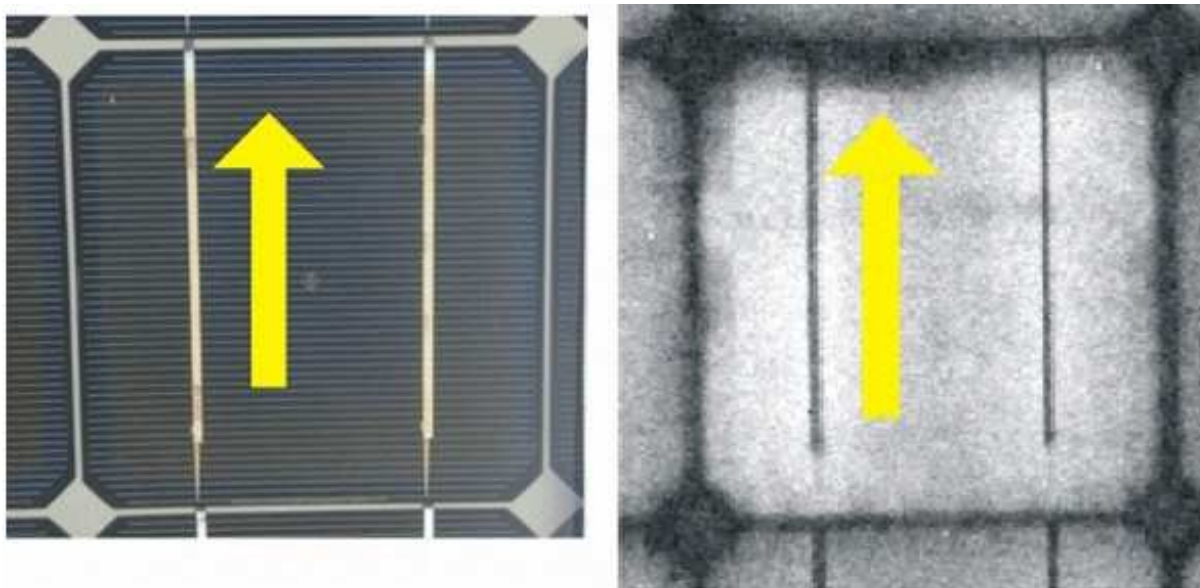


Figura 6.11 Imagem real (à esquerda) e imagem de eletroluminescência da célula mais brilhante do módulo OI1.

## 6.5 Inspeção visual

Para avaliar modos de degradação em módulos sujeitos às condições de operação em campo, buscam-se defeitos causados pela exposição ao ambiente. Problemas comumente relatados como formação de bolhas, corrosão do *busbar*, deformação da moldura, quebra da caixa de terminais, delaminação e desintegração da folha posterior não foram apreciados com a inspeção visual.

Durante o período de avaliação, o escurecimento do EVA afetava 100% das células dos módulos. A delaminação frontal das células, formando *milky pattern* se alastrou pela instalação. Outro fenômeno que surge e pode estar associado à decomposição do encapsulante é a oxidação da camada antirreflexiva. Na Figura 6.12 até Figura 6.16 são apresentados os principais modos de degradação obtidos através do registro visual. Na Figura 6.12 é apresentado o detalhe de uma região do módulo CS3, que apresenta delaminação frontal dando início ao *milky pattern*.

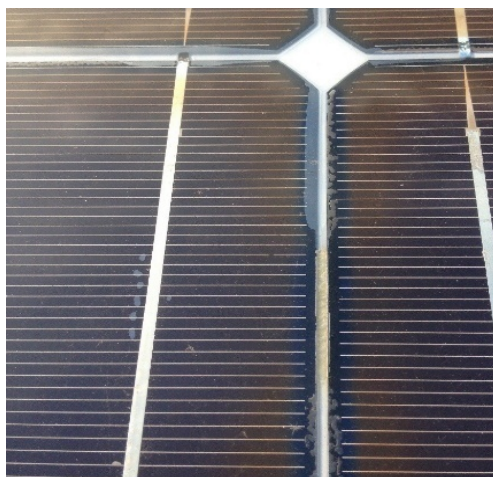


Figura 6.12 Detalhe de uma região do módulo CS3 que apresenta delaminação frontal e início de *milky pattern*.

