

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR SOLAR CONTÍNUO PARA
TESTE DE ESTABILIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

Eurides Ramos Costa

Tese para obtenção do Título de
Doutor em Engenharia

Porto Alegre, Junho de 2018

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR SOLAR CONTÍNUO PARA
TESTE DE ESTABILIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

Eurides Ramos Costa

Mestre em Engenharia Mecânica

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Doutor em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke - PUC

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli - UFSC

Prof^a. Dr^a. Letícia Jenisch Rodrigues - PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Jakson Manfredini Vassoler.

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 26 de Junho de 2018

*Aos meus pais, Márcia, Mirelle e Leonardo....
que fizeram tudo para tornar este objetivo possível.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Arno Krenzinger pela orientação nesta Tese, pela inesgotável paciência e acima de tudo, por todo o conhecimento e experiência que através dele pude obter ao longo de todos esses anos de convívio.

À minha família, Márcia, Mirelle e Leonardo, pelo apoio e compreensão.

A César Prieb pelo auxílio na parte laboratorial e por tantas dicas e conselhos, científicos e sociais.

Ao Fernando Schuck pelo auxílio na montagem da câmara e pelo apoio na parte de instrumentação do laboratório.

Ao Aguiar pela amizade apoio logístico e os três princípios.

A todo o pessoal do Laboratório de Energia Solar da UFRGS que ao longo desses quatro anos participaram de uma forma ou de outra desta Tese. Um especial agradecimento ao Picolli, Edison, José, Crissiane, Crisciele, Tiago, Cristiano e Lucas Soares.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e a Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

A todos os que de alguma forma contribuíram para a elaboração dessa Tese.

RESUMO

A maior parte dos módulos fotovoltaicos apresenta alguma degradação de desempenho elétrico observada logo depois que os mesmos são submetidos ao uso em exposição solar. Para algumas tecnologias, é necessário adotar um procedimento para levar o mesmo até sua estabilização antes de caracterizá-lo. O objetivo desta Tese é desenvolver e classificar um simulador solar para submeter módulos fotovoltaicos a condições de irradiação e temperatura, como estabelecidas nas normas da Comissão Eletrotécnica Internacional, visando alcançar a estabilidade de desempenho elétrico desses dispositivos. Este desenvolvimento foi possível com uso de ferramentas computacionais para iluminância, seleção de lâmpadas com distribuição espectral e iluminância compatíveis com a demanda, análise espectral da radiação emitida com espectrorradiômetro e sua comparação com o espectro solar padrão, construção de bancada suporte para os módulos, ventilação na câmara de iluminação contínua para estabilização de temperatura e observando-se os requisitos de *light-soaking* descritos na norma IEC 61215-2. É focalizada a adequação do espectro de saída do simulador ao de referência da distribuição espectral da radiação solar no espectro visível AM 1,5G, para o qual foi alcançada a correspondência espectral e não uniformidade espacial da irradiância classe C e para estabilidade temporal classe A, como descritos nas condições de classificação indicadas na norma IEC 60904-9. Paralelamente foi realizado um estudo da qualificação espectral da fonte de iluminação do simulador solar de *flash* para ensaios de módulos fotovoltaicos no LABSOL. Constatou-se que há necessidade do uso de células de referência representativas da mesma tecnologia do módulo fotovoltaico a ser ensaiado ou a realização de ensaios periódicos determinados os desvios devido ao descasamento espectral e possíveis mudanças de comportamento das fontes de radiação no simulador ao longo de sua vida. Uma vez implementado o simulador, realizaram-se ensaios com a intenção de caracterizar a irradiância na superfície de ensaio e analisar requisitos de procedimento de estabilidade sugeridos pelas normas da Comissão Eletrotécnica Internacional. Por fim, analisou-se os dados obtidos e comparou-se com os dados teóricos. Conclui-se que este tipo de simulador solar para a exposição prévia de módulos fotovoltaicos é viável e cumpre bem sua função.

Palavras chave: Simulador Solar; Módulo Fotovoltaico; Estabilidade; Desempenho.

ABSTRACT

Most photovoltaic modules show some degradation of electrical performance observed soon after they are exposed to sunlight. For some technologies, it is necessary to adopt a procedure to take it to its stabilization before characterizing it. The aim of this thesis is to develop and classify a solar simulator to subject photovoltaic modules to irradiation and temperature conditions, as established in the International Electrotechnical Commission standards, in order to achieve the electrical performance stability of these devices. This development was possible with the use of computational tools for illuminance, selection of lamps with spectral distribution and illuminance compatible with the demand, spectral analysis of the emitted radiation with spectroradiometer and its comparison with the standard solar spectrum, building of support stand for the modules, ventilation in the continuous lighting chamber for temperature stabilization and observing the light-soaking requirements described in IEC 61215-2. It is focused the adaptation of the spectrum of output of the simulator to the reference of the spectral distribution of the solar radiation in the visible spectrum AM 1,5G, for which the spectral correspondence and spatial non-uniformity of the class C irradiance and for temporal stability class A, as described in the classification conditions indicated in IEC 60904-9. At the same time, a study was carried out of the spectral qualification of the light source of the solar flash simulator for the testing of photovoltaic modules in LABSOL. It was found that it is necessary to use representative reference cells of the same technology of the photovoltaic module to be tested or to carry out periodic tests determined the deviations due to the spectral mismatch and possible changes of behavior of the sources of radiation in the simulator throughout its life. Once the simulator was implemented, tests were carried out with the intention of characterizing the irradiance on the test surface and analyzing stability procedure requirements suggested by the standards of the International Electrotechnical Commission. Finally, the data obtained were analyzed and compared with the theoretical data. It is concluded that this type of solar simulator for the previous exposure of photovoltaic modules is feasible and fulfills its function well.

Keywords: Solar Simulator; Photovoltaic Module; Stability; Performance.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivos	8
1.2	Escopo da Tese	9
2	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	10
2.1	Princípios de funcionamento e desempenho.....	10
2.1.1	Seletividade de absorção de célula FV	16
2.1.2	Fator de correção espectral	18
2.1.3	Métodos para correção espectral da curva característica I-V.....	19
2.2	Células fotovoltaicas de filmes finos	20
2.3	Módulos fotovoltaicos de filmes finos	22
3	ESTABILIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE FILMES FINOS.....	26
3.1	Teste de estabilidade acelerado	27
3.1.1	Norma IEC 61215-2, 2016 - Procedimentos de teste	28
3.1.2	EN 61215 -1-3, 2017 - Silício Amorfo.....	31
3.1.3	EN 61215 -1-4, 2017 - Disseleneto cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIS e CIGS).....	31
3.2	Degradação e variação de desempenho de módulos fotovoltaicos	32
3.2.1	Efeitos da temperatura no desempenho de sistemas FV	34
3.2.2	Efeitos espectrais no desempenho de módulos FV de filmes finos	35
3.2.3	Mudanças de desempenho transitórios e sazonais	36
3.2.4	Efeitos metaestáveis.....	37
3.3	Procedimentos de metaestabilidade e estabilização	38
3.4	Silício amorfo	39
3.5	Telureto de cádmio	41
3.6	Disseleneto de Cobre e Índio	43
3.7	Simulador Solar para exposição de módulos de filmes finos	44
3.7.1	Classes de simuladores solares para dispositivos fotovoltaicos	46
3.7.2	Cálculo teórico do sistema de irradiação do simulador.....	48

4	INSTRUMENTAÇÃO E METODOLOGIA.....	50
4.1	Câmara de exposição à radiação.....	50
4.1.1	Dimensionamento do sistema de iluminação da câmara de exposição à radiação.....	52
4.1.2	Instrumentos e metodologia para determinação dos Parâmetros de classificação do simulador.....	54
4.1.3	Uniformidade da temperatura no módulo exposto a radiação na câmara	55
4.1.4	Verificação de funcionalidade do Simulador classe C em ensaios de estabilidade de módulos FV.....	56
4.2	Descrição dos equipamentos e procedimentos utilizados na quantificação espectral de simulador solar para ensaios de módulos fotovoltaicos.....	58
4.2.1	Materiais.....	58
4.3	Procedimentos teóricos.....	62
4.4	Procedimentos experimentais.....	62
4.5	Resultados teóricos.....	64
4.6	Resultados experimentais.....	64
5	DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR SOLAR PARA EXPOSIÇÃO CONTINUA DE MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS.....	67
5.1	Procedimentos experimentais.....	67
5.2	Resultados e discussão.....	70
6	CONCLUSÕES.....	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Evolução da potência instalada acumulada de sistemas autônomos e conectada à rede de 2008 a 2017 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].....	2
Figura 1.2	Diagrama para as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente [: Adaptado de Kumar e Kumar, 2017].....	3
Figura 1.3	Evolução das quotas de mercado da primeira e segunda geração de tecnologias FV, de 1980 a 2017 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].....	4
Figura 1.4	Evolução das fatias de mercado da segunda geração de tecnologias FV de tecnologias de filmes finos de 2000 a 2017 [adaptado de Fraunhofer ISE, 2018]	5
Figura 2.1	A curva característica I-V de uma célula solar com os parâmetros indicados	11
Figura 2.2	Eficiência das melhores células FV de laboratório <i>versus</i> os melhores módulos FV de laboratório apresentadas em 2017 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].....	14
Figura 2.3	Gráfico de eficiência de célula FV, mostrando a evolução das melhores eficiências de células FV de laboratório desde 1993 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].....	14
Figura 2.4	Curvas de resposta espectral de algumas tecnologias de célula fotovoltaica e espectro solar padrão para radiação global AM1.5 G [Adaptado de Sandia National Laboratories, 2017]	17
Figura 2.5	Resposta espectral relativa de diferentes módulos FV, ilustrando diferenças significativas dentro da mesma tecnologia de filmes finos [IEA-PVPS T13-02, 2014]	19
Figura 2.6	Estruturas e células FV de filmes finos para a-Si, CdTe e CIGS. As células CdTe são feitas na configuração superstrato enquanto a-Si e CIGS estão em configuração substrato. Espessuras de camadas não estão em escala.....	22

Figura 2.7	Comparação entre a estrutura de encapsulamento de módulos FV de filmes finos e dos módulos de silício cristalino.....	23
Figura 2.8	Ilustração da deposição alternada e de rotulagem para criar um módulo CIGS com quatro células ligadas em série. As setas indicam as linhas gravadas desenhadas após o passo de deposição. As camadas são de mesma tabela de cores como na Figura 2.6.....	25
Figura 2.9	Estrutura esquemática de módulo FV para célula solar de (A) c-Si, (B) a-Si, (C) CdTe, (D) CIGS [adaptado de Noufi e Zweibel, 2006].....	25
Figura 4.1	Dimensões da Câmara de exposição à radiação e indicação de posição do plano de ensaio para módulos FV e da estrutura suporte das luminárias	51
Figura 4.2	Simulador solar com lâmpadas de vapor metálico de 1000 W (a); amostra de luminária, lâmpada e reator (b).....	53
Figura 4.3	Instalação de um módulo FV na câmara de exposição à radiação, conectado a uma carga resistiva, temperatura e irradiância monitoradas por sistema de controle e aquisição de dados, para teste de funcionalidade do Simulador desenvolvido.....	57
Figura 4.4	Estrutura da célula solar de referência AK; (1) tampa de vidro, (2) - filtro óptico, (3)- célula solar de silício cristalino.....	58
Figura 4.5	Respostas espectrais das células de referência AK-200, AK-140, AK-130, AK-120, AK-110 e AK-100 e resposta espectral da série AK.....	59
Figura 4.6	Multímetros Agilent; a) modelo 3458A e b) modelo 34411A.....	60
Figura 4.7	Espectro de referência e espectro do “ <i>flash</i> ”, fornecido pelo fabricante.....	61
Figura 4.8	Corrente ao longo do tempo na célula AK-200 registrado por um multímetro durante exposição ao “ <i>flash</i> ”. Ampliação no intervalo de 120 a 140 mA do eixo vertical.....	63
Figura 5.1	Matriz do plano de ensaio do módulo FV com uma célula de referência num ponto para medição da não uniformidade da irradiância da fonte de iluminação.....	69

Figura 5.2	Irradiância espectral da fonte de luz obtida com o radiômetro EPP2000	71
Figura 5.3	Valores do somatório de irradiâncias incidentes em (W/m^2) nos pontos de iluminação da matriz do plano de ensaio para 12 posições da luminária de 1000 W.....	73
Figura 5.4	Corrente ao longo do tempo na célula de referência registrado por um multímetro durante exposição da irradiância da lâmpada de vapor metálico de 1000 W	74
Figura 5.5	Valores da temperatura em ($^{\circ}C$) nos pontos da matriz do plano do módulo FV para nove posições de termopares.....	76
Figura 5.6	Exposição à irradiação simulada de um módulo fotovoltaico na câmara de exposição classe C com nove sensores de temperatura fixados na face posterior do módulo, para verificação da uniformidade de temperatura.....	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Taxa de degradação média para as principais tecnologias fotovoltaicas presentes no mercado mundial [Jordan et al., 2013].....	34
Tabela 3.2	Coeficiente de temperaturas da potência (δ) para módulos fotovoltaicos de primeira e segunda geração [adaptado de Vintuani et al., 2010].....	34
Tabela 3.3	Classificação de um simulador solar, segundo normas IEC 60904, 2007.....	46
Tabela 3.4	Referência para comparação da distribuição espectral do simulador solar, segundo IEC 60904, 2007.....	47
Tabela 4.1	Parâmetros informados na placa e parâmetros medidos dos módulos	57
Tabela 4.2	Referência e corrente de curto circuito das células (Konica Minota)..	60
Tabela 4.3	Classificação do modelo SunSim 3C de acordo com a IEC 60904-9..	61
Tabela 4.4	Resultados teóricos do erro de descasamento para as células de referência.....	64
Tabela 4.5	Valores da média e desvio padrão da corrente medida, corrente de curto circuito e erro de descasamento para as células de referência...	64
Tabela 5.1	Classificação do sistema de iluminação em relação ao casamento espectral da irradiância incidente medida com radiômetro EPP2000 de luminárias de 1000 W.....	72
Tabela 5.2	Classificação do sistema de iluminação em relação a não uniformidade da irradiância incidente de luminárias de 1000 W no plano de ensaio.....	72
Tabela 5.3	Resultados do procedimento experimental da não uniformidade da irradiância incidente à distância de 0,5 m entre o plano de ensaio e a iluminação.....	73
Tabela 5.4	Resultados do procedimento experimental de não uniformidade da temperatura na superfície posterior de um módulo FV correspondente a área do plano de ensaio.....	75

Tabela 5.5 Comparação entre os parâmetros da característica I-V do módulo medido no simulador SunSim 3C antes e depois de ser exposto na câmara de exposição com uma irradiância acumulada de 12 kWh/m². 77

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
AOD	Profundidade óptica dos aerossóis
a-Si	Silício amorfo
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
c-Si	Silício cristalino
CSSC	Célula Solar sensibilizada por corante
DSS	Estado permanente degradado
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EVA	Etil Vinil Acetato
FV	Fotovoltaica
GaAs	Arsenieto de Gálio (GaAs)
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ISE	<i>Institute for Solar Energy Systems</i>
I-V	Corrente -Tensão
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PROMEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
PID	Degradação Induzida pelo Potencial
SWE	<i>Staebler-Wronski</i>
STC	Condições Normalizadas de Ensaio (<i>Standard Test Conditions</i>)
m-Si	Silício monocristalino
OCT	Óxido condutor transparente

mc-Si Silício multicristalino
OSC Célula Orgânica
UFRGS Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>SÍMBOLO</i>		UNIDADE
<i>A</i>	Área de um dispositivo fotovoltaico	[m ²]
<i>AM</i>	Massa de ar	[-]
<i>EQE</i>	Eficiência quântica externa	[-]
<i>E</i>	Energia	[eV]
<i>E_g</i>	Energia do <i>gap</i> de referência	[eV]
<i>E_{ref}</i>	Espectro solar de referência ou espectro solar padrão	[W/m ² μm]
<i>E_{med}</i>	Espectro solar medido	[W/m ² μm]
<i>FF</i>	Fator de forma da curva I-V	[-]
<i>G</i>	Irradiância global	[W/m ²]
<i>G_{corr}</i>	Irradiância corrigida para o espectro de referência	[W/m ²]
<i>G_{med}</i>	Irradiância medida pela célula de referência durante o ensaio	[W/m ²]
<i>I</i>	Corrente	[A]
<i>I_{MPP}</i>	Corrente no ponto de máxima potência	[A]
<i>I_{SC}</i>	Corrente de curto circuito	[A]
<i>I_{SC}^S</i>	Corrente de curto circuito para as condições padrão de temperatura e irradiância	[A]
<i>MM</i>	Fator de correção espectral	[-]
<i>P_{MPP}</i>	Potência máxima do módulo	[W _p]
<i>P_{máx}</i>	Valor máximo da potência máxima entre duas medições consecutivas	[W _p]
<i>P_{mín}</i>	Valor mínimo da potência máxima entre duas medições consecutivas	[W _p]
<i>P_{méd}</i>	Valor médio entre P _{máx} e P _{mín}	[W _p]
<i>Q</i>	Carga do elétron	[C]
<i>R_{MPP}</i>	Resistência para ponto de máxima potência nas condições padrão de temperatura e irradiância	[Ω]
<i>R_P</i>	Resistência em paralelo do módulo fotovoltaico	[Ω]
<i>R_S</i>	Resistência em série do módulo fotovoltaico	[Ω]

SR	Resposta espectral	[A/W]
S_{ref}	Resposta espectral da célula de referência	[A/W]
$S_{amostra}$	Resposta espectral do dispositivo fotovoltaico em teste	[A/W]
V	Tensão	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	[V]
V_{OC}^S	Tensão de circuito aberto para as condições padrão de temperatura e irradiância	[V]
V_{MPP}	Tensão do ponto de máxima potência	[V]
T_{cel}	Temperatura da célula	[°C]
T	Temperatura	[°C]
α	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura de um módulo	[A/°C]
β	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura de um módulo	[V/°C]
δ	Coeficiente de variação da máxima potência com a temperatura de um módulo	[%/°C]
λ	Comprimento de onda	[μm]
η	Eficiência de um dispositivo fotovoltaico	[%]

1. INTRODUÇÃO

A demanda global de energia vem aumentando desde a revolução industrial iniciada no século XVIII. Ao longo desse período, grande parte da energia consumida no mundo em diversos setores, tais como, indústria, transporte e eletricidade tem se baseado nos combustíveis fósseis. Esse tipo de combustível, além de ser um recurso limitado vem se tornando escasso enquanto que, nas duas últimas décadas, torna-se evidente o importante papel que as tecnologias de energias mais sustentáveis podem desempenhar na expansão da matriz elétrica mundial, aumentando sua resiliência com a diversificação das fontes e exploração de possíveis complementaridades. Avanços tecnológicos dentre, por exemplo, usinas de energias renováveis, veículos híbridos, armazenamento de energia, eficiência energética e redes elétricas inteligentes, capacitam o potencial das fontes renováveis de eletricidade e aumentam a importância da eletricidade como vetor energético. A produção de eletricidade é ainda dominada pelos combustíveis fósseis, mas em números relativos, pois a produção agregada a partir da eólica, solar e geotérmica aumenta muito mais [EPIA, 2014]. A energia solar fotovoltaica é hoje parte integrante da matriz elétrica de vários países, como uma alternativa para produção de energia limpa. O mercado de módulos fotovoltaicos cresceu de menos de 50 GWp de capacidade fotovoltaica instalada em 2010 para cerca de 98 GWp em 2017 e a capacidade fotovoltaica acumulada instalada no mundo totalizou aproximadamente 415 GWp [Fraunhofer ISE, 2018].

As primeiras aplicações práticas da energia solar fotovoltaica, como fonte de energia elétrica para alimentação dos circuitos eletrônicos de satélites espaciais, datam do final da década de 1950. Nessa época devido ao seu alto custo, a utilização terrestre mais relevante só veio a acontecer no início dos anos 1970, principalmente em sistemas autônomos de pequeno porte que predominaram até o início da década de 1990. Tal cenário só viria a mudar mundialmente, por volta de meados dos anos 90. Nesse período, os governos de diversos países industrializados sensibilizados com os problemas da escassez dos combustíveis fósseis e poluição ambiental e também na tentativa de fazer cumprir acordos de controle de emissão de CO₂ e outros poluentes estabelecidos em nível mundial, foram impulsionados a criar planos de substituição de usinas termoelétricas por outras formas de geração de eletricidade e introduzir políticas de eficiência energética. Esses planos incluíram fortes incentivos, na forma de subsídios e financiamentos, a implantações de micro centrais fotovoltaicas conectadas à rede e também a sistemas centralizados de maior porte que foram se expandindo em termos de potência (inicialmente de algumas centenas de kW e atualmente mais de uma centena de MW).

Com a forte redução nos custos vistos pelo segmento nos últimos anos, a geração FV é a tecnologia de geração elétrica que mais tem crescido e está se tornando competitiva frente às tecnologias de geração elétrica convencional e de larga escala. Entre 2010 e 2016, a potência instalada global por sistemas fotovoltaicos cresceu em média 40% contra 16% da eólica e aproximadamente 3% da hídrica [REN21, 2017].

A Figura 1.1 mostra a evolução da potência instalada acumulada no mundo de sistemas autônomos e conectada à rede de 2008 a 2017. Pode-se observar que a potência instalada até o ano de 2017 totalizou aproximadamente 415 GWp. Esse resultado confirma que a energia solar fotovoltaica é um mercado em rápido crescimento. [Fraunhofer, 2018]

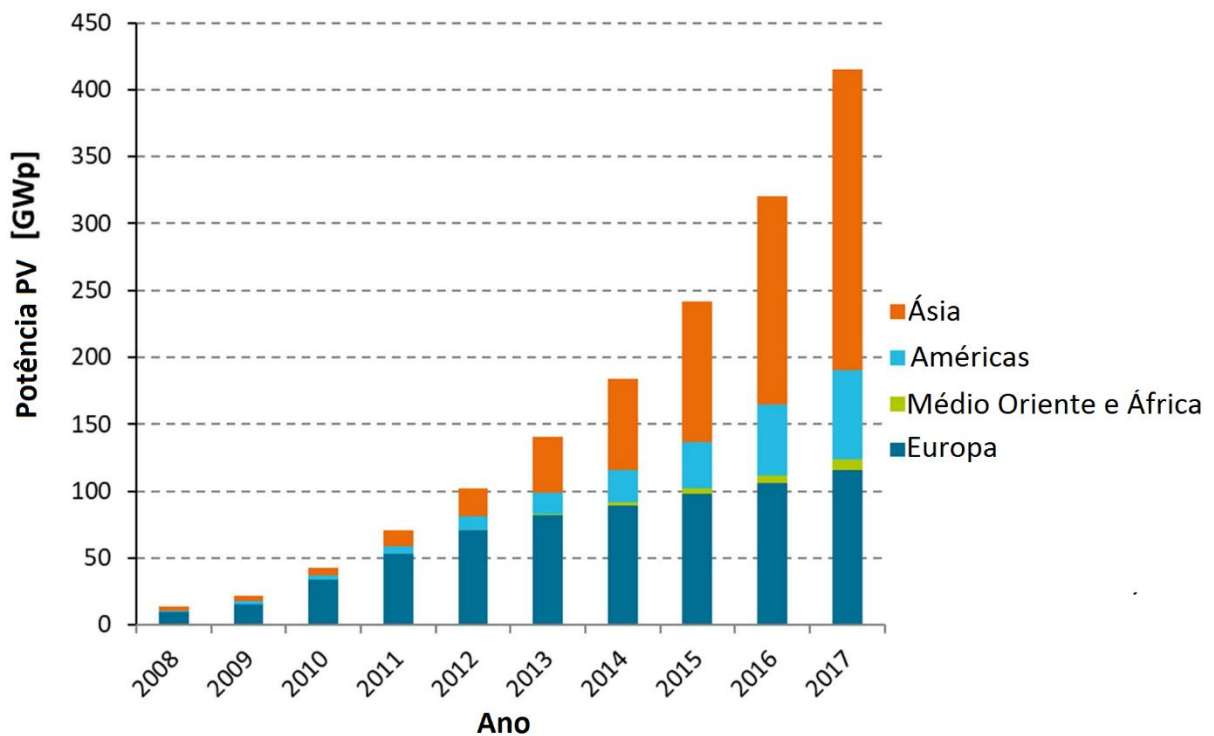


Figura 1.1 – Evolução da potência instalada acumulada de sistemas autônomos e conectada à rede de 2008 a 2017 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].

De um modo geral pode-se dividir as tecnologias existentes atualmente em três categorias, denominadas gerações. A primeira geração é constituída pelo silício monocristalino (m-Si) e o silício multicristalino (mc-Si). A segunda, corresponde aos filmes finos, é constituída pelo silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre-índio e cobre-índio-

gálio (CIS e CIGS) e arsenieto de gálio (GaAs). Fazem parte da terceira geração as células solares orgânicas (OSC) e as células solares sensibilizadas por corantes (CSSC), também conhecidas como células de Grätzel. A terceira geração abrange também as células solares de múltiplas junções. A Figura 1.2 mostra as três gerações de tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente.