A Figura 6.13 (a) mostra a região do módulo CI6, que se apresenta afetada pela formação de *milky pattern*, cujas características são similares com as identificadas em outros trabalhos (BOURAIYOU et al., 2015; SÁNCHEZ-FRIERA et al., 2011). A Figura 6.13 (b) mostra a delaminação entre o vidro e o encapsulamento de célula no módulo CL7. Este defeito é similar ao apresentado no trabalho (JORDAN et al., 2017).

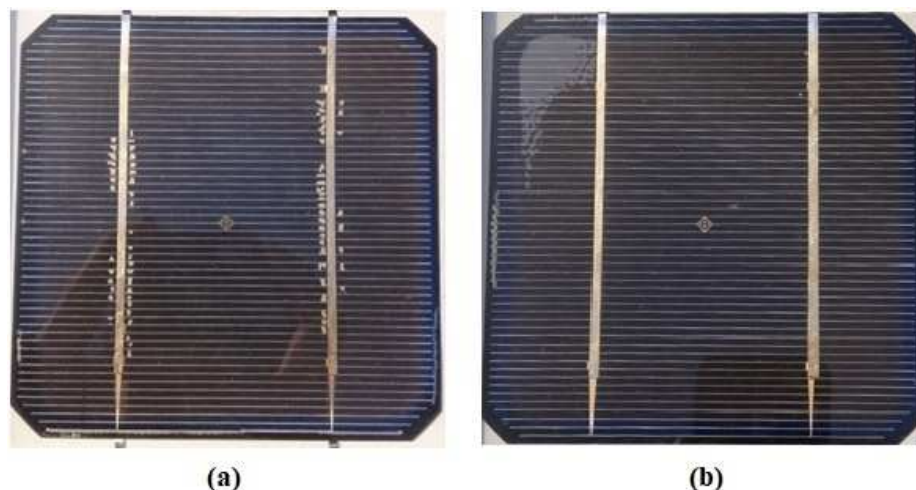


Figura 6.13 (a) Região do módulo CI6 que se apresenta afetada pela formação de *milky pattern*. (b) Delaminação entre o vidro e o encapsulante no módulo CI7.

A Figura 6.14 (a) mostra desintegração da camada antirreflexiva nas bordas de uma célula do módulo OS3, um efeito importante que ocorre por causa da delaminação. A Figura 6.14 (b) mostra degradação da camada antirreflexiva sobre uma célula do módulo OI6, semelhante ao encontrado por Muñoz et al. (2011). A Figura 6.15 indica a curva I-V dos módulos apresentados.

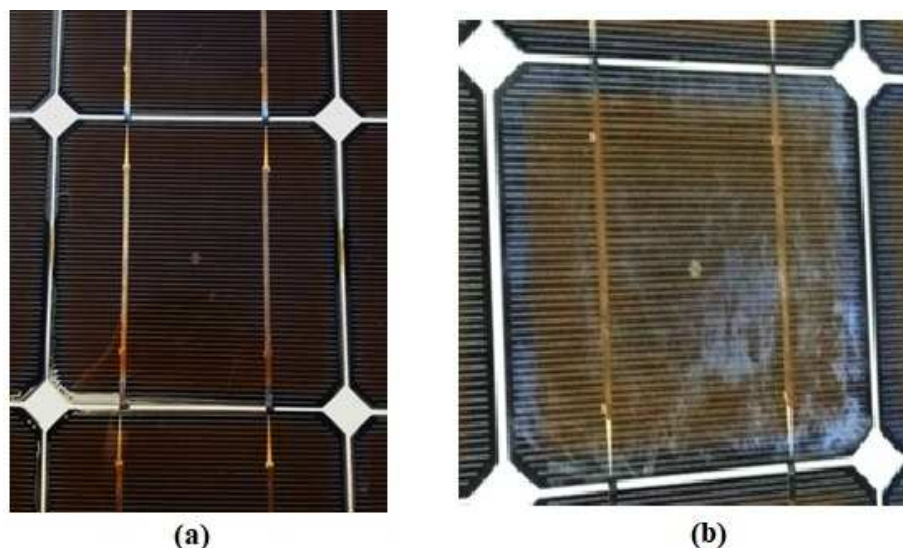


Figura 6.14 (a) Desintegração da camada antirreflexiva nas bordas de uma célula do módulo OS3. (b) Degradação da camada antirreflexiva sobre uma célula do módulo OI6.