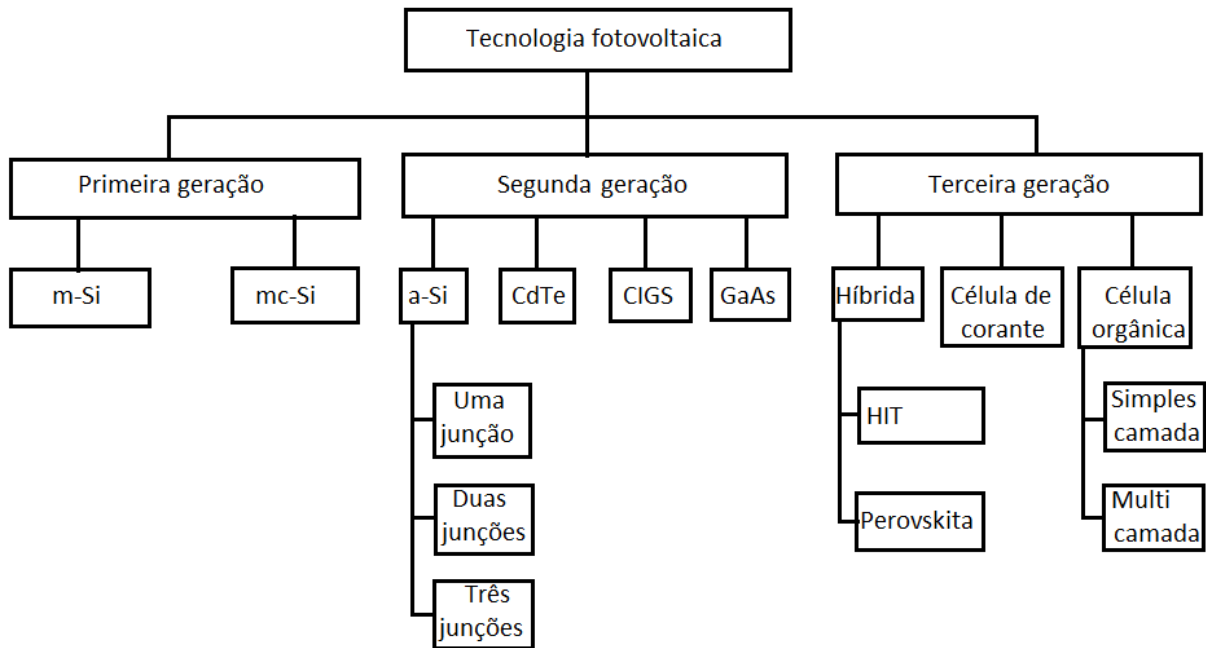


Figura 1.2 – Diagrama para as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente [Adaptado de Kumar e Kumar, 2017].

O mérito de cada uma das tecnologias resulta principalmente do balanço entre a eficiência e o seu custo, bem como da aplicação final a que os módulos se destinam. Outros parâmetros a ter em conta são o tempo de retorno energético (*energy pay-back time*), as reservas mundiais dos materiais e a sua toxicidade.

Desde os primórdios dos anos 50, esforços e orçamentos consideráveis vêm sendo aplicados em pesquisa e desenvolvimento, extensivamente e em nível mundial, sobre um grande número de materiais para a produção de dispositivos FV economicamente competitivos em diversos mercados e em processos industriais de grande escala. Porém, até esta data apenas as tecnologias de módulos FV da primeira geração e as três da segunda geração (a-Si, CdTe e CIGS) estão disponíveis no mercado para aplicação e produção em grande escala.

O mercado fotovoltaico é dominado pelos módulos de silício cristalino. As tecnologias solares fotovoltaicas baseadas em silício cristalino são hoje responsáveis por uma quota de participação de 95%, enquanto que a quota de participação de todas as tecnologias de filmes finos no mercado FV é da ordem de 5% da produção total anual [Fraunhofer ISE, 2018]. No entanto, as células de filmes finos alcançam atualmente eficiências semelhantes às das células de silício multicristalino (22.3%) [Fraunhofer, 2018 e REN21, 2018]. A Figura 1.3 mostra a evolução da participação de mercado dentre as tecnologias FV de primeira e segunda geração, de 1980 a 2017.

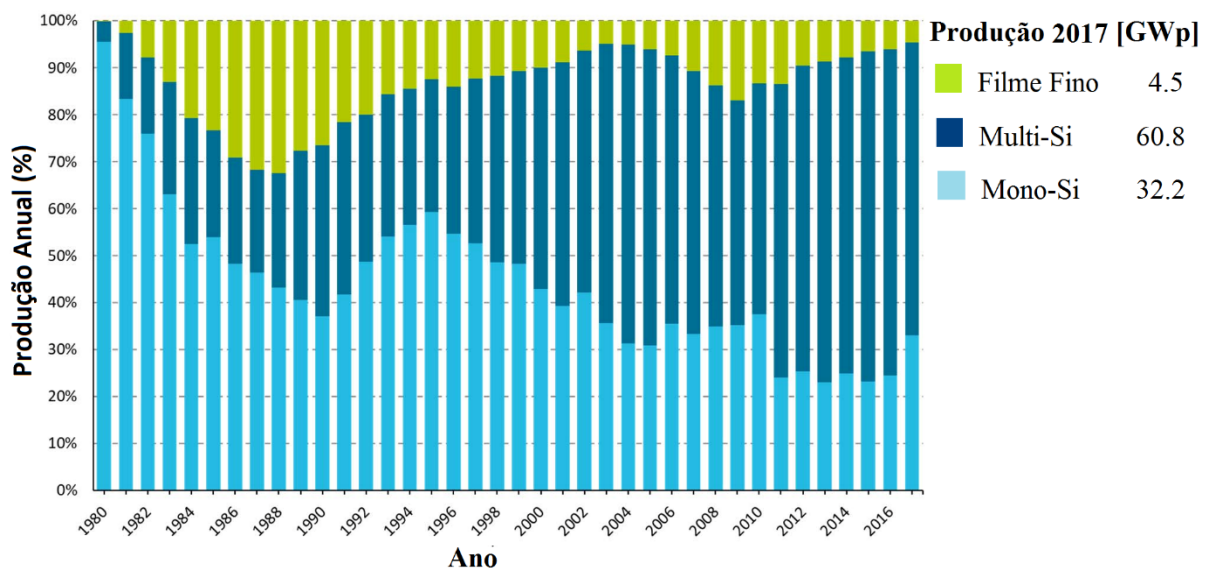


Figura 1.3 - Evolução das quotas de mercado da primeira e segunda geração de tecnologias FV, de 1980 a 2017 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].

A Figura 1.4 mostra um gráfico, adaptado de Fraunhofer, 2018, da evolução da fração de mercado entre as tecnologias FV de filmes finos desde 2000 até 2017. Esse estudo indica que a capacidade total instalada de geração com filmes finos foi de 4,5 GWp em 2017 e que tecnologias de a-Si vem perdendo espaço para CIGS e, principalmente, para a tecnologia CdTe.

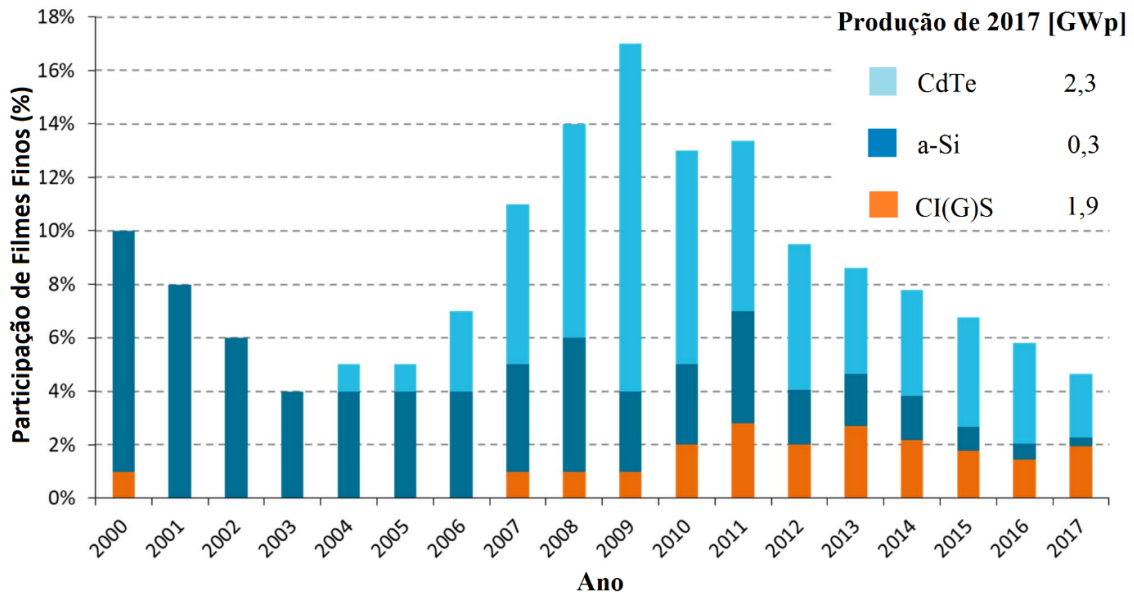


Figura 1.4 – Evolução das fatias de mercado da segunda geração de tecnologias FV de filmes finos de 2000 a 2017 [Adaptado de Fraunhofer ISE, 2018].

O preço (expresso em €/ W_p) e a eficiência de conversão do módulo FV são os fatores mais importantes e determinantes do preço da eletricidade FV (expresso em €/kWh). Tecnologias fotovoltaicas de filmes finos representam um desenvolvimento tecnológico, com potencial significativo de redução de custos através de processos de produção mais econômicos. No entanto, é crucial que os benefícios de produção não sejam obtidos à custa de outros fatores de preços. Um desafio fundamental para as tecnologias fotovoltaicas de filmes finos é ser competitivo também em termos de eficiência e tempo de vida, de modo a beneficiar plenamente da sua vantagem de fabricação. Entretanto, até o presente momento, apesar do aumento das eficiências e dos custos terem baixado muito nos últimos anos, não se observou um crescimento percentual significativo dos filmes finos no mercado. Isso ocorre, principalmente, pela significativa redução de preço de módulos de primeira geração, aliados a sua maturidade no mercado e razoável eficiência de conversão. Portanto, uma avaliação rigorosa da vida útil dos módulos FV é crucial para estimar o desempenho e emissão de garantias, fornecendo uma ampla margem para aumentar a competitividade da eletricidade a partir da tecnologia FV.

Problemas relacionados com variações significativas de desempenho e estabilidade em dispositivos fotovoltaicos de filmes finos envolvem dificuldades que não são encontradas nas tecnologias fotovoltaicas já estabelecidas de silício cristalino, pelo que são cruciais ciclos de realimentação (do inglês *feedback*) rápidos. Tais diferenças no desempenho variam desde coeficientes de temperatura diferentes a efeitos transientes de curto prazo ou sazonais.

Nas investigações para a maioria das tecnologias FV, a questão da estabilidade tem sido dada menos atenção do que problemas de produção e desempenho. Teste de módulos em campo para estudar a estabilidade em condições reais de operação é um requisito necessário para a confiabilidade da estimativa de vida útil dos mesmos. No entanto, não é prático usar apenas um teste de campo, uma vez que nos dias de hoje, são necessários tempos de vida de pelo menos 20 a 30 anos. Então, teste de envelhecimento acelerado tem que ser utilizado como um complemento para testar a estabilidade do módulo de forma rápida e melhorar o seu projeto caso sejam detectados problemas. Os testes de envelhecimento acelerado são conduzidos em laboratório por aplicação de fatores de *stress* nos módulos, tais como temperaturas elevadas, ciclos de temperatura, umidade e irradiância. O foco desta Tese é o desenvolvimento de um simulador solar contínuo para teste de estabilização de módulos fotovoltaicos.

Cada novo tipo de módulo exige um estudo sobre como deverá ser testado. Na verdade, ferramentas de previsão de desempenho podem demonstrar se um sistema será economicamente viável. Para avaliar as características de desempenho, os módulos fotovoltaicos são classificados sob as chamadas Condições Padrão de Teste (STC), correspondentes a uma irradiância de 1000 W/m^2 , um espectro AM 1,5G (massa de ar 1,5) e uma temperatura do dispositivo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ [Kenny et al., 2013].

Os módulos fotovoltaicos podem ser caracterizados sob a iluminação natural ou com o uso de simuladores solares. No entanto, a caracterização de desempenho para módulos fotovoltaicos de filmes finos com o uso de simuladores solares requer cuidados especiais e, é ainda um tópico de investigação ativo, por causa da natureza complexa desses dispositivos em comparação com os de silício cristalino convencional. Assim, o conhecimento sobre a intensidade e distribuição espectral da irradiância solar do simulador é de extrema importância para o correto dimensionamento e confiabilidade de sistemas que utilizam a energia solar. Entretanto, o fator de descasamento espectral, decorrente da utilização de células de referência de silício cristalino em ensaios de dispositivos com respostas espectrais diferentes, tem sido identificado como uma questão importante para a caracterização de todas as tecnologias de filmes finos [IEA-PVPS T13-02, 2014].

Neste contexto, paralelamente ao tema principal dessa Tese, foi testada a hipótese da fonte de radiação do simulador SunSim 3 do LABSOL da UFRGS ser adequada para realizar ensaios de todas as tecnologias fotovoltaicas sem a necessidade de realizar a correção espectral. A correta determinação experimental da estabilidade da potência de pico de módulos

fotovoltaicos de filmes finos, antes e depois de exposição sob irradiância solar por longo prazo, é um parâmetro fundamental para a confiabilidade e durabilidade dos mesmos.

A maior parte dos módulos fotovoltaicos apresenta alguma degradação de desempenho elétrico observada logo depois que os mesmos são submetidos ao uso em exposição solar. Para testes de certificação de módulos de filmes finos, o desafio de transientes de curto prazo está em medir com precisão o desempenho dos módulos repetidamente sob condições de teste padrão (STC) (irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura do módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e AM 1,5G). A abordagem típica é expor sob irradiância um módulo específico que foi armazenado no escuro antes da medição. No entanto, para garantir que o módulo esteja no requisito de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ para a medição de desempenho, o módulo é tipicamente deixado a arrefecer no escuro durante cerca de 1 hora, o que pode desfazer algumas das alterações de desempenho produzidas por exposição sob irradiância. Porém, é importante para as medições de desempenho refletir o desempenho pós-transitório porque este é o estado normal de funcionamento de um módulo fotovoltaico.

Para aquelas tecnologias em que bastam poucas horas de exposição para que ocorra a estabilização da resposta elétrica dos módulos, não é necessário nenhum procedimento além de proporcionar esta breve exposição antes de determinar suas características. Para outras tecnologias, entretanto, será necessário adotar um procedimento para levar o mesmo até sua estabilização antes de caracterizá-lo. Há, portanto, uma necessidade de "estabilizar" um módulo de filme fino, trazendo-o ao seu estado normal, em ambiente real ao ar livre, "*outdoor*", ao medir o seu desempenho após a produção ou após longos períodos no escuro. Desta forma torna-se importante utilizar algum critério para que os esforços a que os módulos sejam submetidos até atingir um estado dito "estabilizado" tenham um mesmo procedimento em diferentes laboratórios de testes. Isto levou à preparação de normas de testes de estabilização que permitem obter resultados semelhantes mesmo em diferentes laboratórios.

A norma IEC 61646, 2008, que normaliza ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos terrestres com tecnologia de filmes finos, indica um critério para obter essa estabilização. Porém, durante essa última década, esteve em andamento esforços para substituir a referida norma, específica para o silício amorfo, por uma nova versão da norma IEC 61215, abrangendo todas as tecnologias, que resultou na norma [IEC 61215-2, 2016]. Faz mais sentido falar sobre estabilização em módulos com tecnologia de filmes finos, pois estes apresentam efeitos que mudam rapidamente a potência gerada e dependem de fatores como exposição solar e temperatura. Todavia, testes de exposição solar podem ser feitos com outras tecnologias com a finalidade de detectar defeitos que não puderam ser verificados em laboratório. Em função do

fato de várias tecnologias de módulos fotovoltaicos apresentarem variação de eficiência depois de um período de exposição à radiação solar, a hipótese de utilizar um simulador solar de baixo custo para a exposição prévia de módulos fotovoltaicos pode levar a uma alternativa interessante.

Neste contexto, esta Tese apresenta a investigação realizada para o desenvolvimento de um simulador solar classe C para submeter módulos fotovoltaicos à condições de irradiação e temperatura visando alcançar a estabilidade de seu desempenho elétrico. Esse simulador solar, de grandes dimensões, baseado em luminárias de vapor metálico para fins de exposição contínua de módulos fotovoltaicos, é capaz de determinar a característica I-V de um módulo fotovoltaico e de simular efetivamente o estado de exposição à radiação solar com a temperatura controlada. O seu possível uso vai facilitar e minimizar tempos de exposição de irradiância de longo prazo, comparado com a irradiância solar do ambiente real de trabalho (*outdoor*), permitindo assim com a aplicação de critérios semelhantes aos da norma IEC 61215-2, 2016, "estabilizar" módulos, trazendo-os ao seu estado normal próximos do ambiente real de funcionamento (*outdoor*), ao medir desempenhos em ensaios para teste de certificação de módulos.

1.1 Objetivos

O objetivo central da tese é o desenvolvimento de um simulador solar contínuo para submeter módulos fotovoltaicos a condições específicas de radiação e temperatura, visando alcançar a estabilidade de seu desempenho elétrico, antes do teste de conformidade.

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Analisar se os limites da qualidade do Simulador SunSim 3C do LABSOL-UFRGS é adequada para realizar ensaios de todas as tecnologias fotovoltaicas sem a necessidade de realizar a correção espectral, utilizando célula de referência de silício cristalino;
- Realizar uma análise da importância do fator de descasamento espectral na caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos;
- Construir e caracterizar um simulador solar classe C tipo contínuo, segundo as especificações definidas pela norma IEC 60904-9;
- Validar a funcionalidade e adequação do simulador classe C para ensaios de estabilização de desempenho, em módulos fotovoltaicos, antes do teste de conformidade;

- Aplicar a metodologia de ensaio de *light-soaking*, nas tecnologias de módulos de filmes finos, como forma de validar o procedimento.

1.2 Escopo da Tese

Para atingir os objetivos propostos, esta Tese foi subdividida em seis capítulos, descritos a seguir:

No capítulo 1 é feito o enquadramento do problema é mostrada a necessidade da estabilização dos módulos fotovoltaicos de filmes finos, através de exposição solar, antes do teste de caracterização elétrica.

No capítulo 2 são apresentados os princípios operacionais das células solares, bem como os conceitos básicos da tecnologia fotovoltaica de filmes finos.

No capítulo 3 é feita uma revisão da literatura sobre a estabilidade de módulos FV de filmes finos, simulador solar e normas de teste de estabilidade das tecnologias dos módulos FV de filmes finos é apresentada e o estado atual da pesquisa sobre estabilidade é discutido.

No capítulo 4 é apresentada a instrumentação utilizada para as medidas realizadas no LABSOL, além da metodologia empregada na realização dos ensaios e no desenvolvimento do simulador classe C. É introduzido diagnóstico para qualificação espectral de simulador solar para ensaios de módulos fotovoltaicos. Este inclui a identificação de células de referência de várias tecnologias, um método para verificar a hipótese dos limites da qualidade do Simulador, SunSim 3C do LABSOL-UFRGS, ser adequada para realizar ensaios de todas as tecnologias fotovoltaicas sem a necessidade de realizar a correção espectral utilizando célula de referência de silício cristalino.

No capítulo 5 é apresentado o estudo de desenvolvimento e classificação do simulador solar proposta por esta Tese para exposição contínua de módulos FV e posteriormente é feita uma análise e discussão dos resultados.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e considerações finais da Tese de doutorado.

2. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

2.1 Princípios de funcionamento e desempenho

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor similar a um diodo de junção. De acordo com a forma em que os átomos do semicondutor estão estruturados, as células podem ser classificadas em cristalinas (subdivididas em monocristalinas e multicristalinas) e amorfas. Existem células constituídas tanto por elementos (silício) como por ligas e compostos (arsenieto de gálio, sulfeto de cádmio, telureto de cádmio, disseleneto de cobre e índio, etc.).

Uma célula fotovoltaica é basicamente composta por uma junção **pn**, que exposta à radiação absorve fótons cuja energia é utilizada para a criação de pares elétron-lacuna, que conseqüentemente são separados pelo campo elétrico formado na junção. O material ativo na maioria das células solares é constituído por camadas semicondutoras que absorvem a radiação solar. A energia radiante é convertida em corrente elétrica, separando os pares elétrons-lacunas na junção **pn** entre materiais semicondutores do tipo **n** e tipo **p**.

As propriedades de dopagem **n** e **p** podem ser intrínsecas (como é o caso em células solares de filme fino), ou elas podem ser alcançadas com a dopagem extrínseca através da incorporação de átomos dopantes específicos para o semicondutor de base. A junção - **pn** é criada quando os materiais do tipo **n** e do tipo **p** são unidos, com os elétrons livres do lado **n** movimentando através da junção para preencher as lacunas disponíveis do lado **p**. Essa movimentação de cargas é limitada pelo surgimento na região da junção de um campo elétrico que se opõe à difusão original, causada justamente pela ausência daquelas cargas que trocaram de lado. Em outras palavras, esse campo elétrico é consequência da concentração de elétrons no lado **p** e das lacunas no lado **n** da fronteira entre as duas regiões. Aparecem então íons positivos do lado **n** e íons negativos do lado **p**, até que cesse o processo de difusão. Desta forma a corrente associada à difusão compensa a corrente causada pelo campo elétrico e o cristal chega a um estado de equilíbrio elétrico. Nesta situação, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, nenhuma corrente circularia através deste. A esta região onde o campo elétrico atua é chamado de região de depleção, ou de carga espacial.

Este equilíbrio é quebrado quando a junção é iluminada. Fótons de luz solar excitam elétrons da banda de valência para a banda de condução em ambos os lados da junção **pn**, e portadores de carga de cada lado são conduzidos através da junção, a menos que eles tenham tempo suficiente para se recombinar. Ocorre assim um desequilíbrio nas correntes da junção,

que transferem uma tensão aos terminais do dispositivo. Nestas condições, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, circularia através deste uma fotocorrente proporcional à intensidade da luz incidente. Este é o fenómeno físico conhecido como efeito fotovoltaico.

Um fator determinante da eficiência da célula solar é, portanto, a taxa de recombinação de portadores de carga. Em células solares de filmes finos, recombinação através de estados de energia da banda de valência é normalmente o mecanismo de limitação de desempenho uma vez que a densidade de tais estados é alta.

A ABNT (NBR10899/TB-328) define a curva característica tensão versus corrente como a “representação de valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”. A relação entre corrente (I) e tensão (V) em uma célula solar iluminada é sua curva característica de desempenho.

A curva I - V de uma célula FV é a resultante da superposição da corrente fotogerada com a curva de diodo no escuro. A curva característica I - V para uma célula solar é mostrada na Figura 2.1.

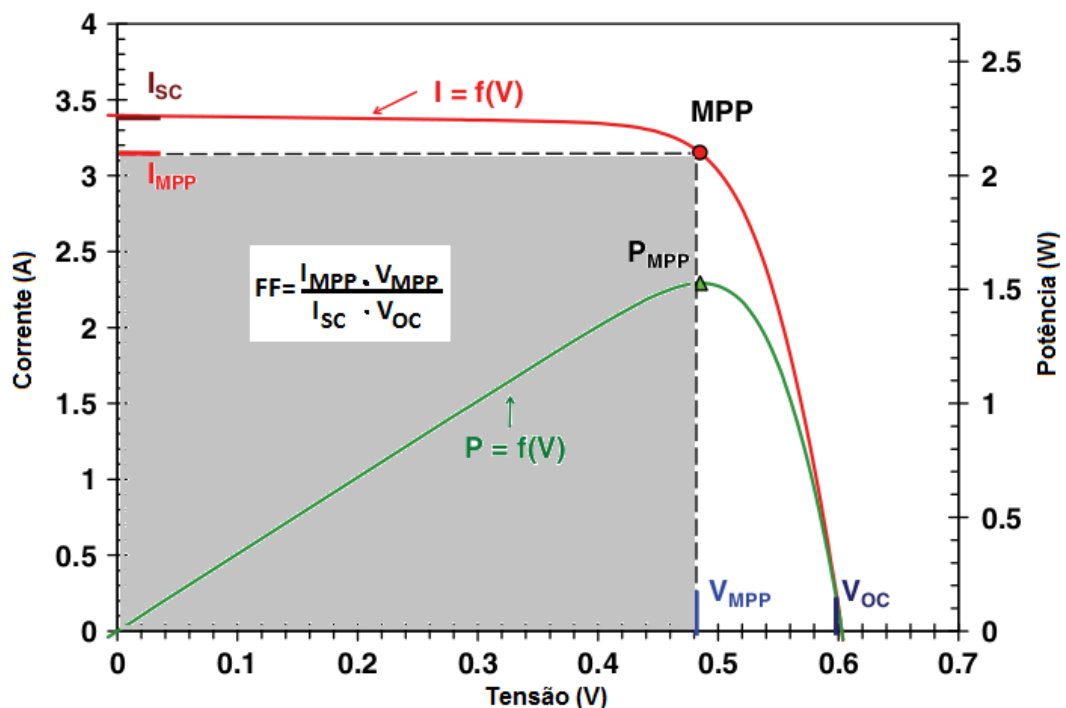


Figura 2.1- A curva característica I - V de uma célula FV com os parâmetros indicados.

A análise da curva $I-V$ é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho.

A célula FV deve operar preferencialmente perto do ponto onde a sua potência está maximizada (MPP), como indicado na Figura 2.1. Este ponto é definido pela coordenada da tensão de máxima potência (V_{MPP}) e a coordenada da corrente de máxima potência (I_{MPP}). Também está indicada na Figura 2.1 a corrente de curto-circuito (I_{SC}) e a tensão de circuito aberto (V_{OC}). Estes quatro parâmetros, em conjunto com o fator de forma (FF) definidos na Figura 2.1, são os parâmetros básicos de desempenho de células e módulos FV.

Em geral, I_{SC} depende linearmente da irradiância (G) com uma dependência espectral sensível, enquanto V_{OC} é geralmente proporcional ao logaritmo de G e não muito sensível ao espectro.

A eficiência das células e dos módulos fotovoltaicos é determinada pela relação entre a potência que os mesmos são capazes de fornecer e a irradiância solar incidente e pode ser escrita como:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{G.A} = \frac{FF.V_{OC}.I_{SC}}{G.A} \quad (2.1)$$

na qual P_{MPP} é a potência máxima, G é a irradiância na condição padrão de ensaio e A é a área do dispositivo.

Degradação de célula FV manifesta-se como uma diminuição na eficiência. Informação mais detalhada sobre o mecanismo de degradação é obtido se puder ser correlacionada com alterações em um dos parâmetros I_{SC} , V_{OC} ou FF .

Mecanismos de degradação comuns que reduzem I_{SC} incluem o aumento das perdas resistivas, enquanto V_{OC} é reduzida se correntes de fuga contornarem a junção-**pn**. Fugas podem ser produzidas por impurezas e interfaces na célula. Ambos os mecanismos de perda, resistivos e de contorno, normalmente também influenciam negativamente o FF . Na análise básica da curva $I-V$ estas perdas são representadas como duas resistências quantitativas, resistência série R_S e resistência em paralelo R_P .

Em uma célula ideal não há perdas resistivas e correntes de fuga após a junção. Neste caso $R_S = 0$ e $R_P \rightarrow \infty$. O efeito das mudanças de resistência sobre a curva $I-V$ da célula solar ideal se reflete no achatamento da curva, pois as alterações em ambas R_S e R_P reduzem o fator de forma da célula FV.

O limite superior de eficiência de uma célula FV ideal de junção única pode ser deduzido teoricamente como uma função da banda proibida do semiconductor. A banda proibida é o mais importante fator de restrição da eficiência, porque a irradiância solar incidente não é monocromática. Energia do fóton é, portanto, perdida em uma célula FV através dos seguintes mecanismos:

1. Fótons com energia menor que E_g não geram quaisquer portadores de carga na célula.
2. O excesso de energia dos fótons, com energia maior do que E_g , é perdido, uma vez que os portadores termalizam imediatamente para a parte inferior da banda de condução.

Fatores de perda adicionais que não podem ser evitados são [Mathers, 1997]:

3. À temperatura diferente de 0°K , uma célula solar emite radiação térmica para o ambiente. Isto limita a tensão de circuito aberto para um valor menor do que a tensão do *bandgap* E_g/q , onde q é a carga elementar.
4. Valor de corrente diferente de zero sempre reduz a tensão da célula, de modo a que V_{MPP} tenha de ser inferior a V_{OC} .

A eficiência máxima teórica para uma célula solar de junção única com uma banda proibida ideal aproximadamente de 1,5 eV iluminada pelo espectro solar AM 1 é limitada por fatores acima mencionados para pouco mais de 30% [Mathers, 1977].

Fatores de perda adicionais, tais como a reflexão da luz na superfície de topo, as perdas de recombinação nas interfaces, a absorção imperfeita de fótons dentro do material semiconductor e coleta incompleta de portadores liberados longe da junção, também contribuem para baixar as eficiências conseguidas.

Quando células individuais são ligadas entre si para produzir um módulo, a eficiência do módulo irá inevitavelmente ser menor do que a eficiência da célula. Isto é causado pela variação de área da célula necessária para utilização no módulo, pela resistência adicional nas interligações de células e pelo defasamento entre as características de células individuais.

As Figuras 2.2 e 2.3 mostram, respectivamente, uma tabela atualizada que inclui as maiores eficiências de células e módulos FV de laboratórios de todas as tecnologias, e evolução das melhores eficiências de célula de laboratório das várias tecnologias FV desde 1993 [Fraunhofer, 2018].

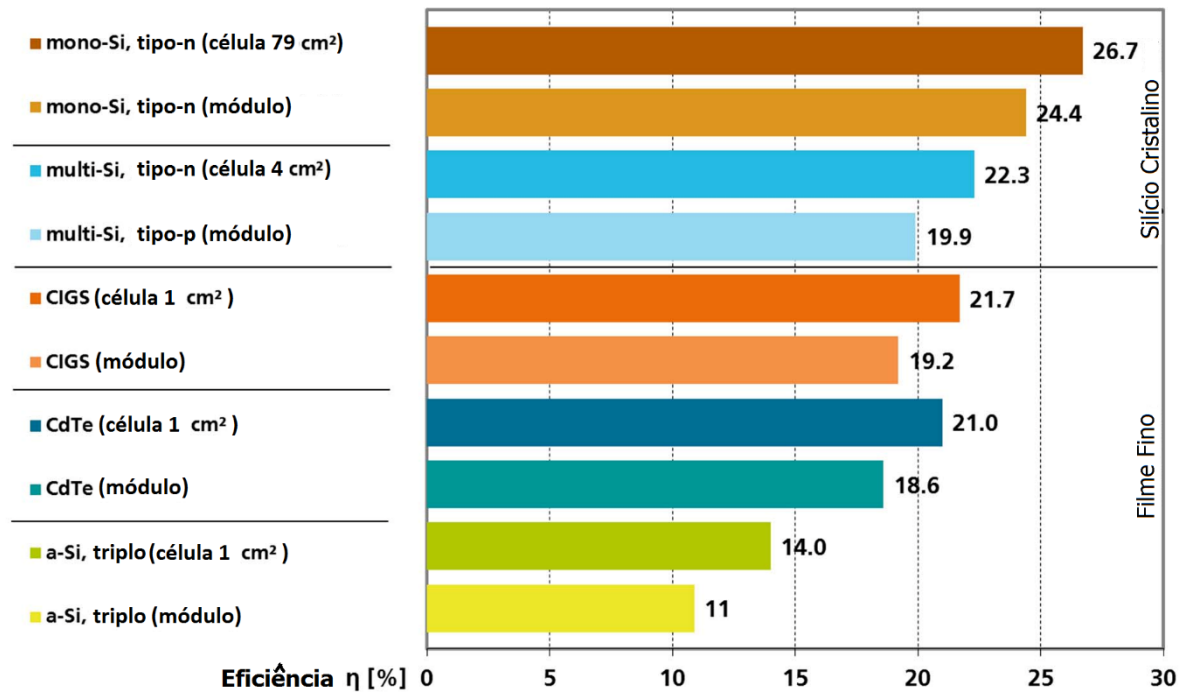


Figura 2.2 – Eficiência das melhores células FV de laboratório *versus* os melhores módulos FV de laboratório apresentadas em 2017 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].

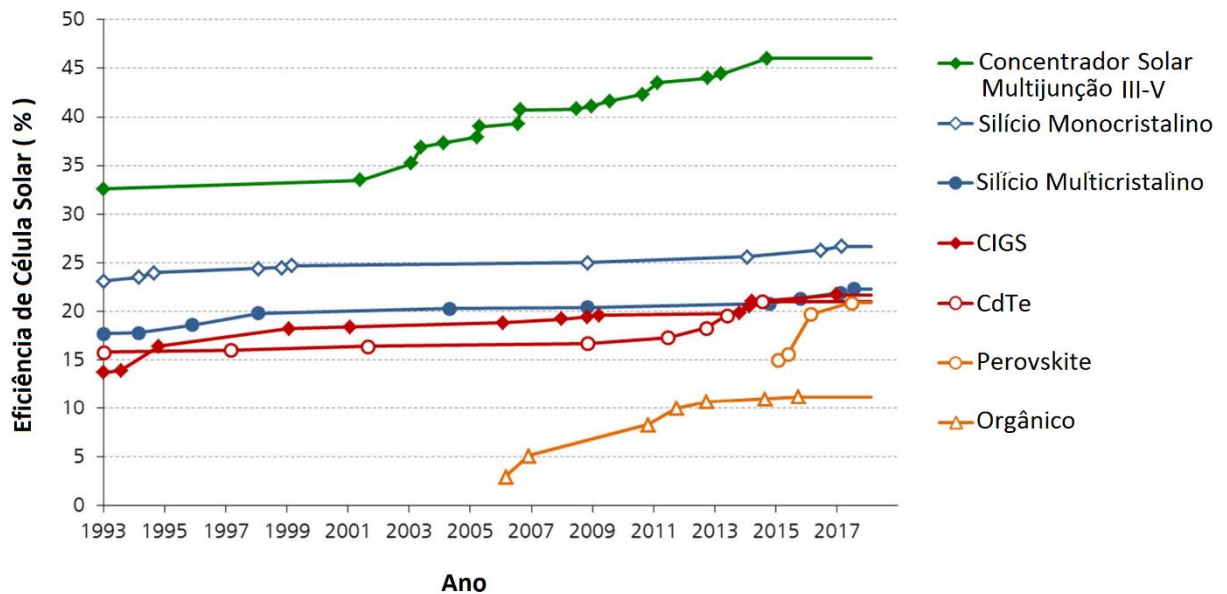


Figura 2.3 – Eficiência de célula FV, mostrando a evolução das melhores eficiências de células FV de laboratório desde 1993 [Adaptado de Fraunhofer, 2018].

É possível constatar que o recorde de eficiência para módulos é de 24,4% pertencente ao módulo de laboratório da tecnologia à base de células de silício monocristalinas e de 19,9% para as multicristalinas. Enquanto que a maior eficiência de laboratório na tecnologia de filmes finos é 19,2% para módulos fotovoltaicos CIGS e de 18,6% para os de CdTe.

Segundo o relatório de Fraunhofer, 2018, nos últimos 10 anos, a média da eficiência de módulos comerciais, à base de lâminas de c-Si, aumentou de 12% para ordem de 17% (Supermono 21%) e, ao mesmo tempo, a eficiência de módulo CdTe aumentou de 9% para 16%. Em laboratório, células solares de junção múltipla de alta concentração alcançaram, até hoje, uma eficiência de 46%, enquanto que para módulos da mesma tecnologia, foram alcançados eficiências de até 38,9%.

Assim, os recordes de eficiência demonstram claramente o potencial de aumento de eficiência em nível de produção. Ao mesmo tempo, durante os últimos 13 anos, tem se verificado que o uso de materiais para células de silício foi reduzido significativamente, a partir da ordem de 16 g/ Wp para menos de 4 g/ Wp, devido ao aumento da eficiência e uso de lâminas mais finas para os dispositivos FV [Fraunhofer, 2018].

É interessante realçar que muitos dos fatores que contribuem para o aumento da energia solar fotovoltaica são retroalimentados. Um exemplo disso, segundo o relatório de Fraunhofer, 2018, nos últimos 37 anos, a cada vez que a produção de módulos FV dobra, o preço cai em 24%, ou seja, quanto mais cresce a potência instalada, mais cai o preço e mais se instala. É evidente que as reduções de custos resultam de economias de escala e melhorias tecnológicas.

Basicamente existem duas maneiras concretas de abordagem à melhoria de eficiência. Uma consiste na escolha de materiais semicondutores com coeficiente de absorvidade ótica da irradiância solar incidente apropriado para coincidir com o maior espectro de radiação possível. A segunda implica pesquisa de sistemas inovadores e eficientes de “coleta” de elétrons fazendo uma melhor utilização do espectro solar através de junções simples ou múltiplas para aumentar a sua concentração.

Em resumo existem objetivos básicos que serão cruciais para a evolução futura da energia solar fotovoltaica, tais como: melhorar desempenho elétrico da célula FV, reduzir o desperdício de material, aumentar a faixa do espectro da radiação utilizado para a conversão elétrica, aumentar a velocidade e simplificar/reduzir preço do processo de fabricação.

De modo geral, pode-se dizer que o limite de eficiência de uma célula fotovoltaica é devido principalmente a procedimentos de fabricação e seletividade da absorção da célula.

2.1.1 Seletividade de absorção da célula FV

A radiação que chega à superfície da Terra, provinda do Sol, apresenta diferentes intensidades de energia em relação ao comprimento de onda. Esse poder emissivo espectral é afetada por absorções devido ao vapor de água e a gases presentes na atmosfera, bem como por resíduos sólidos que eventualmente estejam presentes no ar, de maneira que o espectro que chega à superfície não é o mesmo fora da atmosfera.

A distribuição espectral também varia com a espessura da camada de ar que os raios de luz precisam atravessar para atingir a superfície. A relação entre esse “caminho óptico” e a espessura da atmosfera é chamada de massa de ar, do inglês *air mass* (AM).

Quando a radiação solar incide em uma célula fotovoltaica, boa parte dos fótons não é aproveitada para a geração de pares de elétron-lacuna. A energia dos fótons pode ser inferior à de *gap* e dessa forma estes não são absorvidas pelo semicondutor. Se a energia dos fótons for superior à de *gap*, cada fóton gera apenas um par elétron lacuna e o excesso de energia é perdido. Essa perda é percebida pela resposta espectral do material que compõe a célula.

Uma alternativa de aumentar a faixa de energia do espectro solar para a conversão de energia solar em elétrica vem sendo objeto de grande empenho da comunidade científica nos últimos anos.

As chamadas células de junção múltipla são células formadas por camadas de materiais com energias de *gap* diferentes de forma que cada um desses materiais absorva energia de uma faixa diferente do espectro. Desta forma a eficiência teórica para uma célula de tripla junção (com concentração) é cerca de 50% [Partain, 1995].

Para tecnologias FV de primeira e segunda geração, a eficiência de conversão de um módulo FV é também dependente da banda proibida do material semicondutor correspondente e diferentes semicondutores são sensíveis à diferentes porções do espectro solar.

A Figura 2.4 mostra algumas curvas de resposta espectral típicas para sete diferentes tecnologias fotovoltaicas.

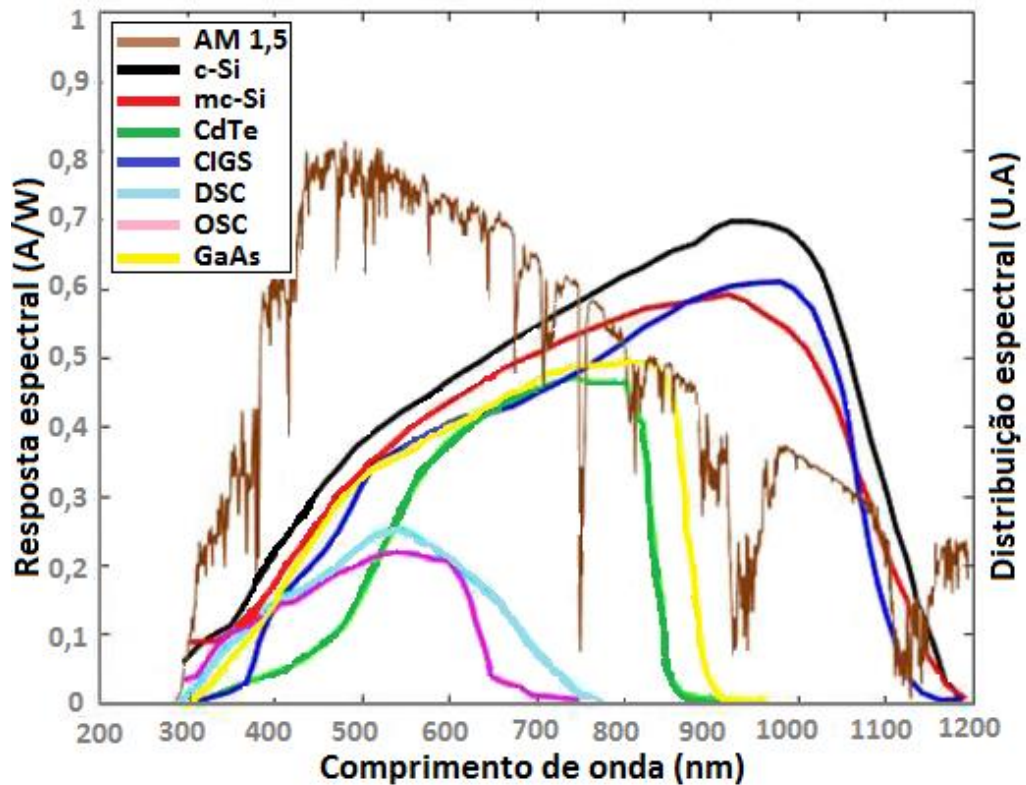


Figura 2.4 – Curvas de resposta espectral de algumas tecnologias de célula fotovoltaica e espectro solar padrão para radiação global AM1.5 G [Adaptado de Sandia National Laboratories, 2017]

Pode-se observar como a largura das curvas do silício cristalino e do CIGS são maiores que a dos outros materiais. Estes materiais apresentam uma resposta espectral mais voltada para a região do vermelho do espectro eletromagnético, enquanto que os de a-Si e CdTe apresentam uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, o que aumenta as suas eficiências sob irradiância difusa. A eficiência de conversão do CdTe, assim como do a-Si, apresenta uma variação mais intensa do que mc-Si e c-Si ao longo do dia e ao longo do ano. Isso ocorre porque, sendo a curva de resposta espectral mais estreita, variações na distribuição espectral da radiação solar podem afetar significativamente a parcela do espectro que se encontra dentro da resposta espectral do CdTe.

A distribuição espectral da irradiância incidente no dispositivo fotovoltaico no momento da caracterização elétrica deve ser determinada a fim de possibilitar as correções para obter o desempenho que o dispositivo fotovoltaico teria sob distribuição espectral de referência AM

1,5 ou outra qualquer [Gasparin et al., 2012b]. Para tal, faz-se necessário a determinação de um fator de correção espectral.

2.1.2 Fator de correção espectral

O fator de correção espectral é utilizado para se obter a curva $I-V$ de um módulo fotovoltaico medido com um espectro solar diferente do padrão corrigido para o espectro solar padrão ou outro espectro solar de referência. A correção não é necessária se a resposta espectral do módulo for idêntica a resposta espectral da célula de referência utilizada na medição. A norma [IEC 60904-7, 2008b] descreve os procedimentos para a correção do erro introduzido na caracterização de um dispositivo fotovoltaico causado pelo descasamento entre a distribuição espectral da radiação incidente utilizada no ensaio e o espectro de referência AM 1,5, tendo em conta a resposta espectral na célula de referência do dispositivo sob teste. Além da distribuição espectral da radiação, é necessário conhecer a curva da resposta espectral da célula de referência utilizada para medida da radiação solar e a curva de resposta espectral do dispositivo sob teste. De posse de todas estas informações é possível determinar o fator de descasamento espectral (MM) por meio da Equação 2.2.

$$MM = \frac{\int E_{ref}(\lambda)S_{ref}(\lambda)d\lambda}{\int E_{med}(\lambda)S_{ref}(\lambda)d\lambda} \frac{\int E_{med}(\lambda)S_{amostra}(\lambda)d\lambda}{\int E_{ref}(\lambda)S_{amostra}(\lambda)d\lambda} - 1 \quad (2.2)$$

onde:

$E_{ref}(\lambda)$ é a irradiância espectral de referência, por exemplo, a AM 1,5 [IEC 60904-3, 2007],

$E_{med}(\lambda)$ é a irradiância espectral incidente no momento da medida,

$S_{ref}(\lambda)$ é a resposta espectral da célula de referência utilizada para medida da irradiância solar,

$S_{amostra}(\lambda)$ é a resposta espectral do dispositivo fotovoltaico em teste.

A corrente de curto circuito (I_{SC}) da célula solar medida pode ser corrigida com base no erro de descasamento espectral acima (MM), utilizando a Equação 2.3.

$$I_{SC} = \frac{I_{SCref}}{MM+1} \quad (2.3)$$

Caso o módulo fotovoltaico apresente mais de uma junção **pn** com diferentes respostas espectrais, deve-se realizar o cálculo da integral da Equação 2.2 [$\int E_{med}(\lambda)S_{amostra}(\lambda)d\lambda$] e verificar qual a junção **pn** que possui a menor intensidade de corrente no espectro medido. Como as camadas são dispostas em série nas células com mais de uma junção, a corrente menor será a corrente limite do circuito. Sendo assim, a resposta espectral que deve ser considerada é a resposta da tecnologia da camada de menor corrente.

Os módulos fotovoltaicos com tecnologias diferentes apresentam diferentes respostas espectrais, como pode ser visto nas curvas de resposta espectral relativa entre as tecnologias (CdTe, CIGS, a-Si, a-Si Tandem, Si-c) apresentadas na Figura 2.5.

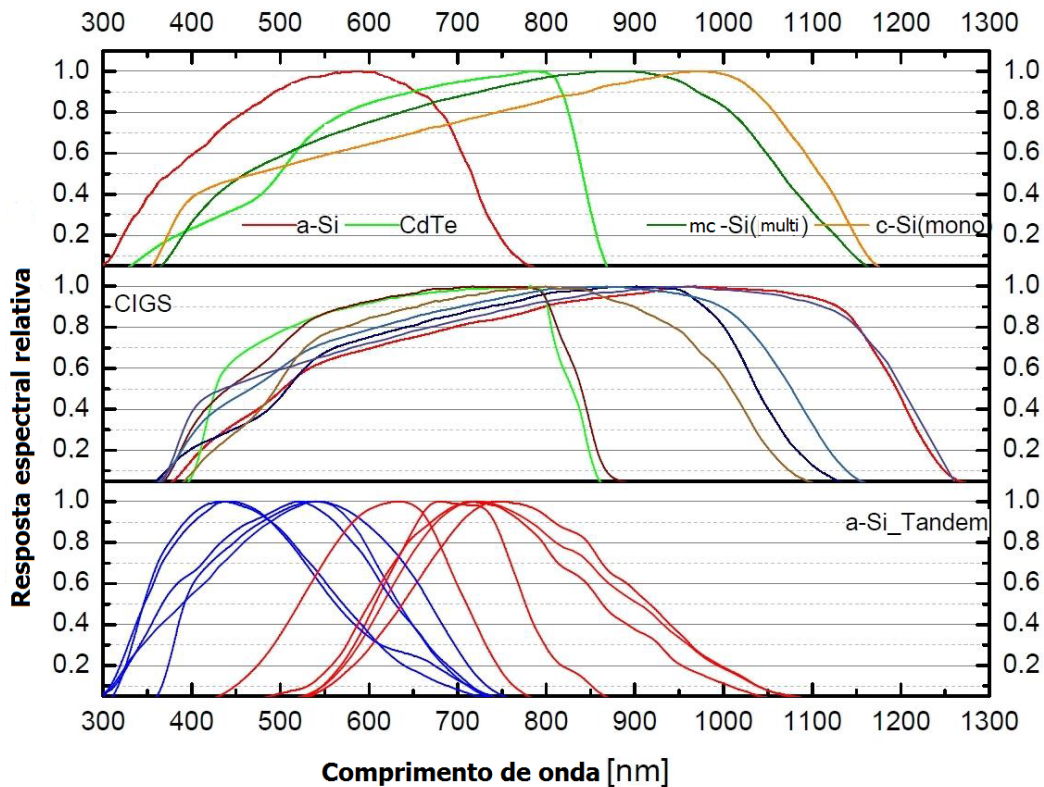


Figura 2.5 - Resposta espectral relativa de diferentes módulos FV, ilustrando diferenças significativas dentro da mesma tecnologia de filmes finos [IEA-PVPS T13-02, 2014].

2.1.3 Métodos para correção espectral da curva característica I-V

Métodos para correção espectral da curva característica para realizar a correção da curva *I-V* do módulo fotovoltaico para o espectro de referência, a norma IEC 60904-7, 2008b, indica duas maneiras. O primeiro método apresentado é geralmente utilizado em simulador solar, já

que indica qual a magnitude de irradiância que deve ser ajustada no simulador solar para compensar o efeito de descasamento espectral. O segundo método apresentado é indicado para medições em ambientes externos e consiste em:

- a) Obter curva característica $I-V$ no espectro disponível;
- b) Determinar a irradiância corrigida no espectro de referência utilizando a Equação:

$$G_{corr} = MM \cdot G_{med} \quad (2.4)$$

na qual G_{corr} é a irradiância corrigida no espectro de referência e G_{med} é a irradiância medida pela célula de referência durante o ensaio.

- c) Corrigir a curva característica $I-V$ obtida, considerando a irradiância corrigida, para a condição de referência desejada.

A curva resultante $I-V$ será a curva corrigida para a condição de referência, levando em consideração o descasamento espectral existente na distribuição espectral no momento em que foi realizada a medição e o espectro de referência.

2.2 Células fotovoltaicas de filmes finos

A principal força impulsionadora por detrás do desenvolvimento de células solares de filme fino tem sido a convicção de que elas podem produzir eletricidade FV significativamente mais barata do que as tecnologias c-Si e mc-Si que hoje dominam o mercado. Expectativas de baixos custos são justificadas principalmente pela diferença de métodos de produção, pois a fabricação de módulos de filmes finos pode ser automatizada para uma sequência de produção com ritmo acelerado e de processos mais simples em relação aos de c-Si ou mc-Si.