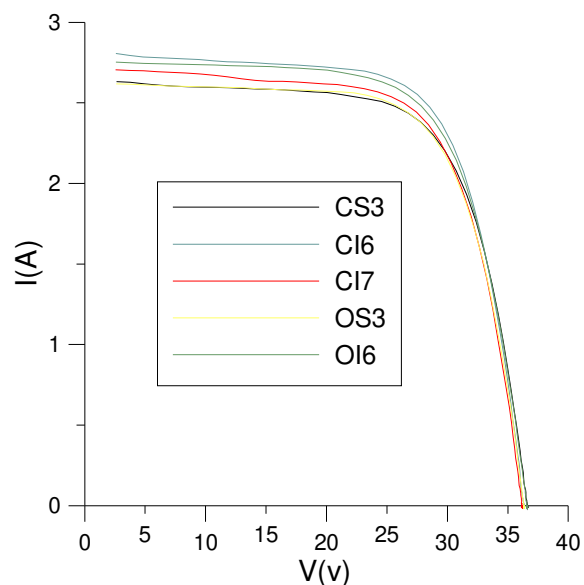


Figura 6.15 Curva I-V dos módulos apresentados na demonstração de defeitos visuais.

A partir da inspeção visual foi possível sumarizar os principais modos de degradação e sua proeminência na instalação em estudo. A Tabela 10 indica os vários tipos de defeitos encontrados na instalação ranqueados pela frequência de incidência. Também foram incluídos, além dos efeitos mais significantes, os defeitos mais comumente observados em instalações, mas que até então não foram observados, indicando que nenhum módulo foi afetado.

Tabela 10 Modos de degradação avaliados

Modos de degradação	Incidência			
	Módulos	%	Células	%
Escurecimento de células	48	100	3456	100
Oxidação da camada antirreflexiva	48	100	3456	100
<i>Milky pattern</i>	38	79,2	2736	79,2
Células rompidas	13	27,1	18	0,5
Delaminação do filme posterior	1	2,1	24	0,7
Corrosão de contatos	1	2,1	24	0,7
Diodo de derivação defeituoso	0	0	0	0
<i>Hot-spots</i>	0	0	0	0



Na Tabela 10 observa-se que os modos de degradação foram avaliados e identificados por análises complementares, como a curva *I-V*. A desconexão de um conjunto de células do módulo LI6, não foi observada na primeira avaliação visual. Outras análises complementares revelaram que os diodos, incluindo no módulo que operava com menor tensão, não apresentavam defeitos.

O fato que levou a observação do fenômeno de corrosão dos contatos resultou-se de detalhada análise no filme posterior do módulo LI6. A Figura 6.16 apresenta a condição encontrada após procedimento de limpeza do módulo, demonstrando a generalização do *browning*. A Figura 6.17 indica o estado do filme posterior do módulo LI6, similar à avaliação geral dos demais módulos instalados, não se teve maiores delaminações visíveis. Na Figura 6.17, na flecha, é apontado o caminho de permeação de umidade com pequena desintegração do encapsulamento. Este tipo de problema afetou somente este módulo.



Figura 6.16 Imagem frontal do módulo LI6.

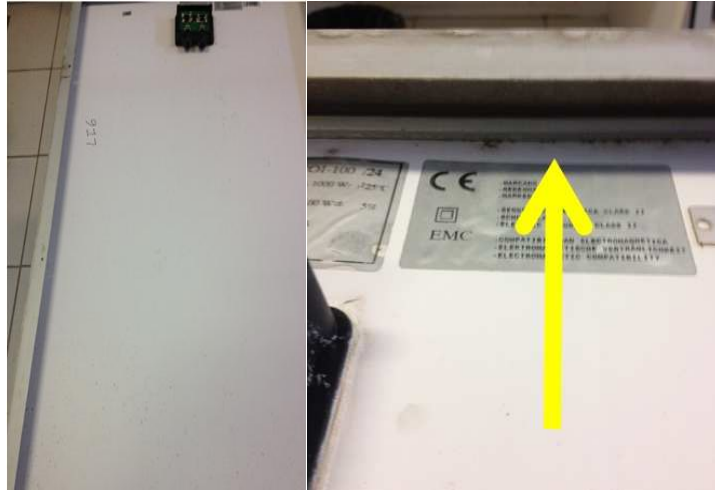


Figura 6.17 Imagem posterior do módulo LI6, indicando o caminho por onde permeou umidade.