Diversos estudos elaborados nesta área têm direcionado a fabricação dos filmes finos a utilizarem diferentes materiais e técnicas de deposição a fim de proporcionar maior flexibilidade de aplicação e um menor custo final para módulos fotovoltaicos. Para tanto, os materiais que vem sendo estudados são semicondutores de *gap* direto que possuem um elevado coeficiente de absorção de radiação e necessitam de uma espessura da ordem de apenas 1µm (aproximadamente 100 vezes menos espessa do que lâminas de silício cristalino) para funcionar. Devido a esta pequena espessura, esses materiais constituem a chamada tecnologia de filmes finos ou de segunda geração fotovoltaica. Além dessa propriedade, conceitos relacionados com o efeito fotovoltaico como o comprimento de difusão e o tempo de vida do

portador de carga, são importantes para entender a espessura de semicondutor necessária para o funcionamento da célula. Sendo os dispositivos muito finos podem alcançar flexibilidade, de modo que, para além de melhorar a sua implementação arquitetônica, podem ser produzidos em série como no sistema "*roll-to-roll*", reduzindo ainda mais o custo total por unidade. Finalmente, a possibilidade de utilizar substratos isolantes (como o plástico) facilita a interligação monolítica podendo assim aumentar a tensão dos módulos produzidos. Em contrapartida, a eficiência obtida para esta tecnologia ainda é inferior ao de silício na forma cristalina, para além de que alguns materiais dentro dos filmes finos apresentam algumas características específicas que podem tornar o uso em instalações fotovoltaicas onerosas.

A componente principal em células solares de filme fino é a camada absorvente, que têm alguns μm de espessura. Adjacente ao absorvedor uma segunda camada mais fina de material semicondutor é depositada para criar a junção-**pn**. Esta camada é referida como a camada janela, uma vez que normalmente tem uma ampla banda proibida a qual permite que quase todos os fótons energéticos passem através dela. O contato dianteiro de uma célula solar de filme fino tem de ser transparente (normalmente um óxido condutor transparente, o OCT), enquanto o contato traseiro pode ser metálico.

A Figura 2.6 mostra, esquematicamente, a pilha de camadas depositadas sobre o substrato para a configuração padrão das três principais tecnologias de filmes finos. Pode-se notar que a célula CdTe apresentada na Figura 2.6 é uma configuração em superstrato onde a radiação passa através do substrato, antes de entrar na célula. CIGS e a-Si estão na configuração substrato. As células podem ser feitas na configuração oposta aos mostradas na Figura 2.6, mas no caso de CdTe e CIGS isto dá claramente células com menor eficiência.

A camada janela CdS é normalmente do tipo **n** em células CdTe e CIGS, onde os absorvedores são do tipo **p** compostos de metal-semicondutor. Células de silício amorfo são feitas em uma estrutura em **p – i – n** onde o material a-Si é sobreposto de um lado por uma camada do tipo **p** e do outro lado por camada tipo **n**.

Ambas as camadas são geralmente compostos de silício amorfo com elementos dopantes adequados incluídos, tais como o carbono. Células de a-Si podem também ser fabricadas convenientemente como células sobrepostas, em que camadas diferentes absorvem partes separadas do espectro solar. Uma série de contatos transparentes e metálicos alternativos é possível para cada tipo de célula de filme fino [Chopra et al., 2004].

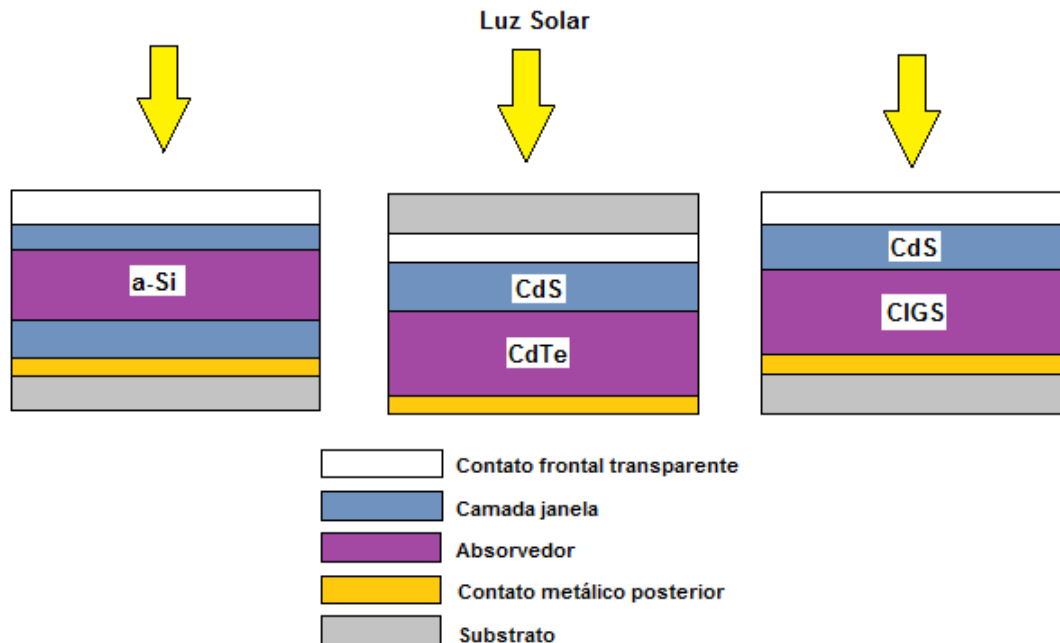


Figura 2.6 - Estruturas e células FV de filmes finos para a-Si, CdTe e CIGS. As células CdTe são feitas na configuração superstrato enquanto a-Si e CIGS estão em configuração substrato.

Espessuras de camadas não estão em escala.

A degradação pode ocorrer em qualquer uma das camadas de célula. O absorvedor multicristalino ou amorfo e materiais janela têm uma elevada densidade de defeitos de cristal. Novos defeitos podem ser criados por fatores de estresse. Estados de energia no meio da banda proibida podem ter impactos particularmente significativos no desempenho da célula. A compreensão de defeitos, limites de grão e sua sensibilidade a fatores de *stress* são fundamentais para o desenvolvimento estável de células solares de filme fino de alta eficiência. Nas camadas de contato a preocupação maior de degradação é a perda de resistência. As interfaces entre as diferentes camadas na célula são também importantes em uma perspectiva de estabilidade, pois podem ser vulneráveis à degradação. Mecanismos de degradação são discutidos no Capítulo 3.

2.3 Módulos fotovoltaicos de filmes finos

Antes que um módulo seja implantado no exterior, as células também têm de ser protegidas por um encapsulamento apropriado. Antes disso, as células precisam ser conectadas em série para formar um módulo com tensão suficiente para fazer trabalho útil. Na prática, um

módulo nunca terá células idênticas, e desta forma pode-se afirmar que para um módulo com células conectadas em série, a tensão de circuito aberto do módulo será igual à soma das tensões de circuito aberto de cada célula, enquanto que a corrente do módulo será igual à corrente da célula com menor corrente.

As estruturas mostradas na Figura 2.7 representam células únicas, que têm geralmente uma tensão em circuito aberto entre 0,5 e 1V, dependendo das bandas proibidas dos seus materiais. As fases de encapsulamento e conexão em série têm implicações importantes para a estabilidade do módulo. Proteger as partes ativas do módulo do meio ambiente é uma parte muito importante de fabricação do módulo. Este é normalmente realizada com um encapsulante de polímero termoplástico (geralmente de etileno-vinil-acetato, EVA) em um processo de laminação a vácuo. O encapsulante atua como um adesivo entre as coberturas frontais e posteriores e protege as células. A Figura 2.7 ilustra o encapsulamento de um módulo fotovoltaico de filme fino e o dos módulos de m-Si/mc-Si.

Nos módulos de filmes finos os materiais ativos são depositados na parte posterior ou chapa frontal e o polímero encapsulante é laminado entre as duas chapas. Nos módulos de silício, as células são laminadas entre duas camadas encapsulantes separadas.

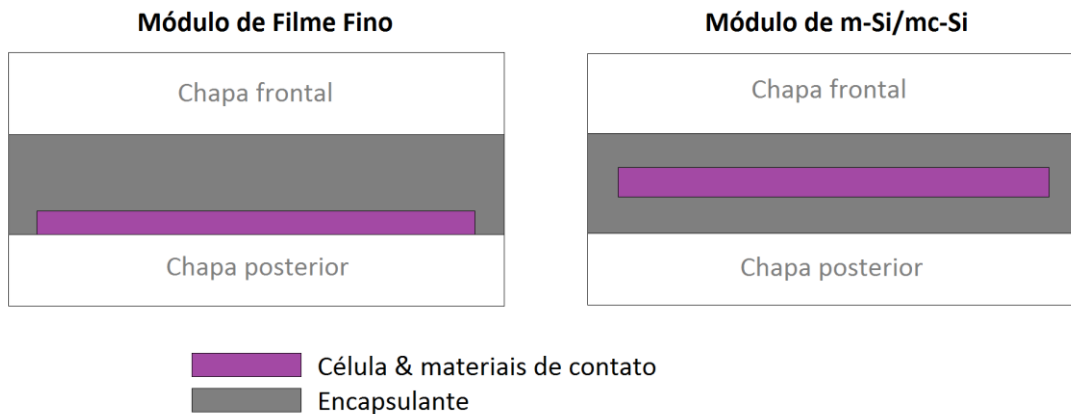


Figura 2.7 - Comparação entre a estrutura de encapsulamento de módulos FV de filmes finos e dos módulos de silício cristalino.

Em uma perspectiva de estabilidade, a principal tarefa do encapsulante é impedir que haja entrada de água, ar e impurezas que possam provocar corrosão nas células, cujo resultado é um incremento nas correntes de fuga do módulo. A diferença de encapsulamento entre módulo de filme fino e silício representado na Figura 2.7 pode ser importante, a este respeito, porque a difusão de água na interface entre o encapsulante e o vidro pode ser mais rápido do que na

maior parte do encapsulante [Mon et al., 1988]. A aderência do polímero ao substrato e os materiais ativos é um fator de grande importância para a estabilidade em ambos os tipos de módulos.

No caso de módulos de filmes finos, estes também são compostos por células normalmente apresentando a forma de linhas que atravessam o módulo horizontalmente ou verticalmente. Essa configuração é devido à forma como é confeccionada no caso dos filmes finos (depositados sobre um substrato sob as mesmas condições), a diferença entre as células é normalmente muito menor do que no caso de módulos de silício cristalino. Ligar várias células em conjunto para formar um módulo produz dispositivos com correntes e tensões altas, mas também introduz novas partes funcionais que são frequentemente sensíveis a fatores de estresse externos. Módulos de filmes finos são preparados através da separação de filmes depositados em células individuais durante o processo de produção. Isto requer uma fase de impressão após cada etapa de deposição. A sequência básica, para o caso de um módulo CIGS com quatro células, está ilustrada na Figura 2.8, com diferentes camadas coloridas de acordo com a convenção escolhida na Figura 2.6. A sequência prossegue como se segue:

- O contato posterior de molibdênio é primeiramente depositado sobre todo o substrato. Áreas eletricamente separadas, geralmente cerca de 10 mm de largura, são definidas por impressão a laser nas posições indicadas com as setas.
- Os materiais CIGS e CdS são depositados ao longo de todo o substrato, cobrindo as linhas gravadas anteriormente. Novas linhas gravadas são feitas através destas camadas até a camada de molibdênio.
- O contato frontal transparente é depositado em toda a área do módulo e linhas gravadas são desenhadas até o molibdênio nos locais indicados pelas setas. Este completa o módulo com quatro células separadas.

Na prática, as linhas gravadas de uma interligação não podem ser desenhadas precisamente ao lado uma da outra como na Figura 2.8. Elas são geralmente espaçadas de aproximadamente 0,5 mm entre si.

Em uma perspectiva de estabilidade, é importante que a resistência na interface de contato dianteiro/interface de contato posterior não aumente e que a camada CIGS mantenha os contatos da parte posterior de células adjacentes eletricamente isolados uns dos outros. Também tem sido sugerido que os caminhos preferenciais para penetração de umidade podem desenvolver ao longo do comprimento das linhas gravadas se a adesão do polímero de encapsulamento para a interconexão for imperfeita [Mon et al., 1988]. Isso faz com que a

resistência à corrosão nas interconexões seja uma questão particularmente importante. A estrutura esquemática de módulo FV para célula solar de (a) c-Si, (b) a-Si, (c) CdTe, (d) CIGS, é mostrada na Figura 2.9.

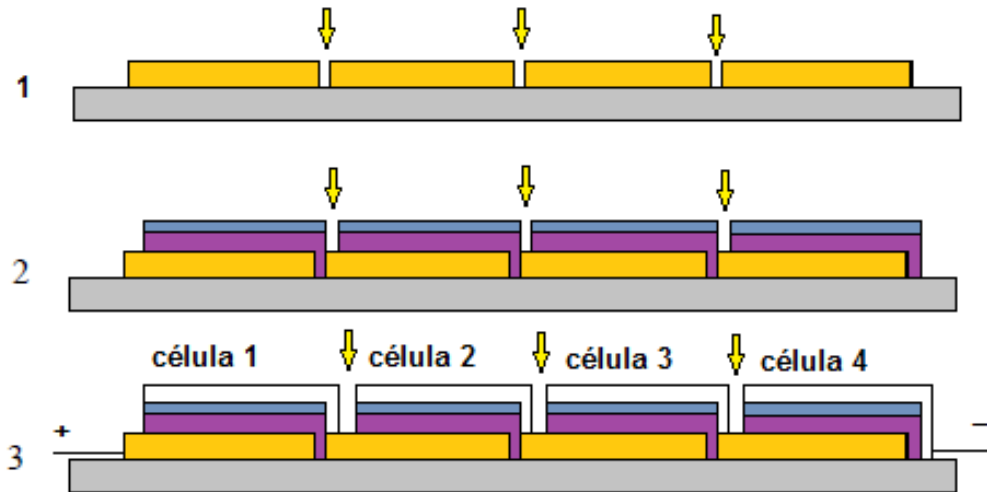


Figura 2.8 - Ilustração da deposição alternada e de impressão para criar um módulo CIGS com quatro células ligadas em série. As setas indicam as linhas gravadas desenhadas após o passo de deposição. As camadas são de mesma tabela de cores como na Figura 2.6.

Metal(frontal)	Metal(posterior)	Metal (posterior)	OCT	
	OCT		OCT	
n-Si	n-a-Si	CdTe	CdS	
P-Si	i- μ c-Si		CdS	CIGS
	p- μ c-Si		OCT (frontal)	
OCT (frontal)	OCT (frontal)	OCT (frontal)		
Metal (posterior)	Vidro	Vidro	Vidro - folha de Metal	
A	B	C	D	

Figura 2.9 – Estrutura esquemática de módulo FV para célula solar de (A) c-Si, (B) a-Si, (C) CdTe, (D) CIGS [Adaptado de Noufi e Zweibel, 2006].

3. ESTABILIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE FILMES FINOS

O módulo fotovoltaico é muitas vezes considerado o componente mais confiável de um sistema fotovoltaico. A suposta confiabilidade levou ao estabelecimento de um longo período de garantia para os módulos. Atualmente, os fabricantes de módulos fotovoltaicos cristalinos fornecem, em geral, garantia de 90% da potência nominal do módulo por 10 anos de funcionamento e 80% da potência nominal para 25 anos de operação. Considera-se que a vida útil do módulo corresponde ao tempo em que este esteja a 80% de sua potência máxima, portanto, aproximadamente 25 anos em geral.

A durabilidade dos módulos fotovoltaicos está diretamente ligada à qualidade dos seus materiais e à qualidade da montagem e fabricação do módulo. Fatores ambientais, tais como chuva, neve, sujidade e radiação, e outros fatores, tais como elevadas tensões entre os módulos e suas molduras podem potencialmente influenciar o seu funcionamento. A temperatura de pico de módulos fotovoltaicos pode ser elevada, chegando a atingir 70 °C. Nos dias ensolarados e de céu limpo a diferença entre as temperaturas mínima e máxima diária de um módulo é de pelo menos 30 °C na maioria das localizações e, de aproximadamente 60 °C em condições extremas.

Durante operação contínua para até 20 - 30 anos, estes fatores colocam estresse significativo sobre todas as partes do módulo fotovoltaico. Melhorias de estabilidade exigem compreensão detalhada da relação entre fatores de estresse externos e degradação do módulo.

As três tarefas chaves na estimativa de vida útil do módulo FV são as seguintes: (a) devem ser identificados os mecanismos de degradação responsáveis pela perda de desempenho no campo, (b) deve ser assegurado que o envelhecimento acelerado produza os mecanismos certos de degradação nos módulos sem a introdução adicional de degradação indesejável e (c) deve ser estabelecido como o tempo de vida de campo pode ser calculado a partir de resultados de teste de envelhecimento acelerado [Czanderna e Jorgensen, 1999].

Vários aspectos de módulos fotovoltaicos de filmes finos podem ser estudados a partir de uma perspectiva de estabilidade. Mais atenção, geralmente, é dada ao estudo de células individuais não encapsuladas. Estudos de células podem ser realizados no início do desenvolvimento de novas tecnologias, quando uma grande quantidade de experimentação é feita com estruturas de células diferentes. Nesta fase, estabilidade durante estresse térmico e sob radiação são as questões mais importantes, uma vez que o não cumprimento desses critérios seria imediatamente descartar a célula na questão de uso ao ar livre.

Quando a etapa de estudos de células para um módulo de teste é tomada, os problemas de integração do módulo trazem desafios de estabilidade adicionais. As regiões de interconexão entre as células individuais são partes funcionais importantes do módulo e a corrosão ou impurezas pode criar derivações entre células adjacentes ou aumentar a resistência entre elas. A importância dos mecanismos de degradação devido à interligação pode ser avaliada no laboratório. O encapsulamento do módulo determina diretamente a quantidade de exposição à umidade e impurezas. Os polímeros podem sofrer alterações, tanto devido a fadiga térmica e irradiância luminosa. A relação entre fadiga e degradação é, portanto, uma combinação da qualidade de encapsulamento e a sensibilidade dos materiais ativos.

Finalmente, teste de campo é o último passo para avaliar a estabilidade do módulo. Módulos implantados no campo de testes têm passado normalmente por vários estágios de envelhecimento acelerado no laboratório. O objetivo primário em teste de campo é descobrir qual o mecanismo de degradação que limita o desempenho do módulo em condições reais de operação. O resultado de realimentação dos testes de campo pode ser usado tanto para melhorar a estabilidade como para afinar os testes de envelhecimento acelerado necessários para estudar os mecanismos dominantes de degradação de campo. Com base neste conhecimento, o objetivo deve finalmente ser de prever o tempo de vida de campo de um módulo a partir dos resultados de teste de envelhecimento acelerado.

Este capítulo começa com uma breve descrição dos testes de envelhecimento acelerado comumente utilizados para módulos fotovoltaicos de filmes finos e continua com uma revisão das questões de degradação de desempenho e de estabilidade para módulos de filmes finos CdTe, CIGS e a-Si. São apresentados mecanismos de degradação e efeitos de temperatura, irradiância e efeitos metaestáveis no desempenho de módulos FV de filmes finos que foram identificados em trabalhos anteriores. Também é discutida a relação entre os resultados de estabilização de módulos e os procedimentos utilizados. Problemas de estabilidade mecânicos, tais como quebra de vidro ou deformação não estão incluídos nesta revisão.

3.1 Teste de estabilidade acelerado

Testes de envelhecimento acelerado são conduzidos em laboratório onde as experiências podem ser realizadas de uma maneira controlada e reproduzível. Mecanismos de degradação podem ser estudados através da aplicação de fatores de estresse para os módulos separadamente

ou simultaneamente. Testes de qualificação padronizados de módulos FV que especificam procedimentos e critérios de passagem foram desenvolvidos a fim de garantir que os módulos no mercado possam satisfazer as exigências dos clientes em termos de estabilidade e durabilidade [IEC 61215-2, 2016; IEC 61646, 2008; IEC 62804, 2015]. O benefício de haver testes padronizados é que os projetos de módulo podem ser testados facilmente e uma estimativa básica de vida útil pode ser feita após a conclusão bem sucedida do teste. Uma possível desvantagem tem a ver com as metas de estabilidade que, por vezes, são definidas apenas com o objetivo de passar em testes padronizados.

A relevância dos testes de estabilidade real ao ar livre é então considerada. Até 2016, as normas eram baseadas principalmente na experiência adquirida com teste de módulo m-Si e p-Si. A IEC 61215-2, parte da IEC 61215, estabelece os requisitos IEC para qualificação de projeto e aprovação de tipo de módulos fotovoltaicos terrestres adequados para operação de longo prazo em climas abertos em geral. Esta norma destina-se a ser aplicado a todas as tecnologias de módulos fotovoltaicos. Como tal, abordam requisitos especiais para testes das tecnologias de filmes finos, complementando os requisitos para testes da IEC61215-1, 2016. Os testes que são relevantes para esta Tese são apresentados a seguir.

3.1.1 Norma IEC 61215-2, 2016 – Módulos fotovoltaicos (FV) para aplicações terrestres (PV) - Qualificação de projeto e homologação - Parte 2: Procedimentos de teste

A necessidade de se normatizar ensaios específicos para módulos com tecnologia de filmes finos se deve, principalmente, aos efeitos específicos de degradação que ocorrem com esses módulos. Todos os módulos FV precisam ser eletricamente estabilizados. Esta parte da norma IEC 61215 estabelece os requisitos IEC para qualificação de projeto e aprovação de tipo de módulos fotovoltaicos para aplicações terrestres adequados para operação de longo prazo em climas abertos em geral, conforme definido na norma IEC 60721-2-1. Destina-se a ser aplicado a todos os módulos terrestres de placas planas de silício cristalino bem como módulos de filmes finos. A IEC 61215-2 possui um ensaio, que é o chamado ensaio de exposição solar, ou do inglês “*light-soaking*”.

O ensaio de exposição solar foi desenvolvido para padronizar um procedimento de se obter as características do módulo fotovoltaico após a sua estabilização, ou seja, quando sua degradação de potência atinge valores aceitáveis com o tempo. O procedimento e a medição da potência de saída devem ser repetidos até que se avalie o módulo para atingir um nível de

potência estável. Onde a exposição solar é usada para estabilização, prefere-se a irradiação solar simulada em detrimento da irradiação natural.

A norma IEC 61215-2, 2016, estabelece que, para realizar o ensaio são necessários:

- Definição de critério para estabilização

A Equação 3.1 deve ser tomada como critério para avaliar se um módulo atingiu sua potência de saída elétrica estabilizada.

$$\frac{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}}{P_{m\acute{e}d}} < x \quad (3.1)$$

onde x é definido nas partes específicas da tecnologia desta norma.

Aqui, P_{max} , P_{min} e P_{med} são definidos como valores extremos de três medições consecutivas de potência de saída P_1 , P_2 e P_3 obtidas de uma sequência de etapas de estabilização e medição alternadas usando o procedimento de determinação da máxima potência. A potência de saída é determinada na condição padrão de medição STC.

- Aparelhos para estabilização com irradiação simulada
 - a) Simulador solar classe CCC, ou melhor, de acordo com a norma IEC 60904-9;
 - b) Célula de referência para medição de radiação e dispositivo capaz de integrar e registrar os valores para monitoramento;
 - c) Equipamentos e/ou estrutura para instalação dos módulos, como recomendado pelo fabricante, no mesmo plano que a célula de referência;
 - d) Usar a célula de referência para definir a irradiância entre 600 W/m^2 e 1000 W/m^2 ;
 - e) Durante a exposição do simulador, as temperaturas do módulo devem ficar na faixa de $(50 \pm 10^\circ\text{C})$. Todas as estabilizações subseqüentes devem ser feitas na mesma temperatura da inicial em $\pm 2^\circ\text{C}$.
 - f) Instrumentação para medição de temperatura dos módulos, com uma precisão de $\pm 2,0^\circ\text{C}$ e repetibilidade de $\pm 0,5^\circ\text{C}$. O sensor de temperatura deve ser montado em uma posição representativa para a temperatura média do módulo;
 - g) Carga resistiva dimensionada de maneira que os módulos operem próximos ao seu ponto de máxima potência ou um rastreador eletrônico do ponto de máxima potência MPP.

- O procedimento para realização do ensaio
 - a) Medir a potência de saída de cada módulo usando o procedimento de determinação da potência máxima em qualquer temperatura conveniente do módulo dentro da faixa permitida que possa ser reproduzida dentro de $\pm 2^{\circ}\text{C}$ para futuras medições intermediárias;
 - b) Conectar as cargas resistivas aos módulos fotovoltaicos e instalá-los, com o dispositivo de referência no plano de ensaio do simulador;
 - c) Registrar os níveis de irradiância, irradiação integrada, temperatura e carga resistiva utilizada no módulo;
 - d) Sujeitar cada módulo a pelo menos dois intervalos de irradiação conforme definido nas partes específicas da tecnologia (filmes finos) desta norma até que seu valor de máxima potência se estabilize;
 - e) A potência de saída deve ser medida usando o procedimento de determinação da potência máxima. O período de tempo entre a exposição à irradiação, incluindo as medições de potência saída e a determinação final da potência máxima de acordo com a (STC), é especificado na parte específica da tecnologia (3.1.2 ou 3.1.3);

As medições intermediárias da potência máxima devem ser realizadas em intervalos aproximadamente iguais de porção de irradiação integrada. Porções mínimas são definidas nas partes específicas da tecnologia desta norma. Todas as medições de potência máxima devem ser realizadas a qualquer temperatura conveniente do módulo reproduzida a $\pm 2^{\circ}\text{C}$;

- f) Registrar a irradiação integrada e todos os parâmetros nos quais essa estabilidade é atingida.

Uma vez verificada a estabilização, o valor de potência máxima nas condições padrão para ensaio não deve ser inferior a 90% da máxima potência informada na placa do equipamento.

Este teste de estabilização de módulos de filmes finos da IEC 61215-2, 2016, é aplicável com modificações para a tecnologia específica contemplada, por exemplo, na EN 61215 -1-3, 2017, para o caso de tecnologia de silício amorfo (a-Si, a-Si / uc-Si) e EN 61215 -1-4, 2017, para a tecnologia de módulos de disseleneto cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIGS). Como tal, abordam requisitos especiais para testes destas tecnologias, complementando os requisitos da norma IEC 61215-1, 2016, para testes.

3.1.2 EN 61215 -1-3, 2017 - Silício Amorfo

Os módulos fotovoltaicos de filmes finos com base em silício amorfo só devem ser estabilizados por meio de exposição à irradiação induzida interior. Devido a condições externas não controláveis, considera-se que um método externo não produz resultados reprodutíveis.

Este teste de estabilização de módulos de filmes finos da IEC 61215-2, 2016, é aplicável com as seguintes modificações.

- Para a definição de estabilização de acordo com a IEC 61215-2, 2016, deve ser usado $x=0,02$, ou seja, a estabilização ocorre quando no mínimo duas medições consecutivas de máxima potência satisfazem o critério da Equação 3.2.

$$\frac{P_{m\acute{a}x}-P_{m\acute{i}n}}{P_{m\acute{e}d}} < 2 \% \quad (3.2)$$

- Qualquer tipo de armazenamento deve ser feito em temperaturas abaixo de 25°C para evitar processos térmicos ativados que afetam a medição na condição padrão (STC) da IEC 61215-2, 2016.
- Use a célula de referência para definir a irradiância entre 600 W/m² e 1000 W/m². Registre a irradiância.
- Durante a exposição no simulador, a temperatura do módulo deve permanecer abaixo de 55°C.
- Para atender aos requisitos do ensaio usando exposição a irradiação induzida, são necessários no mínimo dois intervalos de pelo menos 43 kWh/m². Após este pré-condicionamento, todos os módulos de teste devem ser medidos para a potência (STC).
- A determinação da potência de saída deve ser realizada após um tempo de resfriamento mínimo de 30 min.

Doses de exposição de 200 kWh/m² a 400 kWh/m² são tipicamente necessárias para alcançar a estabilização de módulos de filmes finos de silício amorfo.

3.1.3 EN 61215 -1-4, 2017 - Disseleneto cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIS e CIGS)

Este teste da IEC 61215-2, 2016, é aplicável com as seguintes modificações.

- Para a definição de estabilização, de acordo com a IEC 61215-2, 2016, deve ser usado $x=0,02$, ou seja, a estabilização ocorre quando no mínimo duas medições consecutivas de máxima potência satisfazem o critério da Equação 3.2.
- Qualquer tipo de armazenamento deve ser feito em temperaturas abaixo de 25°C para evitar processos térmicos ativados que afetam a medição padrão STC da IEC 61215-2.
- Para atender aos requisitos do ensaio usando exposição à irradiação induzida, são necessários no mínimo dois intervalos de pelo menos 10 kWh/m². Após este pré-condicionamento, todos os módulos de teste devem ser medidos para a potência na condição de medição padrão (STC).
- A determinação da potência de saída deve ser realizada após um tempo de resfriamento mínimo de 30 min e máximo de 60 min.

3.2. Degradação e variação de desempenho de módulos FV

A degradação de módulos FV pode ocorrer de diversos modos, entre os quais, por um lado, se destaca a corrosão, descoloração, quebra ou fissuras e delaminação que são estudados em trabalhos publicados por Ndiaye e Charki, 2013, e Munoz et al., 2011, e, por outro lado, efeitos no interior do material das células.

Modos de degradação de potência por efeitos específicos podem ocorrer no interior do material semicondutor das células fotovoltaicas e tem maior incidência nos módulos fotovoltaicos de filmes finos. Entre esses efeitos encontra-se, degradação induzida pelo potencial (PID), *Staebler-Wronski* (SWE) e os metaestáveis. O PID é um fenômeno proveniente de altas tensões aliadas à escolha da polaridade do potencial, alta umidade e altas temperaturas, causando perda de potência [IEC 62804, 2015]. Os módulos com tecnologia de silício amorfo, por exemplo, sofrem redução de potência após as primeiras horas de exposição solar, fenômeno esse, que é conhecido como efeito *Staebler-Wronski* (SWE). Além do a-Si, outras duas tecnologias de filmes finos, CdTe e CIGS também apresentam efeitos específicos que ocorrem no interior do material semicondutor, que alteram seu desempenho, conhecidos por efeitos metaestáveis.

Atualmente, falhas resultantes de degradação de módulo FV geralmente não são consideradas por causa da dificuldade em medir a potência de um único módulo em um sistema fotovoltaico e a falta de retorno sobre os vários modos de degradação de módulos fotovoltaicos.

A previsão do desempenho de um módulo baseado nas condições ao ar livre, “*outdoor*”, requer uma compreensão destes efeitos. Essa percepção pode ser alcançada através de uma abordagem de primeiros princípios, por meio de modelos empíricos derivados somente a partir dos dados medidos, ou a partir de uma estratégia combinada. Os procedimentos de teste padrão para módulos solares descrevem que a potência de um módulo é avaliada em condições de teste padrão (STC); uma visão geral das normas é dada em [Ossenbrink, et al., 2012]. Estas condições referem-se a um padrão de temperatura do módulo de 25°C, uma irradiância de 1000 W/m² e espectro solar de AM 1,5G. No entanto, condições externas raramente correspondem a esses valores padrão. Por isso, muitos estudos têm procurado estabelecer o desempenho de módulos fotovoltaicos em condições operacionais realistas, através da realização de medições em ambiente externo “*outdoor*” por longos períodos de tempo.

Testes de campo, “*outdoor*”, têm desempenhado um papel importante na quantificação do comportamento de longo prazo e tempo de vida por, pelo menos, duas razões: uma é a referente ao ambiente operacional típico para sistemas fotovoltaicos e a outra, é a única maneira de correlacionar resultados de testes acelerados realizados em ambiente interior, “*indoor*”, com resultados obtidos ao ar livre, “*outdoor*”, para prever o desempenho de campo [Jordan e Kurtz, 2013]. Os resultados de uma revisão sobre as diversas publicações tratando do tema de degradação de módulos fotovoltaicos usando testes de campo ao longo dos últimos 40 anos são apresentados em [Jordan e Kurtz, 2013], através da qual, cerca de 2000 taxas de degradação foram medidas em módulos individuais ou em sistemas inteiros, mostrando um valor médio de 0,5% / ano. Esses resultados foram divididos, pelos autores, em dois grupos, sendo referentes ao conteúdo publicado antes e depois do ano 2000. Divisão essa motivada pelo fato de somente depois dos anos 2000 instalações com módulos de filmes finos começaram a se tornar expressivas.

Nota-se, pela Tabela 3.1, que o silício cristalino é a tecnologia que apresenta a menor taxa de degradação, fato esse, que está relacionado com a maturidade que essa tecnologia atingiu ao longo das últimas décadas. Por outro lado, módulos de tecnologia CI(G)S são os que apresentam a maior taxa de degradação, reflexo direto de uma tecnologia recente e ainda não consolidada. Porém, taxas de degradação de módulos FV de filmes finos têm melhorado significativamente durante a última década, embora, de acordo com Jordan e Kurtz, 2013, seja estatisticamente mais próximo de 1%/ano do que 0,5%/ano necessário para satisfazer os 25 anos de garantia comercial.

Tabela 3.1 - Taxa de degradação média para as principais tecnologias fotovoltaicas presentes no mercado mundial [Jordan et al., 2013].

Tecnologia fotovoltaica	m-Si	mc-Si	a-Si	CdTe	CI(G)S
Taxa de degradação de módulos (%/ano)	0,36	0,64	0,87	0,40	0,96

A contribuição a seguir resume a literatura a respeito do efeito do espectro, temperatura e respostas transientes no desempenho de módulos fotovoltaicos de filmes finos.

3.2.1 Efeitos da temperatura no desempenho de módulos FV

As condições padrão de ensaio para módulo FV referem-se a uma temperatura do módulo de 25°C, uma irradiância de 1000 W/m² e espectro solar de AM 1,5G. Como pode-se ver a partir da temperatura normal de funcionamento da célula especificado por muitos fornecedores FV, temperaturas mais elevadas do módulo são facilmente alcançadas. Para a maioria dos módulos, independentemente da tecnologia FV, a temperatura de funcionamento das células a uma irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C e uma velocidade do vento inferior a 1 m/s, é em torno de 45°C a 50°C. Todos os dispositivos FV sofrem perdas de desempenho com o aumento da temperatura das células quando em operação. Esta noção é confirmada pelos fabricantes com testes de laboratório projetados especificamente para estabelecer coeficientes de temperatura para os parâmetros operacionais importantes, tais como V_{OC} , V_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , e, combinando esses, P_{max} e, portanto, a eficiência. O coeficiente de temperatura negativo da potência (δ) de dispositivos FV de primeira e segunda geração é mostrado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Coeficiente de temperaturas da potência (δ) para módulos FV de primeira e segunda geração [Adaptado de Virtuani et al., 2010].

Tecnologia FV	Si cristalino	a-Si/ μ c-Si	CIGS	CdTe
(δ)/%/ $^{\circ}$ C	-0,41 a -0,75	-0,10 a -0,30	-0,36 a -0,50	-0,25 a -0,34

Para determinar se a dependência do desempenho com a temperatura em condições de operação realista é segura, muita investigação tem sido realizada para testar estes valores estabelecidos em laboratório. De uma breve revisão da literatura alusiva ao efeito da temperatura no resultado de desempenho de sistemas FV de filmes finos, segundo Makrides et al., 2012, quando submetidos á condições de operação fora da temperatura STC resultou em uma perda de desempenho médio de 5%. Além disso, verificou-se que os coeficientes de temperatura medidos ao ar livre estão geralmente em conformidade com os dados especificado pelo fornecedor [Makrides et al., 2009].

3.2.2 Efeitos espectrais no desempenho de módulos FV de filmes finos

As células solares são classificadas sob condições espectrais de acordo com uma massa de ar de 1,5. No entanto, devido a variações sazonais e diárias da altitude solar acima do horizonte, a massa de ar (AM) e, portanto, de espectro incidente, mostram variações consideráveis. O efeito das variações espectrais é razoavelmente limitado ao desempenho de dispositivos de silício cristalino. No entanto, de acordo com a secção 2.1.1, a resposta espectral de dispositivos de filmes finos é diferente da dos dispositivos de silício cristalino, especialmente para o silício amorfo.

O espectro ASTM G-173 foi derivado com base na distribuição espectral da radiação solar para diversos locais na América do Norte com elevado nível de irradiação direta normal (média anual diária maior que 6 kWh/m²), que possui uma latitude média de 37°, onde o céu limpo é predominante e os níveis de Profundidade Óptica do Aerossol (POA) são baixos [Haag e Krenzinger, 2014]. Nesses locais, os módulos FV de filmes finos, apresentam uma resposta espectral mais voltada para a região do vermelho do espectro eletromagnético, diferente do que é encontrado normalmente em localidades de menor latitude onde a presença de diferentes níveis de cobertura de nuvens leva a uma distribuição espectral deslocada para o azul do espectro eletromagnético. Segundo Haag, 2012, o espectro de referência proposto pela norma americana ASTM G-173 não é representativo para as características espectrais verificadas no território brasileiro. Pode-se inferir que, do ponto de vista do conteúdo espectral, para módulos FV de filmes finos os resultados de desempenho apresentam variações em razão do comportamento da distribuição espectral da radiação solar [Haag, 2012].

O efeito das variações espectrais sobre o desempenho FV de filmes finos pode ser bastante acentuado. Dentre os módulos fotovoltaicos de filmes finos estudados, o efeito das

variações espectrais sobre o desempenho é mais pronunciado para o silício amorfo. Isto significa que na caracterização *indoor* dos módulos FV, especialmente para a-Si e CdTe, se deve considerar o espectro incidente do simulador solar, e corrigi-lo relativamente às discrepâncias entre o simulador e a irradiação solar em condições de ensaio padrão.

A escolha de uma célula de referência mais apropriada entre as variedades de amostras filtradas pode ser feita, em primeiro lugar, e como sugerido por Stiebig et al., 2010, pela escolha da célula de referência que mostra a mesma resposta (ou variações mínimas), para pequenas variações espectrais como o dispositivo de teste. Uma discussão sobre o impacto do descasamento espectral em ensaios de caracterização de módulos fotovoltaicos pode ser encontrado em [Gasparin et al., 2012b]. Neste contexto, a qualidade do simulador é de extrema importância e o fator de descasamento espectral não pode ser negligenciado, devendo ser estudado para delimitar precisamente o alcance dessa variável. Na verdade, a utilização de uma célula de referência perfeitamente correspondente ignora o cálculo de correção de descasamento de resposta espectral através de medições espectrais e pode ser uma ferramenta prática para os laboratórios que não podem executar tais medições.

3.2.3 Mudanças de desempenho transitórios e sazonais

As variações sazonais de desempenho em tecnologias fotovoltaicas de filmes finos resultam de uma interação de diferentes parâmetros de desempenho que ocorrem dentro do mesmo período, mas em fases diferentes em comparação de um com o outro. No caso de perdas relacionadas à reflexão e espectro têm um tempo semelhante, devido à relação entre o ângulo de incidência e massa de ar. Os efeitos da temperatura ocorrem inversamente em comparação com os efeitos espectrais, uma vez que é um fenômeno geral em que o aumento da temperatura conduz a uma redução no desempenho (excluindo o efeito de recozimento térmico). Alguns trabalhos que avaliam especificamente as mudanças de desempenho sazonais de tecnologias fotovoltaicas de filmes finos foram revisados.

Para os módulos de a-Si, as variações sazonais são causadas principalmente por dois parâmetros: temperatura e espectro. As variações de temperatura sobre os dispositivos a-Si levam a mudanças no desempenho através de dois efeitos: diminuição de desempenho devido ao coeficiente negativo de temperatura e aumento de desempenho devido ao tratamento térmico. Os efeitos da temperatura causam uma diminuição no desempenho em períodos mais quentes, e um aumento em períodos frios. As temperaturas amenas conduzem a um

restabelecimento parcial da degradação que ocorre em dispositivos a-Si. Para os módulos de CdTe e CIGS, as mudanças de desempenho sazonais são menos pronunciadas em comparação com a tecnologia a-Si. Os módulos de CIGS, devido ao efeito limitado de variação espectral, apresentam um comportamento sazonal comparável à dos módulos de c-Si.

3.2.4 Efeitos metaestáveis

Os módulos FV dominantes de filme fino, nomeadamente, CdTe, CIGS e a-Si, todos exibem alterações transitórias no desempenho quando expostos sob irradiância luminosa [Gostein e Dunn, 2011]. Normalmente ocorrem em períodos curtos como segundos ou em dias podendo naturalmente ser revertidos, pelo que são chamados de metaestáveis. Estes efeitos influenciam os parâmetros de corrente-tensão e podem resultar em qualquer desempenho artificialmente elevado ou baixo. Em alguns casos, os efeitos podem estar perto da precisão de medição, ou mesmo inexistentes. No entanto, em outros casos, o desempenho do módulo pode variar mais do que 10% acima de um valor medido inicialmente. Tanto a tensão de circuito aberto (V_{oc}) como o fator de forma (FF) pode ser afetado por estes fenômenos transitórios e, de um modo geral, pode ser obtido um abrandamento parcial ou completo de um valor inicialmente medido por armazenamento no escuro a 25°C - 80°C, variando amplamente no tempo entre as tecnologias (a partir de algumas horas a semanas).

As mudanças metaestáveis de longo prazo representam um desafio ao tentar medir com precisão o desempenho do módulo FV seguindo testes de estresse em testes de certificação de módulos. Os módulos podem apresentar uma grande variedade de comportamentos transientes, com diversas origens físicas, que operam com constantes de tempo diversificados [Gostein e Dunn, 2011].

Devido à natureza metaestável dos materiais semicondutores, alcançar potências precisas nas medições sobre módulos fotovoltaicos de filmes finos, muitas vezes requer a aplicação de um processo de estabilização antes de cada medição. Para fins dessa tese desenvolveu-se um simulador solar contínuo para teste de estabilização de módulos fotovoltaicos relacionados com os efeitos de transientes reversíveis com constantes de tempo na ordem de minutos ou horas. Transientes de longo prazo são muito facilmente confundidos com a degradação, e transientes irreversíveis não são geralmente motivos de preocupação para medições repetidas do mesmo módulo.

De acordo com os vários mecanismos físicos por trás dos comportamentos transientes, muitas técnicas de estabilização têm sido propostas por diversos investigadores.

3.3 Procedimentos de metaestabilidade e estabilização

Devido à natureza metaestável dos materiais semicondutores usados em módulos FV de filmes finos, para alcançar potências precisas nas medições sobre módulos fotovoltaicos de filmes finos, muitas vezes requer a aplicação de um processo de estabilização antes de cada medição. A estabilização tem a ver com a propriedade do módulo, quando em operação normal, em assumir comportamento aceitável com relação à degradação de potência. Nas tecnologias FV de filmes finos dominantes, ou seja, CdTe, CIGS e a-Si, a obtenção de uma medição de desempenho STC é frustrada por mudanças metaestáveis reversíveis, no desempenho em escalas de tempo que variam de alguns segundos a vários dias e em magnitudes da ordem de 15% [Gostein e Dunn, 2011]. Entretanto, os comportamentos metaestáveis não interferem nas medições de desempenho quando tais medidas são feitas logo após a fabricação ou após longos períodos de escuridão, como durante o transporte ou testes acelerados. Existe, portanto, uma necessidade de "estabilizar" módulos, trazendo-os ao seu estado normal, em ambiente exterior "outdoor", ao medir o seu desempenho após a fabricação ou após longos períodos no escuro.

O processo "light-soaking" – IEC 61646 foi concebido para o silício amorfo, que mostra uma degradação substancial em resposta à exposição sob irradiância, mas com recuperação muito lenta à temperatura ambiente. O procedimento não foi projetado para metaestabilidades que podem relaxar rapidamente à temperatura ambiente. Por exemplo, os módulos CIGS podem voltar ao seu estado de escuridão dentro de várias horas [Dunn e Gostein, 2012], sugerindo que períodos de tempo noturnos que ocorrem durante a exposição podem causar perdas de alguns efeitos de exposição sob irradiância. Trazendo módulos do exterior para medição "indoor" com simulador solar pode introduzir um atraso substancial que normalmente não é medido ou controlado. Este atraso de exposição de medição encontrado pode afetar a medição, permitindo que alguns dos efeitos de exposição sob irradiância sejam perdidos [Deline et al., 2012]. Este efeito prejudica comparações entre módulos no mesmo lote e entre diferentes medidas do mesmo módulo. Considerando que o processo IEC 61646 funciona bem para silício amorfo, um procedimento diferente deve ser desenvolvido para módulos CIGS e CdTe que mostram relaxamento mais rápido após a exposição sob irradiância. Essa lacuna, recentemente foi colmatada com a entrada em vigor da norma IEC 61215, 2016, resultante do andamento de

esforços para substituir o IEC 61646 pela nova versão do IEC 61215-2, abrangendo todas as tecnologias.

De acordo com os vários mecanismos físicos em torno dos comportamentos transientes, na tentativa de minimizar as deficiências do método de estabilização “*light-soaking*”, tem sido proposta algumas técnicas de estabilização dos módulos FV de filmes finos. As mais promissoras têm sido os de estabilização polarizada sem ou com exposição sob irradiância. Para módulos CIGS e CdTe, há evidências de que a equivalência de irradiância e polarização direta pode ser usada para melhorar o processo de estabilização. Polarização direta no escuro, também tem sido considerada como um meio de trazer o estado de desempenho estabilizado de radiação; a utilização de polarização direta é considerada, tanto para provocar o estado estabilizado de radiação como para estabilizar o desempenho no intervalo de tempo entre a exposição sob radiação luminosa e de medição. O uso de polarização direta em temperatura elevada sem irradiância também tem sido proposto para estabilização de módulos FV de CdTe. Pode-se aferir então, de pesquisas bibliográficas realizadas, que estabilização pré-medição de módulos fotovoltaicos de filmes finos tem deficiências que podem ser abordadas por técnicas que envolvam a utilização de polarização direta, além de ou no lugar de exposição sob radiação luminosa. A norma IEC 61216-2, 2016, deixa em aberto a possibilidade de outras técnicas de estabilização poder ser usadas após a validação. Sabe-se que a aplicação de polarização de corrente ou tensão pode levar a efeitos similares em células solares, como é o caso da exposição à irradiação.

Nesta Tese é feita uma abordagem para o desenvolvimento de um dispositivo para atingir um estado estabilizado dos módulos FV que não depende exclusivamente de exposição sob irradiância solar ao ar livre para conseguir controlar melhor o processo de estabilização de módulos de filmes finos, tornando-o menos caro e mais rápido do que o método de “*light-soaking*” da IEC 61646.

3.4 Silício Amorfo (a-Si)

Dentro da tecnologia de filmes finos o material mais estudado é a que, no início dos anos 80 era visto como a única dessa tecnologia da segunda geração comercialmente viável. O silício amorfo hidrogenado (a-Si: H) com um *gap* direto em torno de 1,7 eV, permite fabricar dispositivos com espessura inferior a 1 μm . O silício amorfo é um semicondutor que não forma uma rede cristalina uniforme, e devido a esse arranjo desordenado a estrutura possui muitas

ligações pendentes, que formam lacunas. Essas lacunas podem se recombinar com elétrons livres e prejudicar o fluxo de corrente através da célula.

Vários pesquisadores descobriram que o coeficiente de temperatura da potência de saída está na ordem de $-0,2\%/K$ [Fanni et al., 2011; Makrides et al., 2009; Meneses et al., 2005; Ishii et al., 2011]. No entanto, por causa do recozimento térmico, as temperaturas mais elevadas também podem ter efeitos positivos sobre o desempenho de a-Si. Um detalhe importante a favor do a-Si é que sua potência diminui com o aumento da temperatura, mas em uma taxa relativa menor do que ocorre com a tecnologia cristalina como pode ser observado em Virtuani e Strepparava, 2017.

Um aspecto negativo importante do a-Si é que nos primeiros meses de utilização seu desempenho elétrico diminui muito devido ao chamado efeito *Staebler-Wronski*. Existe, porém outro efeito importante que ocorre com o a-Si chamado de *thermal annealing* (recozimento térmico). Basicamente, o que ocorre é que uma vez exposto a altas temperaturas, que pode ser atingida durante a exposição dos módulos a irradiação solar, parte da degradação causada pelo efeito *Staebler-Wronski* é revertida, fazendo assim com que a eficiência dos módulos aumente. Essa é a principal razão pela quais diversos autores afirmam que o a-Si é mais apropriado para regiões de climas quentes. Maiores detalhes sobre o efeito de *thermal annealing* podem ser encontrados em Makrides et al., 2011. Para a-Si, efeitos espectrais são especialmente pronunciados e várias pesquisas têm confirmado este efeito espectral sazonal [Fanni et al., 2011; Gottschalg et al., 2004; Makrides et al., 2009]. Estudos levados a cabo por Gottschalg et al., 2004, e Virtuani et al., 2012, indicam que variações espectrais são a principal razão para o pico de desempenho observado no verão. Outros pesquisadores encontraram evidências da influência das mudanças espectrais no desempenho sazonal, mas consideram o efeito positivo no desempenho, devido ao recozimento térmico, o fator mais importante de picos de desempenho no verão [Makrides et al., 2012].

Módulos de silício amorfo de junção única são bem conhecidos por apresentar degradação significativa no desempenho nas primeiras centenas de horas de operação. Esta degradação de desempenho leva a uma diminuição da eficiência da ordem de 10 - 30% [Gostein e Dunn, 2011], enquanto que um valor típico é relatado como sendo 16% [Muñoz et al., 2012]. Segundo os mesmos autores depois de vários meses de funcionamento, foram observadas degradações de até 30% a 40%. Esta degradação é o resultado de um efeito de degradação do material conhecido como o efeito de Staebler-Wronski (SWE). Com o tratamento térmico, esta degradação do desempenho, pode ser parcialmente recuperada [Muñoz et al., 2011; 2012].

Apesar do esforço de investigadores como, Rüther e Livingstone, 1994, Pearce et al., 2002, Kruger, 2006, Roedern et al., 1997, e Vora et al., 2014, em estabilizar este fenômeno, o SWE ainda é um dos principais obstáculos na aplicação em maior escala das tecnologias solares de a-Si no mercado fotovoltaico. Atualmente, é consenso que o efeito *Staebler Wronski* ocorre por aumento da densidade de múltiplos defeitos no material da célula fotovoltaica, que alcançam a saturação, ou seja, estabilização, após aproximadamente 100 horas de exposição solar correspondente a 1-sol de irradiância, ou seja, 1000 W/m^2 [Vora et al., 2014]. Esse estado estabilizado é conhecido como regime permanente degradado (do inglês *Degraded Steady State – DSS*).