A Figura 6.18 apresenta a imagem do estado do módulo OI3 retirado do gerador. A Figura 6.19 apresenta a imagem de um módulo já apresentado na Figura 6.9 como módulo conservado no escuro, mas que também apresentou o fenômeno de amarelamento, relatado como degradação térmica.

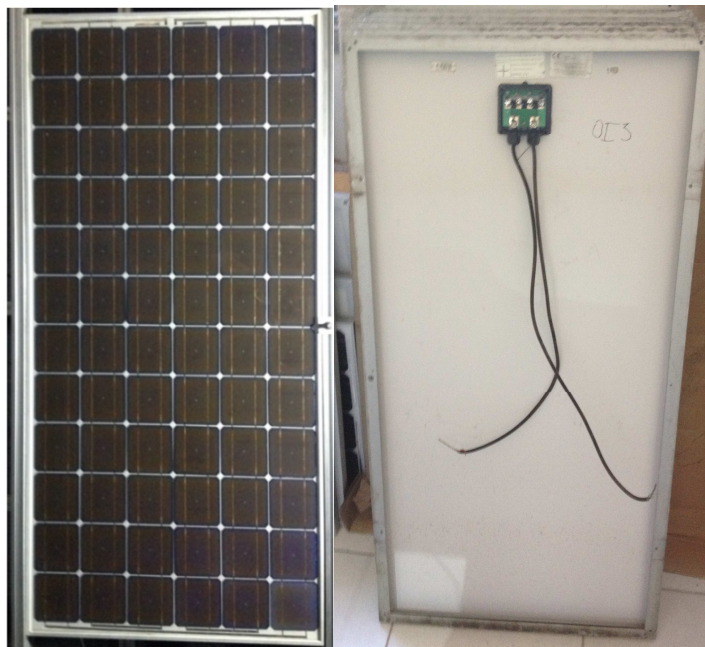


Figura 6.18 Imagem frontal e posterior do módulo OI3.

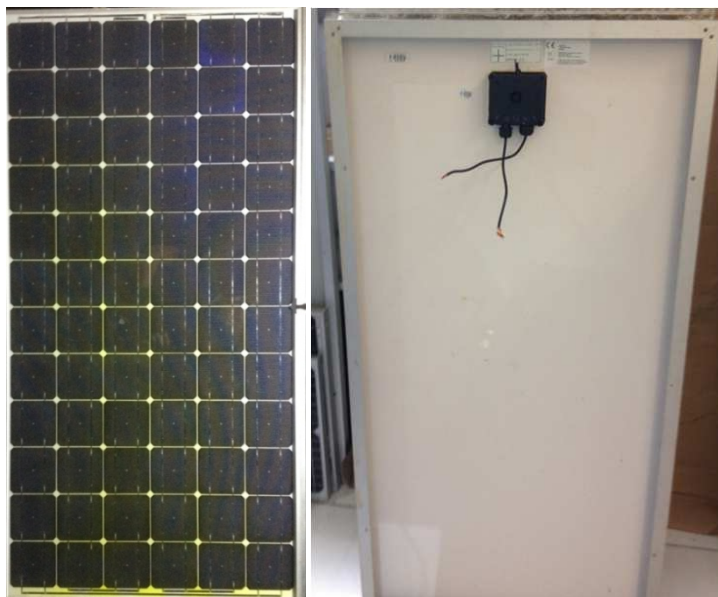


Figura 6.19 Imagem frontal e posterior de um módulo conservado no escuro apresentando amarelamento.

## 7. CONCLUSÕES

De acordo com os estudos realizados, foi possível observar que depois de atingido o tempo relativo ao período equivalente à vida útil indicado pelos fabricantes, os módulos Isofotón M88 ainda apresentam operação satisfatória, contudo, pequenas oscilações nos parâmetros de operação foram observadas. A potência média dos módulos caiu 0,46%/ano. A média indicada na literatura aponta perdas médias anuais na ordem de 0,6%, ou seja, o valor encontrado situa-se na ordem dos limites inferiores de degradação. Isto pode estar relacionado com a posição e geográfica e condição climática do local.