A intensidade do efeito é referida como sendo relacionada com a estrutura do dispositivo. Normalmente, dispositivos com camadas intrínsecas mais finas apresentam menor perda de desempenho [Gostein e Dunn, 2011; Muñoz et al., 2012], devido à diminuição da recombinação de portadores de carga [Gostein e Dunn, 2011].

A degradação exige pré-condicionamento ou estabilização [Muñoz et al., 2012; Astawa et al., 2011]. Medições externas mostram diminuição rápida da foto corrente nos primeiros dias de operação, e a degradação de desempenho semelhante após seis semanas de funcionamento [Pravettoni et al., 2012]. Em IEC 61215-2, expresso na secção 3.1.1, se descreve como a estabilização pode ser assumida. Em Astawa et al., 2011, mostra-se que, a fim de efetuar as medições precisas de degradação, a carga dos módulos deve ser realizada sob condições de funcionamento reais (operação no ponto de máxima potência). A prática de exposição sob irradiância, sendo interior ou exterior, sob condições de circuito aberto, leva a uma superestimação da degradação V_{OC} em 23% e uma subestimação da degradação I_{SC} de 7,69 % [Astawa et al., 2011].

A importância da estabilização da degradação dos parâmetros elétricos devido ao SWE não se restringe apenas à determinação do tempo necessário para que a estabilização ocorra, mas também à determinação da perda de potência provocada pela estabilização.

3.5 Telureto de Cádmio (CdTe)

A pesquisa em CdTe remonta à década de 1950, quando foi identificado que o seu valor de banda proibida ($1,5 \text{ eV}$) coincide quase que perfeitamente com a distribuição dos fótons no espectro solar em termos de conversão em eletricidade. Graças ao seu alto nível de absorvidade ótica, células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências de conversão

próximas ao da tecnologia de p-Si, mas utilizando apenas 1% a 2% do material requerido para essa tecnologia. A eficiência de conversão do CdTe, assim como do a-Si, apresenta uma variação mais intensa do que o m-Si e p-Si ao longo do dia e ao longo do ano. Isso ocorre porque, sendo a curva de resposta espectral mais estreita, variações na distribuição espectral da radiação solar podem afetar significativamente a parcela do espectro que se encontra dentro da resposta espectral do CdTe.

Células solares de CdTe geralmente são encontradas com um coeficiente de temperatura um pouco maior, mas o efeito da temperatura no desempenho de sistemas FV é consideravelmente menor em comparação com células solares de silício cristalino em cerca de $-0,25\%/K$ [Makrides et al., 2009; Dittmann et al., 2010]. Para uma temperatura máxima de operação de $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ da célula FV em campo, as perdas relacionadas à temperatura em uma planta FV de CdTe serão da ordem de 10%, enquanto que as perdas relacionadas à temperatura do silício cristalino serão em torno de 18% [IDEAL, 2016]. Para os módulos CdTe, as mudanças de desempenho sazonais são menos pronunciadas em comparação com a tecnologia a-Si. Segundo Makrides et al., 2012, módulos de CdTe apresentam um comportamento sazonal muito comparável à dos módulos de c-Si, embora as variações sejam menos pronunciadas devido ao menor coeficiente de temperatura [Makrides et al., 2012].

A caracterização “*indoor*” de módulos CdTe é complicada por dois fatores: incompatibilidade espectral e efeitos de exposição à luz de curta duração [Virtuani, 2011]. Exposição sob irradiância luminosa leva a uma melhoria de desempenho inicial de aproximadamente 4% [Gostein e Dunn, 2011], o que exige pré-condicionamento antes de realizar a caracterização de desempenho “*indoor*”. O efeito pode ser revertido por meio de armazenamento no escuro [Gostein e Dunn, 2011].

Em células CdTe, a polarização pode causar alterações transitórias de desempenho que são semelhantes aos causados pela irradiância luminosa. Na década de 1990, foi demonstrado que a colocação de células CdTe em polarização direta pode reduzir o transiente em V_{oc} que ocorre após a irradiância luminosa [Sasala e Sites, 1993]. O processo foi testado em módulos CdTe em 2010. Embora tenham sido observadas alterações semelhantes entre os módulos polarizados e expostos sob irradiância luminosa, não foi possível estabelecer a equivalência de polarização à exposição sob irradiância luminosa [Del Cueto et al., 2010].

3.6 Disseleneto cobre-índio e cobre-índio-gálio (CIS e CIGS)

Os materiais CIS e CIGS correspondem a uma forma multicristalina de filmes finos cujas propriedades vêm sendo estudados desde 1980. A tecnologia CIGS é considerada pela comunidade científica como uma das mais promissoras para o futuro, tanto em nível de eficiência como em nível de custo de produção. O acrônimo CIGS está relacionado com os elementos químicos que constituem o material semiconductor – Cobre (Cu), Índio (In), Gálio (Ga) e Selênio (Se), que apresentam alta absorção óptica (10^5 cm^{-1}). Assim como o a-Si o CIGS também possui um elevado coeficiente de absorção, o que permite absorver aproximadamente 90% dos fótons incidentes com energia superior a 1 eV para uma espessura de 1 μm a 3 μm . Outro fator favorável a esta tecnologia é a boa resistência ao aquecimento que ela possui, propriedade fundamental para aplicações espaciais.

Coeficientes de temperatura para dispositivos CIGS se aproximam dos valores comumente observados para os módulos de c-Si. Tipicamente, o coeficiente de temperatura é de cerca de -0,36%/K a -0,42%/K [Makrides et al., 2009]. Segundo Gottschalg et al., 2003, para CIS, a fração útil da irradiância incidente varia apenas de 5% a 10% durante um dia típico. Outros referem que o efeito das variações espectrais sobre o desempenho do CIS é pequeno, mas falta quantificação da mudança de desempenho [Kenny et al., 2006] e [Okullo et al., 2011]. Por sua vez, Kenny et al., 2006, afirmam que a I_{SC} dos dispositivos CIS aumenta ligeiramente com o aumento da massa de ar. Medições com célula de referência de c-Si para CIS não necessita de correção para descasamento espectral, pois possui uma resposta espectral muito semelhante em comparação com c-Si e o efeito de variação espectral é muito baixo [Virtuani, 2011]. Os módulos de CIGS, devido ao efeito limitado de variação espectral, apresentam um comportamento sazonal muito comparável à dos módulos de c-Si. De acordo com Makrides et al., 2012, o principal problema para dispositivos CIGS é a diminuição no desempenho no verão causada pela dependência relativamente elevada do desempenho da temperatura de operação.

Módulos CIGS são conhecidos por apresentarem "metaestabilidade reversível benéfico sob exposição à radiação", o que exige pré-condicionamento antes do teste "indoor" de desempenho do dispositivo [Gostein e Dunn, 2011]. Em Virtuani et al., 2011, módulos CIGS não condicionados mostraram P_{max} medido "indoor" ser 94% do medido ao ar livre (outdoor). Segundo Gostein e Dunn, 2011, este efeito de exposição sob irradiância luminosa pode ser revertido através de tratamento térmico a 80 °C no escuro. Os tempos de pré-condicionamento

encontrados foram mais curtos quando o pré-condicionamento foi realizado a temperaturas mais elevadas [Gostein e Dunn, 2011].

A utilização de polarização direta no escuro foi usada em módulos CIGS para manter o estado de exposição de luz [Deline, Stokes et al., 2012]. Em Silverman et al., 2014, quantifica-se o grau do quanto um estado de exposição sob irradiância luminosa depende da temperatura do módulo e considera-se a polarização no escuro para ajudar na estabilização. Avaliou-se também o uso de polarização direta no escuro para trazer a um estado de desempenho equivalente ao obtido com a exposição sob irradiância luminosa e para manter um estado de exposição sob irradiância luminosa antes da medida de desempenho STC. Os resultados obtidos indicam que o método mais promissor para medir um estado de exposição sob irradiância é a utilização de exposição luminosa, à temperatura controlada seguida por medição STC com um intervalo de tempo repetível entre a exposição e a medição STC. Em Deceglie et al., 2015, relata-se a validação de um procedimento de estabilização projetado para minimizar variações em medidas de potência repetidas em condições de teste padrão causadas por metaestabilidades transitórias induzidas pela irradiância luminosa em módulos de (CIGS), em uma operação envolvendo cinco laboratórios diferentes. O procedimento estudado é baseado em uma exposição à irradiação seguida de polarização elétrica direta à medida que o módulo esfria até a temperatura de medição. Os resultados mostraram que o procedimento é eficaz na produção de medições repetidas e que as variações devido às metaestabilidades foram aproximadamente da mesma magnitude daqueles associados com as variações nas condições de irradiância entre diferentes simuladores de *flash*. No mesmo trabalho foi constatado que as medições corrigidas pela temperatura, feitas imediatamente após a conclusão da exposição à irradiação luminosa são menos repetitivas do que aquelas feitas após se terem esfriado os módulos a 25°C sob polarização.

3.7 Simulador Solar para exposição de módulos de filmes finos

Para avaliar as características de desempenho, os módulos fotovoltaicos são classificados sob as chamadas Condições Padrão de Teste (STC), correspondentes a uma irradiância de 1000 W/m², um espectro AM (massa de ar) 1,5 e uma temperatura do dispositivo de 25°C [Kenny et al., 2013]. A medição da curva característica *I-V* é realizada sob a radiação solar natural (outdoor) ou em um ambiente de laboratório fechado (indoor) com ajuda de um simulador solar [Droz et al., 2008]. A medição “*outdoor*” não é preferível devido à dependência

de fatores como a intensidade e a distribuição espectral da radiação solar com a localização geográfica, composição da atmosfera, tempo, dia do ano, variação de altitude e condições climáticas [Guechi e Chegaar, 2007].

Os simuladores solares são dispositivos que fornecem característica espectral e óptica semelhante ao espectro padrão AM 1,5. Atualmente, à medida que o uso de recursos de energias renováveis vem aumentando, é importante para o mercado fotovoltaico que os testes sejam realizados, devido à existência de dispositivos fotovoltaicos com baixa eficiência [Kohraku e Kurokawa, 2006].

Um simulador solar consiste em três partes principais; fonte de iluminação e energia, um filtro óptico para alterar propriedades do feixe e cumprir os requisitos indicados pela norma específica, além de elementos de controle para operar o simulador [Ferrer et al., 2012]. Em um trabalho recente sobre fontes de irradiância de simuladores solares para dispositivos fotovoltaicos, Vedat Esen et al., 2017, investigaram simuladores solares de acordo com a literatura e classificados com base em fontes de irradiância, história e desenvolvimento tecnológico. No âmbito do mesmo estudo vários tipos de lâmpadas foram investigados. Além disso, demonstram os estudos que utilizaram modelos de simuladores solares para testes de módulos fotovoltaicos e as diferentes maneiras pelas quais as fontes de irradiância foram usadas até hoje.

As lâmpadas de vapor metálico são comumente usadas na iluminação geral e são selecionadas como fontes de irradiância em simuladores solares em vez de lâmpadas xenônio que têm alto consumo de energia, altos custos de controle eletrônico e ciclos de vida curtos [Ekman et al., 2015; Novickovas et al., 2015]. O seu uso é vantajoso por causa de sua alta eficiência de iluminação de mais de 90 lúmen/Watt, bom equilíbrio em qualidades espectrais, correspondência muito próxima da radiação solar, bem como tempo de vida prolongado (> 1000 horas) e custo relativamente baixo [Beeson et al., 1978]. Segundo Matson et al., 1984, porém, a desvantagem principal das lâmpadas de vapor metálico é sua baixa qualidade de colimação, o que limita sua aplicação na área onde exige-se requisitos de alta colimação, como simuladores solares de alta concentração e simulador solar para testes *I-V* padrão. As lâmpadas de vapor metálico, portanto, são usadas principalmente na aplicação de simulação solar que permite a luz não colimada, como simuladores solares de teste de módulo FV e alguns simuladores de testes fotovoltaicos que só precisam de iluminação constante de área grande e características espectrais menos exatas [Matson et al., 1984]. No projeto de simulador solar de baixo custo e fluxo intenso de irradiância de Codd et al., 2010, foram utilizadas lâmpadas de vapores

metálicos de 1500 W e obteve-se apenas 5% da irradiância terrestre entre 800 e 1000 nm, com uma potência de 7x1500 W de lâmpadas. Recentemente em estudos realizados por Pernpeintner et al., 2015, Kim et al., 2014, e Sabahi et al., 2016, lâmpadas de vapores metálicos também foram utilizadas.

O simulador solar baseado em luminárias de vapor metálico, apresentado nesta Tese para fins de exposição contínua de módulos FV, é capaz de determinar a característica *I-V* de um módulo solar e de simular efetivamente o estado de exposição à radiação solar com a temperatura controlada. Em função do fato de várias tecnologias de módulos fotovoltaicos apresentarem variação de eficiência depois de um período de exposição à radiação solar, considerar este tipo de simulador solar para a exposição prévia de módulos fotovoltaicos pode levar a uma alternativa interessante.

A temperatura do plano de ensaio também pode ser controlada por um sistema forçado de ventilação e renovação de ar do ambiente externo em função da carga térmica do volume da câmara de exposição e da densidade de potência do sistema de iluminação do simulador integrado a câmara.

3.7.1 Classes de simuladores solares para dispositivos fotovoltaicos

De acordo com a norma IEC 60904, 2007, os desempenhos de simulação de simuladores solares são definidos em três classes: Classe A, Classe B e Classe C. Esta classificação é determinada por três critérios principais: correspondência espectral, não uniformidade espacial da irradiância e da estabilidade temporal. De acordo com esses critérios, a classe mais alta é declarada como Classe A e a classe mais baixa como Classe C. Esses critérios são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Classificação de um simulador solar, segundo IEC 60904, 2007.

Característica	Classe A	Classe B	Classe C
Equivalência com espectro padrão	0,75 - 1,25	0,6 - 1,4	0,4 - 2,0
Não-uniformidade	$\leq \pm 2\%$	$\leq \pm 5\%$	$\leq \pm 10\%$
Estabilidade Temporal	$\leq \pm 2\%$	$\leq \pm 5\%$	$\leq \pm 10\%$

Existem padrões internacionais para avaliar as características da irradiância do simulador. A correspondência espectral é importante para fornecer uma correspondência individual de situações do mundo real e condições de teste. A correspondência espectral de um

simulador solar define-se pelo desvio espectral da irradiância do simulador em relação à AM 1,5, parâmetro estabelecido em CEI 60904-3. Assim, para efeito de classificação do espectro, neste sistema deve se adequar o espectro de saída do simulador ao de referência da distribuição espectral da irradiância solar no espectro visível AM 1,5G, conforme definido na norma IEC 60904-3 e 60904-9.

Para medir a correspondência espectral a região de, 400 nm - 1100 nm, é dividida em seis bandas de comprimento de onda. Cada uma dessas faixas contém uma percentagem específica da irradiância total integrada, conforme especificado no padrão IEC 60904-3 apresentado na Tabela 3.4. A diferença entre as intensidades integradas é tipicamente dentro de alguns valores percentuais, sendo de 10% o desvio máximo.

Tabela 3.4 - Referência para comparação da distribuição espectral do simulador solar, segundo IEC 60904, 2007.

Intervalo de comprimento de onda (nm)	Percentagem da irradiância Total (%)
400 – 500	18,4
500 – 600	19,9
600 – 700	18,4
700 – 800	14,9
800 – 900	12,5
900 – 1100	15,9

O nível de correspondência do espectro da fonte de irradiância com o espectro padrão AM 1,5G é um parâmetro importante na quantificação da qualidade do simulador solar. De acordo com Mohan et al., 2014, a correspondência espectral (SM) é calculada como a proporção da percentagem real de irradiância que cai no intervalo de interesse e a percentagem de irradiância requerida conforme a Equação 3.3.

$$SM = \frac{\text{Percentagem de irradiância real}}{\text{Percentagem de irradiância requerida}} \quad (3.3)$$

A correspondência espectral do sistema de simulador solar é o pior caso entre todos os intervalos. Com base no valor de correspondência espectral obtido a partir da Equação 3.3, o simulador solar pode ser classificado como classe A, B ou C em correspondência espectral.

A não uniformidade espacial (SNU) refere-se à distribuição espacial da luz sobre a área iluminada. Em simuladores solares, especialmente nos com grande área de medição, o critério de não uniformidade é o mais difícil de satisfazer, pois a radiação solar é uniforme. A (SNU) é

calculada através da Equação 3.4 onde E_{max} é a intensidade máxima e E_{min} é a intensidade mínima do mapa de intensidades no plano de ensaio avaliado.

$$SNU = \frac{E_{max} - E_{min}}{E_{max} + E_{min}} \times 100\% \quad (3.4)$$

A estabilidade temporal é uma medida da estabilidade da intensidade do feixe de luz ao longo de um período de tempo. De acordo com a norma IEC 60904, a estabilidade temporal da irradiância é calculada de forma semelhante à (SNU), mas com “ E ” medida em um ponto aleatório do mapa na base do plano de ensaio avaliado durante o intervalo de tempo de aquisição de dados.

3.7.2 Cálculo teórico do sistema de irradiação do simulador

Através da Equação 3.5, após a escolha da luminária e da lâmpada adequada e definido os fatores de depreciação e de utilização da lâmpada, é calculada a quantidade de luminárias, necessário para se chegar à irradiância média (E_m) [PROCEL, 2011].

$$n = \frac{E_m \cdot A \cdot F_d}{\varphi \cdot \eta_L \cdot \eta_R} \quad (3.5)$$

onde: n é a quantidade de lâmpadas; E_m a irradiância média ABNT5413, 1982; A área de trabalho em m^2 ; F_d o fator de depreciação (varia de 1,25 a 1,67), φ o fluxo luminoso da lâmpada (conforme catálogos); η_L a eficiência da luminária (dado dos fabricantes) e η_R a eficiência do recinto (vide tabelas). Para tanto, previamente, tem-se as seguintes etapas de cálculo:

- Índice do local (K) que é calculado de acordo com as dimensões do local de teste (sendo C o comprimento do local, L a largura do local e h a distância da luminária ao plano de ensaio) e a Equação 3.6;

$$k = \frac{C \cdot L}{[h \cdot (C + L)]} \quad (3.6)$$

- Fator de utilização (F_u) é escolhido após o conhecimento das refletâncias (tabela de fabricante de luminária) do teto, parede e piso, além do índice local K calculado;
- Fator de depreciação (F_d) (poeiras nas luminárias e depreciação das lâmpadas);

- Nível de irradiância projetada para o ambiente (ABNT-ISO/CIE 8995-1, 2013).

A distribuição da não uniformidade sobre o plano de ensaio é avaliada para o simulador solar com luminária definida. Os pontos de iluminação devem preferencialmente ser distribuídos uniformemente no recinto, levando-se em conta os contornos do plano de ensaio, o direcionamento da irradiância e o próprio tamanho da luminária. Assim, a irradiância (E) em um ponto é o somatório de todas as irradiâncias incidentes sobre esse ponto oriundas de diferentes pontos de luz expressada pela Equação 3.7:

$$E = \frac{I_i}{h^2} + \sum \left(\frac{I_\alpha \cdot \cos^3 \alpha}{h^2} \right) \quad (3.7)$$

onde I_α é determinada com o auxílio do diagrama de distribuição de intensidades luminosas (CDL) da luminária escolhida.

4. INSTRUMENTAÇÃO E METODOLOGIA

A metodologia adotada nesta Tese consiste essencialmente no desenvolvimento e construção de um simulador solar e, posteriormente, através de procedimentos experimentais fez-se o estudo de correspondência espectral, a não uniformidade de distribuição e estabilidade temporal da irradiância e aplicação de um sistema forçado de ventilação e troca de ar capaz de possibilitar o controle da temperatura no plano do módulo fotovoltaico. Uma vez implementado o simulador, realizaram-se ensaios com a intenção de caracterizar a irradiância no plano de ensaio e analisar requisitos de procedimentos de estabilidade sugeridos pelas normas da Comissão Eletrotécnica internacional. Por fim, analisou-se os dados obtidos e comparou-se com os dados teóricos.

O processo poderia ser estabelecido através de exposição prévia “*outdoor*” sob irradiância solar, porém, apesar do LABSOL-UFRGS reunir todas as condições experimentais para essa realização, um número grande de ensaios seria necessário, e a dependência desses ensaios com as condições meteorológicas tomaria um tempo muito longo para ser avaliada a sua eficácia. Por esses motivos optou-se por uma forma indireta de avaliação, como solução do estado prévio de exposição à radiação solar até a estabilização do módulo, utilizando uma câmara de exposição à radiação artificial com iluminação contínua, que foi desenvolvida e construída no LABSOL, no âmbito desta Tese, simulando efetivamente o estado de exposição à radiação solar com a temperatura controlada.

Uma metodologia de análise da importância do fator de descasamento espectral na caracterização dos módulos fotovoltaicos de filmes finos através da qualificação do simulador solar “SunSim 3C” do LABSOL - UFRGS é parte complementar desta Tese.

A seguir é apresentada uma descrição de todos os equipamentos de medida que foram utilizadas na realização dos experimentos de exposição sob irradiância luminosa artificial para estabilização de módulos fotovoltaicos, caracterização do sistema de iluminação artificial contínuo e qualificação espectral do simulador solar pulsado para ensaios de módulos fotovoltaicos, bem como os procedimentos adotados.

4.1 Câmara de exposição à radiação

A obtenção da estabilidade do desempenho de um módulo de filme fino antes de teste de conformidade consiste em uma tarefa difícil de realizar em condições “*outdoor*”. Para facilitar o controle do tempo de exposição sob irradiância luminosa e o controle da temperatura

dos módulos nos ensaios de estabilização, uma câmara de exposição de módulos FV em estrutura metálica foi construída nas dependências do LABSOL. Trata-se de uma câmara com volume de 40 m^3 , onde a temperatura interna é controlada por um sistema forçado de ventilação e renovação de ar do ambiente externo, através de ajustes da rotação e de posicionamento dos dispositivos desse sistema, em função da carga térmica do volume da câmara e da densidade de potência do sistema de iluminação de um simulador solar de classe C integrado a câmara. Na parte superior da câmara, permanecerá em uma estrutura retangular em perfis de alumínio, uma fonte de radiação luminosa artificial equipada com luminárias e acessórios que disponibilizará até, aproximadamente, 1000 W/m^2 de irradiância simulada para um plano de ensaio, retangular, de $2 \text{ m} \times 1 \text{ m}$ de área. Tal estrutura permitirá ajustes de posicionamento e inclinação das luminárias para efeitos de nível de irradiância e uniformidade de distribuição da irradiância das luminárias. Os módulos serão fixados em um suporte regulável sob o plano de ensaio na parte interna da câmara, permitindo ajuste de posicionamento da altura com relação ao sistema de iluminação para atingir-se diferentes níveis de irradiância.

Para instalar as luminárias foi confeccionada uma estrutura, como mostra a Figura 4.1. Todo o subsistema foi acomodado em um suporte móvel para que a altura pudesse ser alterada, a fim de variar a irradiância incidente no módulo FV, sem alterar a distribuição espectral. A Figura 4.1 apresenta as dimensões (não estão em escala) da câmara de exposição e indicação de posição do plano de ensaio para módulos FV e da estrutura suporte das luminárias.

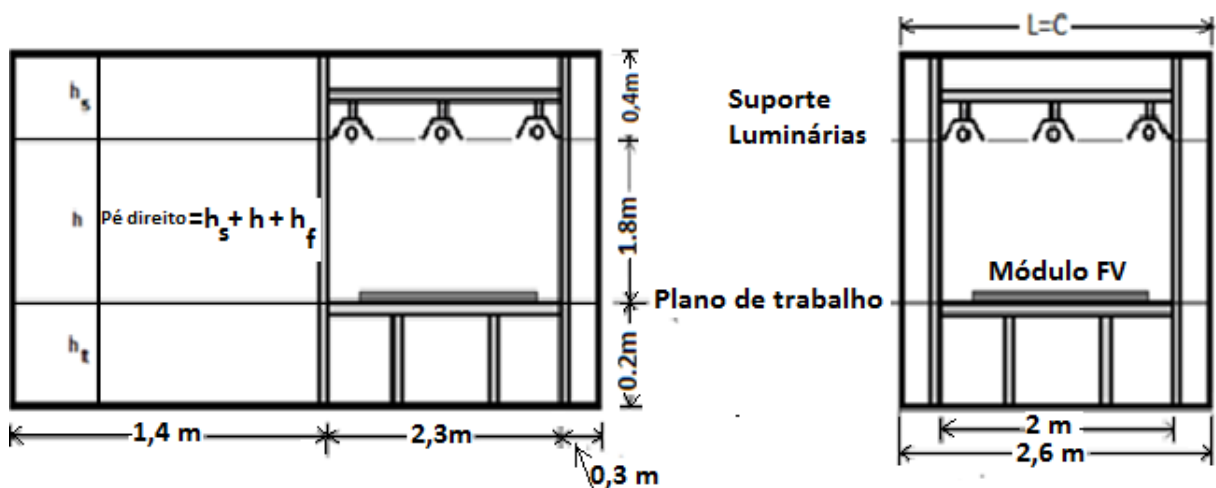


Figura 4.1- Dimensões da Câmara de exposição à radiação e indicação de posição do plano de ensaio para módulos FV e da estrutura suporte das luminárias.

Dois ventiladores foram fixados na parte superior da estrutura e dois exaustores fixados nas laterais da câmara para evitar o sobreaquecimento das lâmpadas e o controle da temperatura do módulo FV durante o ensaio.