A degradação física dos sistemas é evidenciada com a degradação dos materiais que os compõem. A decomposição dos polímeros é o principal problema que afeta a integridade do sistema localizado em Madri. Apesar disso, o sistema pode seguir operando bem, injetando corrente na rede. No entanto, o sistema de 24 anos de operação já apresenta claros sinais da fragilização do material causada pela exposição dos componentes poliméricos. Este problema pode levar em alguns casos à desintegração do encapsulamento. Esta degradação pode causar exposição de partes ativas do circuito, induzindo a riscos de segurança do sistema.

O escurecimento do encapsulamento é um problema generalizado que afeta a corrente gerada, é comumente relatada na literatura. Alguns problemas que ocorreram particularmente neste sistema foram relacionados às caixas do terminal de conexão IP65 que ainda não eram do padrão fotovoltaico atual, com diodos isolados com silicone. Apesar dos problemas descritos, e das possíveis maiores preocupações com a segurança do sistema, o ensaio de isolamento elétrico demonstrou que todos os oito módulos da amostra deste sistema apresentavam-se com o isolamento necessário para serem aprovados em testes de qualidade.

Através das técnicas descritas em diversos estudos sobre degradação de módulos fotovoltaicos, e com a experiência prévia descrita, estudou-se a degradação de um sistema composto por 48 módulos I-100/24 que opera há 15 anos na cidade de Porto Alegre. A inspeção visual revelou que todos os módulos já apresentavam algum problema. O escurecimento afeta a totalidade dos módulos, assim como a oxidação da camada antirreflexiva. A presença de *milky pattern* foi verificada em 38 módulos e 13 apresentaram

células quebradas. As imagens termográficas não revelaram a ocorrência de *hot-spots*. Um módulo apresentou características no comportamento elétrico que indicam que houve rompimento de algum contato elétrico interno, provocando a desconexão de 24 de suas 72 células.

A caracterização elétrica através da curva  $I-V$ , obtida antes e após o período de 15 anos para cada um dos 48 módulos, indica a perda 9,5% na potência média da instalação, correspondendo a uma média anual de 0,7%. O parâmetro elétrico que apresentou maior perda foi a corrente de curto circuito. Essa perda de energia ocorreu principalmente devido à redução de corrente (9,19% e 9,12% para  $I_{MP}$  e  $I_{SC}$ , respectivamente).

A baixa variação no fator de forma (0,77%) sugere que não houve alterações significativas na resistência série. As imagens EL revelaram regiões inativas na periferia das células, indicando a ação de algum mecanismo de degradação indetectável a olho nu. Esses defeitos, juntamente com o escurecimento do encapsulante e a degradação da camada antirreflexiva, contribuem significativamente para a redução da corrente de curto-circuito. Da mesma forma, a diminuição na corrente de máxima potência foi o fator que mais contribuiu para a diminuição da potência na instalação.

O trabalho realizado por Lorenzo et al. (2013) mostra que a degradação dos módulos passados 17 anos da instalação encontrava-se na ordem de 0,5%. O sistema do LABSOL opera há 15 anos e a taxa de degradação é ligeiramente superior, 0,7%. Quando se exclui o módulo danificado esta média reduz para 0,6%. Estes dados de taxa de degradação podem ser utilizados em projeto para estimativas de produção porque são as taxas de degradação encontrada para cada sistema.

Zhu et al. (2017) indicam que condições mais severas de calor úmido podem induzir maior degradação em testes acelerados. De fato, a degradação da instalação de Porto Alegre apresenta-se ligeiramente superior, demonstrando a confiabilidade dos equipamentos de c-Si. É importante ser observado que os módulos fabricados mais recentemente certamente agregam modificações que provavelmente reduzem alguns tipos de degradação detectados neste trabalho. Para estimar a confiabilidade destes novos equipamentos seria importante realizar sua qualificação e acompanhar o desempenho ao longo do tempo, conforme a metodologia indicada neste trabalho

## 8. REFERÊNCIAS

- AEMET. **Dados meteorológicos**. 2019. Disponível em: <AEMET.es/es/elclima/datosclimatologicos>. Acesso em: 20 set. 2019.
- BOURAIYOU, Ahmed; HAMOUDA, M.; CHAKER, A.; MOSTEFAOUI, M.; LACHTAR, S.; SADOK, M.; BOUTASSETAC, N.; OTHMANIA M. & ISSAM, A.. Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance in the desert environment. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 106, p. 1345–1355, 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415009954>>
- BÜHLER, Alexandre José; PERIN GASPARIN, Fabiano; KREZNINGER, Arno. Post-processing data of measured I–V curves of photovoltaic devices. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 68, p. 602–610, 2014.
- BÜHLER, Alexandre José; KREZNINGER, Arno. Method for photovoltaic parameter extraction according to a modified double-diode model. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 21, n. 5, p. 884–893, 2013.
- BURGER, Bruno. **Fraunhofer institute for solar energy systems ISE**, 2017.
- CARRILLO, José Manuel; MARTÍNEZ-MORENO, F.; LORENZO, C.; & LORENZO, E. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. **Solar Energy**, [s. l.], v. 155, p. 880–892, 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17306023>>
- CHANDEL, S. S.; NAIK, M. N.; SHARMA, V. & CHANDEL, R. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 78, p. 193–202, 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115000221>>
- COSTA, Eurides Ramos. **Desenvolvimento de simulador solar contínuo para teste de estabilização de módulos fotovoltaicos**. Tese de doutorado. UFRGS, [s. l.], 2019.
- CRESTANI, Thais; ZANESCO, Izete; MOEHLECKE, Adriano. Influência Da Passivação Em Células Solares De Silício Com Campo Retrodifusor Seletivo De Alumínio E Boro. **Tecnologia em Metalurgia Materiais e Mineração**, [s. l.], v. 14, n. 3, p. 236–242, 2017.

CZANDERNA, A. W.; PERN, F. J. Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 43, n. 2, p. 101–181, 1996. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0927024895001506>>

DUMAS, Larry N.; SHUMKA, Alex. Photovoltaic module reliability improvement through application testing and failure analysis. **IEEE Transactions on Reliability**, [s. l.], v. 31, n. 3, p. 228–234, 1982.

FIGUEIREDO, G.; ALMEIDA, M. P.; MANITO, A. & ZILLES, R. Alternativa de baixo custo para imagens em eletroluminescência de módulos fotovoltaicos.. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR 2018. [s.l: s.n.]

FIGUEIREDO, GILBERTO. **Degradação induzida pelo potencial em módulos e instalações fotovoltaicas de cSi**. Tese de doutorado. USP, [s. l.], 2017.

GARCÍA, Miguel; MARROYO, L.; LORENZO, E.; MARCOS, J. & PÉREZ, M. Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 22, n. 12, p. 1292–1301, 2014. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2393>>

GREEN, Martin A. The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): From conception to mass production. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 143, p. 190–197, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2015.06.055>>

HU, Hongjie; WANG, W. M.; FU, O. & Bradley, A. Typical photovoltaic backsheet failure mode analysis under different climates in China. In: PROC. SINGAPORE NAT. EYE CENTRE 2016. [s.l: s.n.]

IEA. **Snapshot of Global Photovoltaic Markets – 2019 Report IEA PVPS T1-35:2019**. [s.l: s.n.].

IEC 60891. **Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices**, 1992.

IEC 60904-1. **International Electrotechnical Commission. Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics**, 2006.

IEC 61215-1. **International Electrotechnical Commission. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules** International Electrotechnical Commission (IEC), 2016.

ISHII, Tetsuyuki; MASUDA, Atsushi. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 25, n. 12, p. 953–967, 2017. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2903>>

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Disponible em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.1182>>

JORDAN, D.; KURTZ, S. **Photovoltaic module stability and reliability**. [s.l.] : Elsevier Ltd., 2016. Disponible em: <<http://dx.doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.00003-3>>

JORDAN, Dirk C.; SILVERMAN, T. J.; WOHLGEMUTH, J. H.; KURTZ, S. R. & VANSANT, K. T.. Photovoltaic failure and degradation modes. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 25, n. 4, p. 318–326, 2017. Disponible em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2866>>

JORDAN, D.C.; WOHLGEMUTH, J.H.; KURTZ, S. R. Technology and Climate Trends in PV Module Degradation. In: PROCEEDINGS OF THE 27TH EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION 2012. [s.l.: s.n.]