4.1.1 Dimensionamento do sistema de irradiância da câmara de exposição à radiação

Para atingir os critérios de correspondência espectral, caracterização da distribuição da irradiância e estabilidade temporal do sistema de iluminação de um simulador solar equivalente à classificação classe C especificada na Tabela 3.3, previamente, foi adotada a seguinte metodologia:

- Determinação dos objetivos da irradiância e efeitos a alcançar;
- Caracterização do ambiente;
- Análise dos fatores de influência na qualidade da irradiância;
- Cálculo da irradiância geral (método das eficiências);
- Adequação dos resultados ao projeto;
- Cálculo de controle, ou seja, a melhor distribuição das luminárias;
- Classificação espectral;
- Definição dos pontos de iluminação para efeito de caracterização da distribuição da irradiância;
- Avaliação do consumo energético;
- Caracterização da estabilidade temporal.

Para efeito de dimensionamento do número e distribuição de luminárias e a uniformidade de distribuição da irradiância no plano de ensaio foi utilizado o software DIALux 4.11, 2017, que é uma ferramenta computacional de cálculo luminotécnico em que um modelo matemático trabalha com os parâmetros dimensionais e de ambiente estabelecidos na Figura 4.1 e os dados encontrados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes de luminárias (arquivos fotométricos em formato padrão IES). O programa permite visualizar os seguintes resultados: folha de dados da luminária que contém a curva fotométrica, resumo que contém a planta com as curvas isolux, intensidades médias em plano de trabalho, piso, lista de luminárias, resultados luminotécnicos de uniformidade de irradiâncias, potência luminosa, etc.

O sistema de iluminação dimensionado é constituído por um conjunto de doze (12) luminárias cada uma com lâmpada de 1000 W de potência elétrica e o respectivo reator. A potência máxima calculada da instalação é aproximadamente 13000 W. As luminárias, providas

de dispositivos móveis, são dispostas na estrutura metálica fixada no teto da câmara de exposição de tal forma que seja possível movimentá-las na direção x e y em relação ao plano de ensaio.

Conhecidas as luminárias a utilizar e a potência máxima no simulador foi feito um dimensionamento elétrico para calcular a corrente máxima da instalação. Após o conhecimento do valor da corrente máxima recorreu-se a um catálogo para a escolha de um interruptor diferencial para proteger a instalação contra correntes de fuga.

Com o intuito de não sobrecarregar o interruptor diferencial e proteger a instalação contra sobrecargas e curto-circuitos, utilizaram-se três disjuntores escolhidas adequadamente de um catálogo de fabricante sendo um para a corrente máxima de cada conjunto de quatro luminárias. Desta forma dividiu-se a instalação em três partes, em que cada uma é constituída por quatro luminárias. Em relação aos cabos elétricos, utilizaram-se três tipos de cabos diferentes, para cada caso o mais apropriado para a instalação, escolhidos das tabelas de secção dos cabos elétricos.

A Figura 4.2 apresenta o simulador solar com lâmpadas de vapor metálico e uma amostra da luminária, lâmpada e reator utilizados no sistema de irradiação solar simulada.

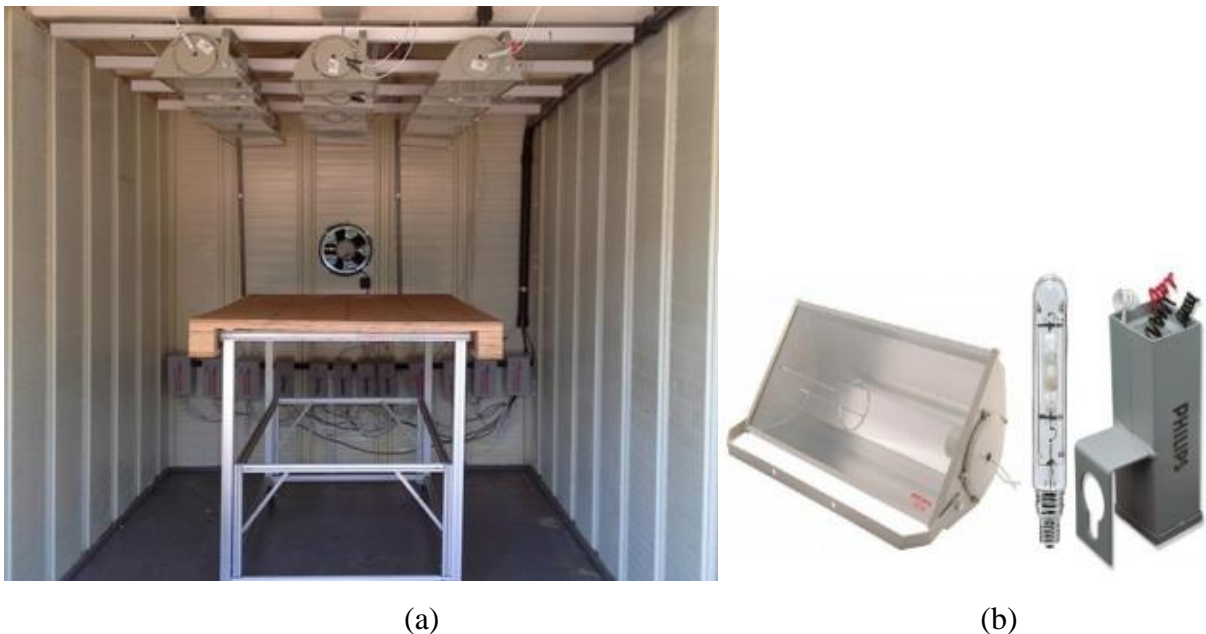


Figura 4.2 – Simulador solar com lâmpadas de vapor metálico de 1000 W (a); amostra de luminária, lâmpada e reator (b).

4.1.2 Instrumentos e metodologia para determinação dos parâmetros de classificação do simulador

Os ensaios foram realizados nas instalações do laboratório de energia solar da UFRGS. Após a definição do tipo e o número de luminárias assim como as respectivas posições na estrutura de suporte, a correspondência espectral, a não uniformidade e a estabilidade temporal da irradiância, são avaliadas para o simulador solar com luminária retangular e lâmpada de vapor metálico PHILIPS HPI-1000 W para 12 posições determinadas no subsistema de iluminação. Assim, foi adotada a seguinte metodologia:

- Medição do espectro da lâmpada mediante utilização de uma esfera integradora, um espectrorradiômetro e um programa compatível com o espectrorradiômetro. A quantificação do espectro da lâmpada e a sua classificação em relação ao casamento espectral calculada e referenciada através da Equação 3.3 e a Tabela 3.3, respectivamente;
- Definir uma matriz de pontos de irradiância sobre o plano de ensaio do módulo;
- Colocar o plano de ensaio à distância de 50 cm da fonte de iluminação;
- Ligar as 12 luminárias;
- Avaliar a estabilidade temporal do subsistema de iluminação utilizada empregando uma célula de referência de silício, cuja resposta é dada em corrente. A corrente da célula solar é monitorada através de um multímetro;
- Quantificar o fator de estabilidade temporal e classifica-la através da Equação 3.4 e a Tabela 3.3;
- Aferição da não uniformidade de distribuição da irradiância através de uma célula de referência de silício (20 cm x 20 cm), porém polarizada eletricamente próximo à sua região de curto circuito através de um resistor de resistência baixa calibrada. Monitorar a tensão da célula solar através de um multímetro.
- Retirar o valor da irradiância de 20 cm em 20 cm, segundo o eixo y apresentado na Figura 4.2;
- Quantificar o fator de não uniformidade da irradiância através da Equação 3.4 e classifica-la de acordo com a Tabela 3.3

- Multímetros

As medidas da corrente e tensão das células solares, correspondentes a aferição da estabilidade temporal e não uniformidade da irradiância, foram realizadas por dois multímetros de 6 ½ dígitos modelo HP34401A, fabricados pela Hewlett Packard. E as medidas de temperatura, correspondente a uniformidade de distribuição no plano do módulo FV, e nível de irradiância, foram monitorados através de um multímetro Agilent modelo 34980 A.

- Espectroradiômetro e esfera integradora

Para medir o espectro da lâmpada foram utilizados uma esfera integradora, um espectroradiômetro EPP2000 e um programa compatível com o espectro radiômetro EPP2000.

4.1.3 Uniformidade da temperatura em um módulo FV exposto à radiação na câmara

Com o propósito de entender como a temperatura do módulo se distribui ao longo da extensão da sua superfície sob irradiância luminosa foi aplicada à seguinte metodologia:

- Definir uma matriz de nove pontos na parte posterior do módulo para fixar sensores de temperatura (termopar);
- Realizar uma aferição e calibração por comparação com um equipamento de banho térmico LAUDA, modelo ECO RE 620. De acordo com o manual do fabricante, esse equipamento possui incerteza de medição de $\pm 0,2$ K para medição de temperatura da água do banho térmico.
- Acondicionar o módulo na câmara de exposição à irradiância simulada sob uma série de nove diferentes pontos de ajuste de temperatura na parte posterior do módulo.
- Monitorar a temperatura do módulo continuamente por um período de 30 min em intervalos de 30 s após a estabilização temporal para nível de irradiância entre 600 e 1000 W/m², através de um multímetro.
- Ajustar a temperatura na parte posterior do módulo FV através do controle da temperatura da câmara com auxílio de ventiladores e exaustores, de acordo com a IEC 61215-2, até estabilizar dentro de uma faixa de $(50 \pm 10^\circ\text{C})$.

4.1.4 Verificação de funcionalidade do simulador Classe C em ensaios de estabilidade de módulos FV

Com intuito de validar a funcionalidade e adequação do simulador construído, para fins de estabilização de módulo de tecnologia de filmes finos antes de ser submetido ao teste de conformidade, um módulo fotovoltaico de tripla junção de silício amorfo é exposto a irradiância simulada contínua na câmara de exposição durante 15 h. Para tal é preciso:

- Medir a curva $I-V$ nas condições padrão (STC), antes da exposição à irradiação luminosa, com o simulador pulsado SunSim 3C;
- Conforme descrito pela norma IEC 61215-2, 2016, o módulo fotovoltaico deve ser conectado a carga resistiva (previamente calculada) de maneira que funcione próximo do ponto de máxima potência para as condições padrão de irradiação e temperatura dessa norma;
- Monitorar a temperatura do módulo, com um sensor colocado na face posterior do módulo, ajustada para menos de 50°C;
- Uma vez instalado o módulo, monitorar quantidade total de irradiação recebida com o programa de monitoramento;
- Remover o módulo da câmara para um período de arrefecimento mínimo de 30 min;
- Obter a curva característica nas condições padrão (STC) através do simulador pulsado SunSim 3C;
- Verificar a variação de desempenho entre as medições padrão da curva $I-V$ antes e depois da exposição do módulo na câmara de exposição contínua.

Figura 4.3 mostra o simulador solar Classe C com um módulo exposto na câmara, obedecendo aos requisitos de ensaio de estabilidade, excluindo a carga horária de exposição, para exposição solar induzida “indoor” de acordo com a norma IEC 61215-2.

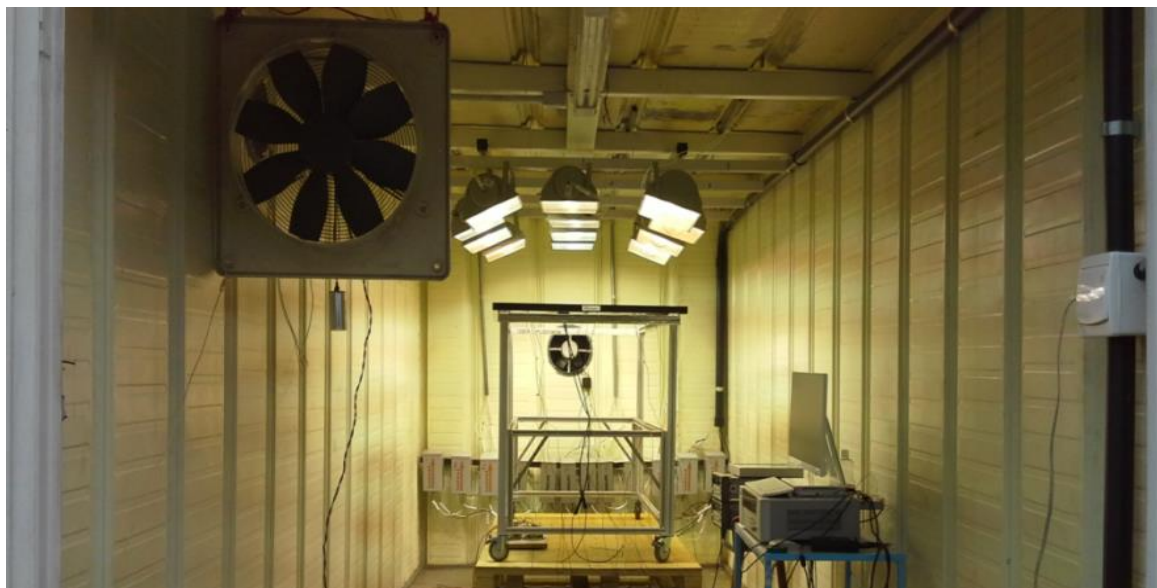


Figura 4.3 – Instalação de um módulo FV na câmara de exposição à radiação, conectado a uma carga resistiva, temperatura e irradiância monitoradas por sistema de controle e aquisição de dados, para teste de funcionalidade do Simulador desenvolvido.

- Características do módulo usado para o ensaio parcial de estabilidade

As características elétricas do módulo fotovoltaico escolhido para ser exposto no simulador são mostradas na Tabela 4.1. Antes da instalação, a curva característica desse módulo foi medida com o simulador pulsado SunSim 3C para a condição padrão de temperatura e irradiação. A Tabela 4.1 mostra os parâmetros obtidos no ensaio no simulador e também os dados que constam na placa de identificação do módulo.

Tabela 4.1 – Parâmetros informados na placa e parâmetros medidos do módulo

Identificação	Tecnologia	Placa de Identificação ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}}=25^\circ\text{C}$)					Medição no Simulador Pulsado ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}}=25^\circ\text{C}$)				
		P_{mp} (W)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	I_{SC} (A)	V_{OC} (V)	P_{mp} (W)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	I_{SC} (A)	V_{OC} (V)
Módulo UNISOLAR	Tripla-Junção a-Si	32	1,94	16,5	2,40	23,8	36,40	1,94	18,69	2,29	24,04

A Tabela 4.1 mostra que o módulo apresenta potência 13,75 % maior do que o valor de placa. Esse fato é comum nos módulos de filmes finos, visto que os fabricantes já prevêm que ocorrerá degradação da potência após as primeiras horas de exposição solar.

4.2 Descrição dos equipamentos utilizados na qualificação espectral de simulador solar para teste de módulos fotovoltaicos

Realizou-se um diagnóstico para qualificação espectral de simulador solar SunSim 3C da UFRGS para ensaios de módulos fotovoltaicos. Este inclui a identificação de células de referência de várias tecnologias e um método para verificar a hipótese dos limites da qualidade do Simulador, ser adequada para realizar ensaios de todas as tecnologias fotovoltaicas sem a necessidade de realizar a correção espectral utilizando célula de referência de silício cristalino. O objetivo é verificar se esta previsão se confirma e se a qualidade da distribuição espectral é efetivamente suficiente para dispensar as referências de tecnologias específicas.

4.2.1 Materiais

- Células de referência

Um conjunto de seis modelos de células de referência, da marca Konica Minota, com várias sensibilidades espectrais relativas foram utilizadas permitindo que se selecione o ajuste adequado para as necessidades. A Figura 4.4 apresenta a estrutura das células de referência AK.

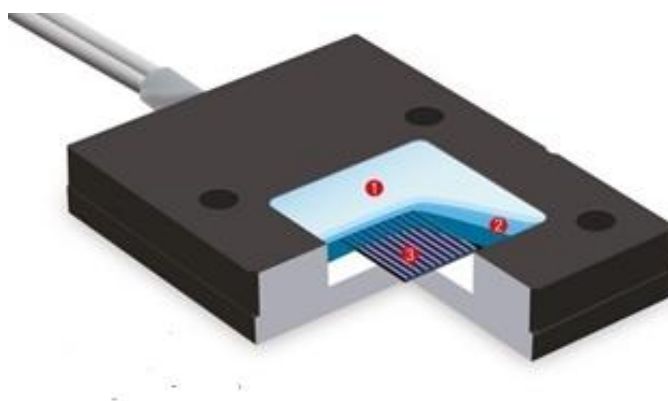


Figura 4.4 – Estrutura da célula solar de referencia AK; (1)-tampa de vidro, (2)-filtro óptico, (3)-célula solar de silício cristalino.

Na Tabela 4.2 são apresentados os seis modelos de células destacando-se a corrente de curto circuito e a tecnologia representativa, enquanto que na Figura 4.5 estão representadas as respectivas respostas espectrais.

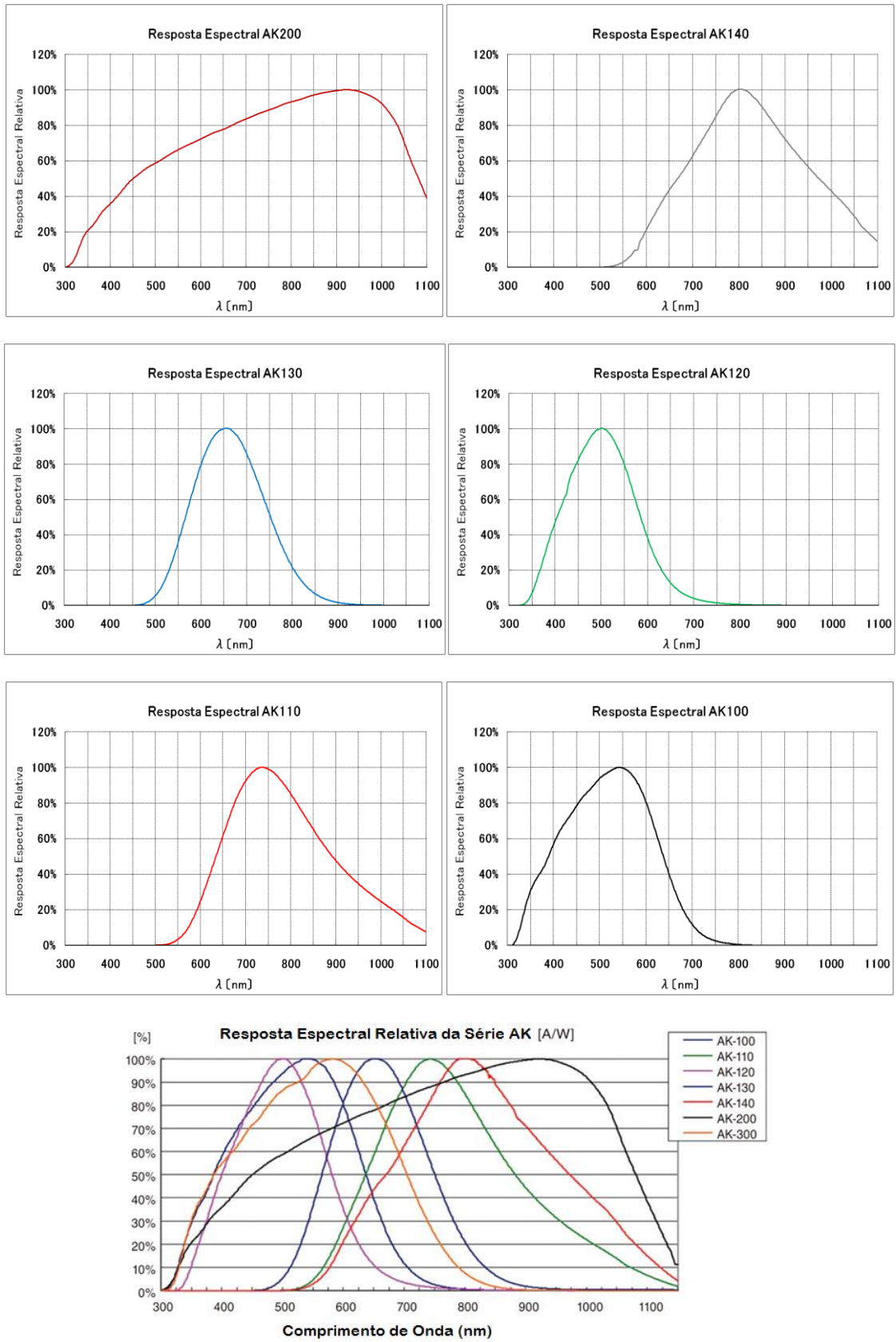


Figura 4.5 - Respostas espectrais das células de referência AK-200, AK-140, AK-130, AK-120, AK-110 e AK-100 e resposta espectral da série AK.

Tabela 4.2 - Referência e corrente de curto circuito das células AK (Konica Minota).

Células	Corrente curto circuito (I_{Scref})	Aplicação
AK-100	44,56 mA	Células solares de dupla junção (camada superior a-Si)
AK-110	15,92 mA	Células solares de dupla junção (camada inferior $\mu c - Si$)
AK-120	24,01 mA	Células solares de tripla junção a-Si (camada superior)
AK-130	17,06 mA	Células solares de tripla junção a-Si (camada intermédia)
AK-140	13,18 mA	Células solares de tripla junção a-Si (camada inferior)
AK-200	132,32 mA	Células solares de m-Si

- Multímetro

Para a medição da corrente e tensão foram utilizados multímetros da marca Agilent, modelo 3458A de resolução máxima 8 ½ dígitos, resolução de medida da corrente de 30 μA , memória interna para até 10.240 medidas e modelo 34411A de resolução máxima 6½ dígitos, tempo de integração para a medida de tensão DC de 100 μs e capacidade de memória interna de 50.000 leituras.

A Figura 4.6 apresenta os multímetros Agilent modelo 3458A e modelo 34411A.



Figura 4.6 - Multímetros Agilent; a) modelo 3458A e b) modelo 34411A.

- Apresentação do Simulador Solar Pulsado Classe A

O simulador solar SunSim 3C, fornecido pela PASAN, membro da Meyer Burger Group, é um sistema composto por 6 partes: túnel, caixa de lâmpadas, fonte das lâmpadas, célula de referência, sistema de aquisição de dados e carga eletrônica.

Uma descrição completa deste sistema, incluindo como foi montado o túnel, pode ser encontrada em [Hincapie et al., 2014]. Os motivos pela escolha deste simulador são descritos com detalhes em Souza et al., 2012, mas podem-se citar as características da fonte luminosa,

superando todos os requisitos da norma internacional IEC 60904-9, 2007, sendo classificado como A+A+A+, e cujas características básicas estão apresentadas na Tabela. 4.3.

Tabela 4.3 - Classificação do modelo SunSim 3C de acordo com a IEC 60904-9.

Norma	Classe – AAA	SunSim3C - A+A+A+
Não uniformidade espacial	$\leq 2 \%$	$\leq 1,0\%$
Instabilidade temporal (LTI)	$\leq 2 \%$	$\leq 1,0\%$
Casamento espectral	$\leq \pm 25\%$	$\leq \pm 12,5 \%$

A Figura 4.7 apresenta o espectro da lâmpada do simulador superposta ao espectro padrão da radiação solar. A curva apresentada foi fornecida pelo fabricante e mostra uma concordância muito boa com o espectro solar.

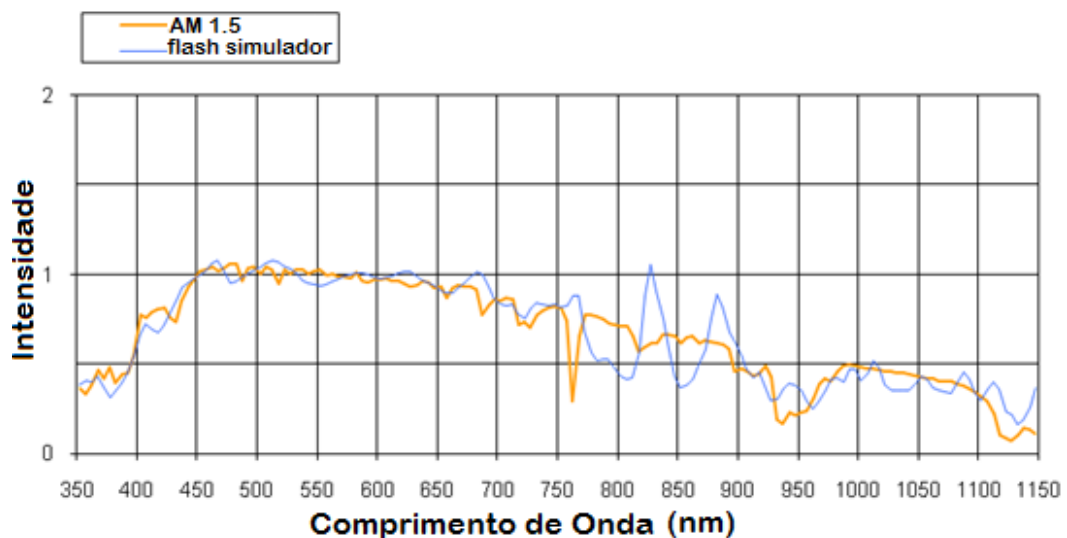


Figura 4.7 - Espectro de referência AM 1,5 e espectro do “flash” do simulador SunSim3C, fornecido pelo fabricante.