KAHOUL, Nabil; HOUABES, Mourad; SADOK, Mohammed. Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 82, p. 320–326, 2014. Disponible em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041400226X>>

KAPLANI, E. Degradation effects in sc-Si PV modules subjected to natural and induced ageing after several years of field operation. **Journal of Engineering Science and Technology Review**, [s. l.], v. 5, n. 4, p. 18–23, 2012.

KEMPE, Michael D.; JORGENSEN, G. J.; TERWILLIGER, K. M.; MCMAHON, T. J.; KENNEDY, C. E. & BOREK, T. T.. Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 91, n. 4, p. 315–329, 2007.

KOCH, S.; WEBER, T.; SOBOTTKA, C.; FLADUNG, A.; CLEMENS, P. & BERGHOLD, J. Outdoor Electroluminescence Imaging of Crystalline Photovoltaic Modules: Comparative Study between Manual Ground-Level Inspections and Drone-Based Aerial Surveys. In: 32ND EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION 2016. [s.l.: s.n.]

KOEPPEN, Wilhelm. **Climatología: Con un estudio de los climas de la Tierra**. [s.l.] : Fondo de Cultura Economica, 1948.

KÖNTGES, M.; KURTZ, S.; PACKARD, C. E.; JAHN, U.; BERGER, K. A.; KATO, K.; ... & MILLER, D. (2014). **Review of Failures of Photovoltaic Modules**. [s.l.: s.n.].

KRENZINGER, Arno; PRIEB, César Wilhelm Massen. Clasificación Y Selección De Módulos Fotovoltaicos Para Una Central Conectada A La Red. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, [s. l.], v. 9, p. 04.19--04.24, 2005.



KUITCHE, Joseph M.; PAN, Rong; TAMIZHMANI, GovindaSamy. Investigation of dominant failure mode (s) for field-aged crystalline silicon PV modules under desert climatic conditions. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], v. 4, n. 3, p. 814–826, 2014.

LOMBARDO, T.; IONESCU, A.; LEFÈVRE, R. A.; CHABAS, A.; AUSSET, P. & CACHIER, H.. Soiling of silica-soda-lime float glass in urban environment: measurements and modelling. **Atmospheric Environment**, [s. l.], v. 39, n. 6, p. 989–997, 2005.

LORENZO, Eduardo; ZILLES, R.; MORETÓN, R.; GÓMEZ, T. & MARTÍNEZ DE OLCOZ, A.. Performance analysis of a 7-kW crystalline silicon generator after 17 years of operation in Madrid. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 22, n. 12, p. 1273–1279, 2013. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2379>>

LUKA, Tabea; HAGENDORF, Christian; TUREK, Marko. Multicrystalline PERC solar cells: Is light-induced degradation challenging the efficiency gain of rear passivation? **Photovoltaics International**, [s. l.], v. 32, p. 37–44, 2016.

MANGANIELLO, Patrizio; BALATO, Marco; VITELLI, Massimo. A survey on mismatching and aging of PV modules: The closed loop. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 62, n. 11, p. 7276–7286, 2015.

MARTÍNEZ-MORENO, Francisco. **Caracterización de generadores fotovoltaicos en condiciones reales de operación**. 2006. [s. l.], 2006.

MARTINEZ-MORENO, F.; LORENZO, E.; MUNOZ, J.; PARRA, R. & ESPINO, T. On Site Tests for the Detection of Potential Induced Degradation in Modules. In: 28TH EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION 2013. [s.l: s.n.]

MEYER, E. L.; VAN DYK, E. E. Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters. **IEEE Transactions on Reliability**, [s. l.], v. 53, n. 1, p. 83–92, 2004. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1282165/>>

MORETÓN, Rodrigo. **Contributions to Uncertainty Reduction in the Estimation of PV Plants Performance**. Tese de doutorado. Universidad Politecnica de Madrid, [s. l.], 2016.

MUÑOZ, Javier; LORENZO, E.; CARRILLO, J. M. & MORETÓN, R.. Design of a twin capacitive load and its application to the outdoor rating of photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 23, n. 2, p. 247–252, 2015. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X06000065>>

MUNOZ, M. A.; ALONSO-GARCIA, M. C.; VELA, N. & CHENLO, F.. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. **Solar Energy**, [s. l.], v. 85, n. 9, p. 2264–2274, 2011. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X11002143>>

NDIAYE, Ababacar; CHARKI, A.; KOBİ, A.; KÉBÉ, C. M.; NDIAYE, P. A. & SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, [s. l.], v. 96, p. 140–151, 2013. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002703>>

OLIVEIRA, Fernando Schuck; Soares, L. D. M.; Prieb, C. W. M. & Krenzinger, A. Avaliação de um arranjo fotovoltaico após onze anos de operação. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR 2018, Gramado/Brasil. **Anais...** Gramado/Brasil: Associação Brasileira de Energia Solar, 2018. Disponível em:

<<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/87/87>>

PAN, Rong; KUITCHE, Joseph; TAMIZHMANI, Govindasamy. Degradation analysis of solar photovoltaic modules: Influence of environmental factor. In: 2011 PROCEEDINGS-ANNUAL RELIABILITY AND MAINTAINABILITY SYMPOSIUM 2011, **Anais...** [s.l: s.n.]

PERN, F. J.; GLICK, S. H.; CZANDERNA, A. W. EVA encapsulants for PV modules: reliability issues and current R&D status at NREL. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 8, n. 1–4, p. 367–370, 1996.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, [s. l.], v. 1, p. 47–499, 2014.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**. 2002. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002. Disponível em:

<[https://sabi.ufrgs.br/F/UUY5M6FPHHX5KP4HFC37KJ1EK9Y6IJY8MQECTCKSGXF4H DU2IJ-03955?func=full-set-set&set\\_number=023164&set\\_entry=000023&format=999](https://sabi.ufrgs.br/F/UUY5M6FPHHX5KP4HFC37KJ1EK9Y6IJY8MQECTCKSGXF4H DU2IJ-03955?func=full-set-set&set_number=023164&set_entry=000023&format=999)>

RAJPUT, Pramod; TIWARI, G. N.; SASTRY, O. S.; BORA, B. & SHARMA, V.. Degradation of mono-crystalline photovoltaic modules after 22 years of outdoor exposure in the composite climate of India. **Solar Energy**, [s. l.], v. 135, p. 786–795, 2016. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X16302286>>

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**Global Status Report. [s.l: s.n.].

RUSCHEL, Cristiano Saboia. **ANÁLISE E PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DO MODELO DE UM DIODO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2019. [s. l.], 2019.

SÁNCHEZ-FRIERA, Paula; PILIOUGINE, M.; PELAEZ, J.; CARRETERO, J. & SIDRACH DE CARDONA, M.. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 19, n. 6, p. 658–666, 2011. Disponível em:

<<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.1083>>

SPA. **Global Market Outlook For Solar Power 2018 – 2022 Global Market Outlook**. [s.l: s.n.].

TANG, Yingtang; RAGHURAMAN, B.; KUITCHE, J.; TAMIZHMANI, G.; BACKUS, C. E. & OSTERWALD, C.. An Evaluation of 27+ Years Old Photovoltaic Modules Operated in a Hot-Desert Climatic Condition. In: 2006 IEEE 4TH WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONFERENCE 2006, **Anais...** : IEEE, 2006. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4060095/>>

VÁZQUEZ, Manuel; REY-STOLLE, Ignacio. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 16, n. 5, p. 419–433, 2008.

VERA, L. H.; PRIEB, César Wilhelm Massen; KRENZINGER, Arno. Comparação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos Após Seis Anos de Operação. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, [s. l.], v. 10, p. 25–36, 2006.

WOHLGEMUTH, John H.; KURTZ, Sarah. Reliability testing beyond Qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity. In: 2011 INTERNATIONAL RELIABILITY PHYSICS SYMPOSIUM 2011, **Anais...** : IEEE, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5784534/>>

ZHU, Jiang; KOEHL, M.; HOFFMANN, S.; BERGER, K. A.; ZAMINI, S.; BENNETT, I; ALEO, F.; et al. Changes of solar cell parameters during damp-heat exposure. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [s. l.], v. 24, n. 10, p. 1346–1358, 2016. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2793>>

ZIMMERMANN, Claus G. Time dependent degradation of photovoltaic modules by ultraviolet light. **Applied Physics Letters**, [s. l.], v. 92, n. 24, p. 241110, 2008.