Para análise da importância do fator de descasamento espectral na caracterização dos módulos fotovoltaicos de filmes finos através da qualificação do simulador solar “SunSim3C” do LABSOL - UFRGS a metodologia é baseada em uma analogia entre uma avaliação teórica e uma experimental.

4.3 Procedimentos teóricos

Como foi visto, para resolver a Equação 2.2 são necessárias quatro funções: as distribuições espectrais de referência e da lâmpada e as respostas espectrais das duas células, de referência e sob teste. Por meio da digitalização das funções apresentadas nas Figuras 4.5 e 4.7 são obtidas estas funções numéricas. O LABSOL utiliza um programa produzido internamente como ferramenta de interpolação para alinhar vetores, mesmo que sejam de diferentes espaçamentos e, a partir deste, produz o resultado numérico correspondente. Desta forma, foram obtidos os resultados teóricos apresentados na secção 4.5 desta Tese.

4.4 Procedimentos experimentais

Basicamente, a metodologia consistiu em medir, simultaneamente, o “flash” do simulador SunSim 3C, na condição padrão de teste (irradiância incidente de 1000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e distribuição espectral da radiação AM 1,5) com a célula de silício cristalino e com o conjunto de células necessárias representativas de cada tecnologia, uma a uma. Os ensaios das células foram realizados nas instalações do laboratório de energia solar da UFRGS. A medida do “flash” foi realizada utilizando os multímetros citados, programados para atuar em máxima velocidade. As medidas de irradiância do simulador são feitas através da célula de referência do simulador e registradas em equipamento de aquisição próprio.

Antes de realizar a aquisição sequencial de dados de corrente ao longo da duração do *flash*, foram registradas as correntes tomadas em intervalos de $20 \mu\text{s}$ (utilizando o multímetro Agilent 3458A), o que representa cerca de 500 pontos para cada pulso de *flash*, pois a duração total é de cerca de 10 ms. Dos pulsos registrados, conforme apresentado na Figura 4.8, observou-se que deveriam ser considerados os valores do intervalo de maior estabilidade, de 5500 a 9000 μs . Esta observação inicial demonstrou que seria suficiente utilizar um menor número de pontos para cada observação. As medições da corrente de curto-circuito das células de referência foram então realizadas com multímetros Agilent 34411A, que permitem a utilização do método de gatilho automático (“*trigger*” *level*) e o registro em memória interna do instrumento.

Com cada célula instalada e o multímetro correspondente programado, ao incidir a luz do “flash” a aquisição de dados inicia-se automaticamente sendo prolongada pelo número de

medições pré-programado. Evidentemente, os multímetros nas escalas de corrente têm seus “shunts” internos, mas houve o cuidado de programar os mesmos para não trocarem de escala durante ou entre as medições. Os multímetros utilizados nestas medidas são mais novos que os Agilent 3458A e tem sua certificação de calibração mais recente. Por serem de atuação mais lenta ao medir corrente, o número de pontos adquirido nesta fase foi menor (em torno de 50 medições por pulso do “flash”, com intervalo de 200 μ s), mas suficiente. O perfil de irradiância do “flash” do simulador solar foi sempre semelhante ao apresentado na Figura 4.7.

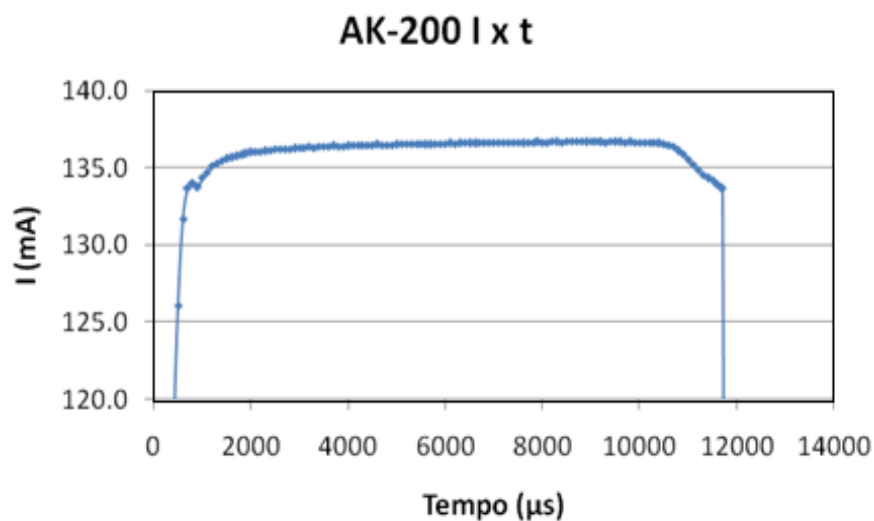


Figura 4.8 - Corrente ao longo do tempo na célula AK-200 registrado por um multímetro durante exposição ao “flash”. Ampliação no intervalo de 120 a 140 mA do eixo vertical.

A partir dos dados obtidos para a corrente produzida nas células e da irradiância instantânea do simulador, registrada por uma segunda célula de referência conectada ao sistema do simulador, (modelo CH-2000 Neuchâtel, m-Si, sensibilidade de 134,50 mA), foi possível calcular o erro de descasamento espectral (MM) existente na realização de ensaios de módulos de cada uma das tecnologias referentes às células AK-100, AK-110, AK-120, AK-130 e AK-140 quando se utiliza o simulador SunSim 3C. Da mesma forma, foi feita a medida da célula AK-200, que, em princípio, deveria ter um erro $MM=0$, mas que serve para avaliar os efeitos combinados de imprecisões experimentais existentes. As células foram instaladas no plano onde os módulos fotovoltaicos sob teste normalmente recebem a radiação, no mesmo plano onde se encontra a célula de referência CH-2000 do próprio simulador. A Equação 2.3, utilizada conforme a norma IEC 60904-7, 2008, para esse tipo de correção, foi aplicada nos cálculos,

onde foram utilizadas as correntes de curto circuito fornecidas pelo fabricante e as correntes obtidas experimentalmente. Cada ensaio foi repetido cinco vezes.

4.5 Resultados teóricos

Com as curvas digitalizadas e as integrais da Equação 2.2 efetuadas, os resultados de MMs teóricos aparecem na Tabela 4.4. Como a qualidade espectral do simulador através dos dados do fabricante é excepcionalmente boa, apenas nas células de silício amorfo com tripla junção (que envolvem a resposta da AK-130) haveria uma maior preocupação. Este resultado teórico, no entanto, não dá garantias de que o simulador solar esteja reproduzindo exatamente este resultado e, como foi dito nos objetivos do presente trabalho, uma verificação experimental deverá ser produzida.

Tabela 4.4 – Resultados teóricos do erro de descasamento para as células de referência.

Célula	AK-200	AK-100	AK-110	AK-120	AK-130	AK-140
Mismatch teórico MM (%)	0,00	- 0,21	1,00	- 0,58	2,44	- 0,10

4.6 Resultados experimentais

A média e desvio padrão das medidas realizadas para cada célula ensaiada, bem como a I_{SCref} (fornecido pelo fabricante) e o erro de descasamento espectral (MM) estão apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Valores da média e desvio padrão da corrente medida, corrente de curto circuito e erro de descasamento para as células de referência.

Célula ensaiada	Média de corrente (I_{SC}) -(mA)-	Desvio padrão -(mA)-	Corrente de referência (I_{SCref}) -(mA)-	Mismatch Experimental MM(%)	Mismatch Teórico MM (%)
AK-200	132,1089	0,0120	132,32	0,16	0,00
AK-100	44,8635	0,0533	44,56	- 0,68	- 0,21
AK-110	15,4213	0,0048	15,92	3,23	1,00
AK-120	24,7176	0,0386	24,01	- 2,86	- 0,58
AK-130	17,7535	0,0048	17,06	- 3,91	2,44
AK-140	12,4074	0,0148	13,18	6,23	- 0,10

O valor teórico apresentado na Tabela 4.4 foi repetido na última coluna para facilitar a comparação. Como se pode constatar, o menor valor de MM foi, conforme evidentemente esperado, o da célula AK-200 (m-Si), seguido pelo da célula AK-100, ambos abaixo de 1%. O erro de MM mais elevado, de aproximadamente 6%, foi observado na célula AK-140. As células AK-110, AK-120, e AK-130 apresentaram valores de MM entre 3 e 4%.

Dessa forma, para ensaio de módulos da tecnologia de silício amorfo de uma única camada, que também pode ser representada pela célula AK-100, poderia ser utilizada uma célula de referência de m-Si, com erro inferior a 1%, além das demais incertezas inerentes ao procedimento de medidas das curvas características dos módulos. Para o restante das tecnologias referentes às células ensaiadas, inclusive para os módulos de dupla camada por superposição de silício microcristalino sob silício amorfo, existe a necessidade de uso de células de referência da tecnologia correspondente, quando se utilizar o simulador SunSim 3C, ou pelo menos reproduzir uma análise similar a esta, periodicamente, para obter os fatores de correção necessários.

Ao comparar os resultados experimentais e os teóricos verifica-se um valor significativamente maior no caso experimental. Era de esperar-se valores mais altos devido ao aumento de elementos que introduzem incertezas e imprecisões experimentais, ausentes na análise teórica. Existe uma incerteza associada a cada calibração no "*Test Report*" correspondente a cada célula de referência, esta incerteza é de 1,7%. No entanto, supõe-se que no conjunto de células de mesma origem, com técnicas de calibração do mesmo tipo, as incertezas relativas entre as mesmas sejam bem menores.

Desta forma, nos valores com desvios identificados como erros de MM experimentais na Tabela 4.5 não foram consideradas incertezas experimentais baseadas nas incertezas dos instrumentos e células, os resultados foram apresentados ignorando esta possibilidade. Mas estes erros existem, e tanto é certo que eles interferem que o erro de MM obtido para a célula de referência de silício monocristalino mostra um valor para MM de 0,16% nesta coluna, e este erro não ocorre devido ao espectro, mas a diferenças de calibração e procedimentos experimentais que levam às incertezas de medida. Nesta mesma coluna, os valores abaixo de 1% não podem ser efetivamente considerados como válidos, pois seguramente não é possível afirmar que os erros sejam tão pequenos. Por outro lado, com exceção da célula AK100 que também teve um erro menor que 1%, os outros valores estão demonstrando significativas diferenças que vão muito além das imprecisões experimentais introduzidas na medição.

Como consequência entende-se que os dados da curva espectral fornecida pelo fabricante não está em plena conformidade com o espectro produzido pelo simulador, pelo menos não na sua forma atual. Existe a hipótese de este desvio estar associado ao tempo de utilização do equipamento (em torno de dois anos com mais de quatro mil pulsos de “*flash*”) que pode ter levado a modificações na qualidade espectral das lâmpadas.

5. DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR SOLAR PARA EXPOSIÇÃO CONTÍNUO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Há várias tecnologias de módulos fotovoltaicos que apresentam variação de eficiência depois de um período de exposição à radiação solar. A utilização da radiação solar natural é problemática, pois há variações de intensidade de exposição em dias nublados ou chuvosos e a intermitência entre dia e noite. Neste caso considerar simuladores solares para a exposição prévia de módulos fotovoltaicos pode levar a uma alternativa interessante. A fonte de irradiância é a componente mais importante dos simuladores solares utilizados nos testes de módulos fotovoltaicos. Para teste de exposição sob radiação contínua, é necessária uma câmara de exposição sob iluminação artificial com aproximadamente com níveis de irradiância entre 400 W/m^2 e 1000 W/m^2 . Esta parte da tese focaliza a adequação do espectro de saída do simulador ao de referência da distribuição espectral da radiação solar no espectro visível AM 1,5G conforme definido na norma IEC 60904-3. A Concordância Espectral, a não Uniformidade e Estabilidade Temporal da irradiância da fonte de luz do tipo Classe C é alcançada, como definida na norma internacional IEC 60904-9, 2007.

Neste estudo sobre um simulador solar com área iluminada de 1 m x 2 m (largura x profundidade), 12 (4x3) lâmpadas de vapor metálico PHILIPS HPI-1000 W foram selecionadas como fonte de luz e obteve-se níveis de irradiâncias variável entre, aproximadamente, 400 W/m^2 e 1000 W/m^2 consoante a distância varie entre 0,8 m e 0,40 m, respetivamente. O intervalo de níveis de irradiância e o possível controle de temperatura foram obtidos mediante os requisitos, para ensaio de estabilidade de módulos fotovoltaicos de tecnologia de filmes finos, estabelecidos na norma IEC 61215-2, 2016.

5.1 Procedimentos experimentais

Os ensaios foram realizados nas instalações do laboratório de energia solar da UFRGS. Para avaliar a estabilidade temporal da luminária utilizada foi empregada uma célula de referência de silício, cuja resposta é dada em corrente. Para a não uniformidade de distribuição da irradiância, outra célula de referência de silício (área de 0,20 m x 0, 20 m) foi utilizada, porém polarizada eletricamente próximo à sua região de curto circuito através de um resistor de resistência baixa, cuja calibração fornece $128,9 \text{ mV/kW} \cdot \text{m}^{-2}$. As medidas foram realizadas por dois multímetros de 6 ½ dígitos modelo HP34401A.

Para medir o espectro da lâmpada foram utilizados uma esfera integradora, um radiômetro EPP2000 e um programa compatível com o espectro radiômetro EPP2000. Para aferir a estabilidade temporal da luminária, a corrente de uma célula solar é monitorada através de um multímetro. A quantificação do espectro da lâmpada de vapor metálico com 1000W de potência e a sua classificação em relação ao casamento espectral foram calculada e referenciada através da Equação 3.3 e a Tabela 3.4, respectivamente.

A uniformidade da irradiância no plano de ensaio é avaliada para o simulador solar com luminária retangular e lâmpada de vapor metálico PHILIPS HPI-1000 W para várias posições de ajuste da distância entre as luminárias e o plano de ensaio. Os pontos de iluminação foram distribuídos uniformemente no plano de ensaio formando uma matriz de 50 pontos, levando-se em conta os contornos do plano, o direcionamento da luz para o plano de ensaio e o próprio tamanho da luminária. Cada ponto da matriz corresponde a área da célula de referência (0,2 m x 0,2 m) utilizada durante o processo de medição sequencial dos níveis de irradiância incidente no plano de ensaio.

A célula é movida de ponto para ponto da matriz utilizada para fins de distribuição dos níveis de irradiância das luminárias projetadas. A partir dessa matriz foi possível determinar, a irradiância média, mínima e máxima, bem como o fator de não uniformidade espacial através da Equação 3.4 de acordo com a norma IEC 60904-9, que permitirá classificar o simulador referenciando a Tabela 3.3.

Antes de realizar a aquisição sequencial de dados de tensão ao longo do tempo de irradiância incidente das luminárias em cada ponto, foram registradas as correntes tomadas em intervalos de 20 s (utilizando um dos multímetros HP34401A) como indicador da estabilidade temporal da irradiância da lâmpada. As medições da corrente através da célula de referência foram então realizadas manualmente com um dos multímetros HP34401A. Com a célula instalada no ponto adequado da matriz e programado o multímetro correspondente, ao incidir a radiação da luminária e após verificação da estabilidade temporal da irradiância, a aquisição de dados é iniciada, sendo prolongada pelo número de medições correspondente ao número de pontos pré-programado.

As células foram instaladas no plano de ensaio onde os módulos fotovoltaicos sob teste normalmente recebem a radiação. A Equação 3.3, utilizada conforme a norma (IEC 60904-3, 2008) para esse tipo de correção, foi aplicada nos cálculos, sendo que para tanto foi determinado o nível de irradiância correspondente ao somatório das irradiâncias, das luminárias nas 12 posições, em cada ponto programado da matriz representativa da área do plano de ensaio. A

partir desses valores obtém-se a porcentagem de radiação correspondente à radiação solar padrão. Os cálculos são repetidos para 3 áreas diferentes de trabalho alusivos a módulos com tamanhos correspondentes.

A Figura 5.1 mostra uma célula de referência sobre a matriz do plano de ensaio, com os 50 pontos de irradiância programados, utilizada na medição da não uniformidade da irradiância do subsistema de radiação que tem como fonte de irradiância, 12 luminárias com lâmpadas de vapor metálico de 1000 W de potência e respectivos reatores.



Figura 5.1 – Matriz do plano de ensaio do módulo FV com uma célula de referência em um ponto para medição da não uniformidade da irradiância da fonte de iluminação.

Com o propósito de entender como a temperatura do módulo se distribui ao longo da extensão do seu plano sob irradiância luminosa, o módulo é acondicionado na câmara de exposição à irradiância simulada sob uma série de nove diferentes pontos de ajuste de temperatura no lado posterior do módulo. A temperatura do módulo é monitorada continuamente durante a exposição usando nove termopares, previamente calibrados, ligados ao seu lado posterior. A média das medidas da temperatura na superfície posterior do módulo é controlada usando convecção forçada através de um sistema de ventiladores e exaustores com

velocidade controlada. Com um multímetro e dispositivo de aquisição de dados, com a irradiância estabilizada em 700 W/m^2 para o ajuste de 0,5 m de distância entre as luminárias e o plano de ensaio, mediu-se a temperatura dos nove pontos fixos no plano do módulo, monitorados por um período de 30 min em intervalos de 30 s. A temperatura é ajustada no lado posterior do módulo fotovoltaico no valor nominal de $50 \text{ }^\circ\text{C}$, de acordo com requisito da norma IEC 61215-2 da tecnologia específica. Para tal, a temperatura da câmara é controlada por um sistema de ventilação e renovação de ar do ambiente externo até ficar estável dentro de uma faixa aceitável, condicente com a temperatura de ajuste do módulo FV.

Com intuito de validar a funcionalidade e adequação do simulador construído, para fins de estabilização de módulo de tecnologia de filmes finos antes de ser submetido ao teste de conformidade, realizou-se um ensaio parcial de estabilidade de um módulo fotovoltaico de tripla junção de silício amorfo. O módulo foi exposto a irradiância simulada contínua na câmara de exposição durante horas. Ao longo do período de tempo de exposição de radiação contínua, com o módulo eletricamente polarizado através de ligações a uma resistência de potência fixa, utilizou-se a câmara de exposição com, aproximadamente, 700 W/m^2 de nível de irradiância. Uma vez instalado o módulo, foram monitoradas a quantidade total de irradiação recebida e a temperatura na face posterior do módulo, com o programa de monitoramento do sistema de aquisição de dados, totalizando 12 kWh/m^2 e $(50 \pm 10)^\circ\text{C}$ de temperatura. Em seguida, removeu-se o módulo da câmara para um período de arrefecimento mínimo de 30 min para depois se efetuar a medição da curva I-V nas condições padrão STC. Para as medições individuais da curva I-V foi utilizado o simulador solar pulsado, “SunSim 3C” do LABSOL-UFRGS. Antes do módulo fotovoltaico ter sido exposto à radiação simulada e após as horas de exposição, seguido de remoção da câmara para um período de arrefecimento mínimo de 30 min, as características (I-V) foram testadas em condições padrão, utilizando o simulador solar pulsado de alta precisão (SunSim 3C).

5.2 Resultados e discussão

Teoricamente, através do projeto de simulação “DIALux 4.11” com “arquivos fotométricos em formato padrão IES” de fabricantes de luminárias integrados é selecionada a luminária PHILIPS HNF207 1*HPI-T1000W/WB_646 com lâmpada de vapor metálico PHILIPS HPI-1000 W e obteve-se, com relação ao plano de ensaio com dimensões 1 m x 2 m (largura x profundidade) e a distância de 0,6 m entre as luminárias e o plano de ensaio, a

quantidade de 12 (4x3) luminárias e a distribuição das respectivas coordenadas em relação às paredes laterais.

Em termos experimentais, o conteúdo espectral das luminárias deve se aproximar relativamente bem do espectro global de referência AM 1,5 para garantir testes eficazes de módulo fotovoltaico. Para realizar a classificação em relação à correspondência espectral do simulador, foi necessário medir este parâmetro. Os valores de irradiância real da lâmpada de vapor metálico do sistema de irradiação medidos com o auxílio de uma esfera integradora e um espectrorradiômetro EPP2000 produziram o espectro (cor vermelha) indicado na Figura 5.2.

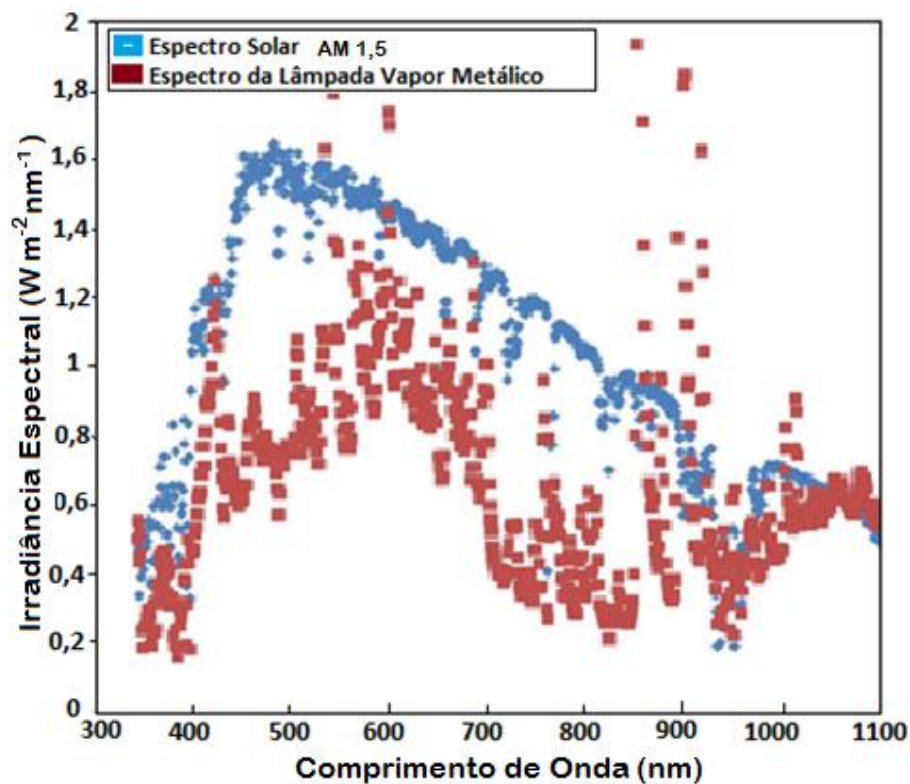


Figura 5.2 - Irradiância espectral da lâmpada de 1000 W obtida com o radiômetro EPP2000.

A correspondência espectral obtida com o espectro AM 1,5G também é mostrada. O nível de correspondência do espectro da fonte de luz com o espectro padrão (AM 1,5G) é um parâmetro importante na quantificação da qualidade do simulador solar. A quantificação do espectro da lâmpada e a sua classificação em relação ao casamento espectral são apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Classificação do sistema de iluminação em relação ao casamento espectral da irradiância incidente medida com radiômetro EPP2000 de luminárias de 1000 W.

Comprimento de onda (nm)	Espectro Solar AM 1,5G (W/m ²)	Espectro da lâmpada vapor metálico (W/m ²)	Razão (SM)	Classe
400-500	138.889	75.303	0.542	C
500 -600	150.366	108.769	0.723	B
600 -700	135.104	92.652	0.686	B
700 -800	110.025	46.434	0.422	C
800-900	91.525	78.519	0.858	A
900-1100	118.930	115.504	0.971	A

Em relação ao casamento espectral, a partir da Tabela 5.1, o simulador é classificado como classe “C”, pois segundo a norma IEC 60904-9, predomina a menor classe.

A distribuição da não uniformidade sobre o plano de ensaio foi avaliada para o simulador solar com 12 lâmpadas de vapor metálico de 1000 W cada, realizando medições da irradiância em 50 pontos distribuídos em toda a área do plano de ensaio de acordo com os procedimentos da seção 4.1.2. Em cada ponto foram realizadas medidas da irradiância incidente correspondente ao somatório dos valores da irradiância de 12 luminárias nas várias posições da estrutura metálica sob o plano de ensaio.

Na Tabela 5.2 encontram-se os valores do fator de não uniformidade (*SNU*) e as respectivas classificações de acordo com as 3 diferentes áreas do plano de ensaio correspondentes a tamanhos de módulos diferentes.

Tabela 5.2 - Classificação do sistema de iluminação em relação a não uniformidade da irradiância incidente de luminárias de 1000 W no plano de ensaio.

Área (m ²)	Fator (SNU)	Classe
2 m x 1,0 m	8 %	C
1,6 m x 0,60 m	7 %	C
1,2 m x 0,6 m	6 %	C

A partir da Tabela 5.2, em relação a não uniformidade, o simulador é classificado como Classe C, pois, segundo a norma IEC 60904-9, predomina a menor classe.

Na Tabela 5.3, apresentam-se, como exemplo, os resultados da irradiância em cada ponto da matriz do plano de ensaio para as 12 luminárias de 12 x 1000 W nas respectivas posições programadas situada a 0,5 m de altura do plano de ensaio.

Tabela 5.3 - Resultados do procedimento experimental da não uniformidade da irradiância incidente à distância de 0,5 m entre o plano de ensaio e a iluminação.

712	724	713	721	706	721	746	727	715	703
769	815	813	825	784	776	812	811	785	767
703	728	733	766	744	728	727	725	716	703
730	727	806	813	779	764	762	743	730	733
718	727	743	764	704	706	729	708	702	707

W/m^2

Após a obtenção dos resultados obtidos experimentalmente efetuou-se o gráfico de representação contínua da irradiância incidente apresentado na Figura 5.3.

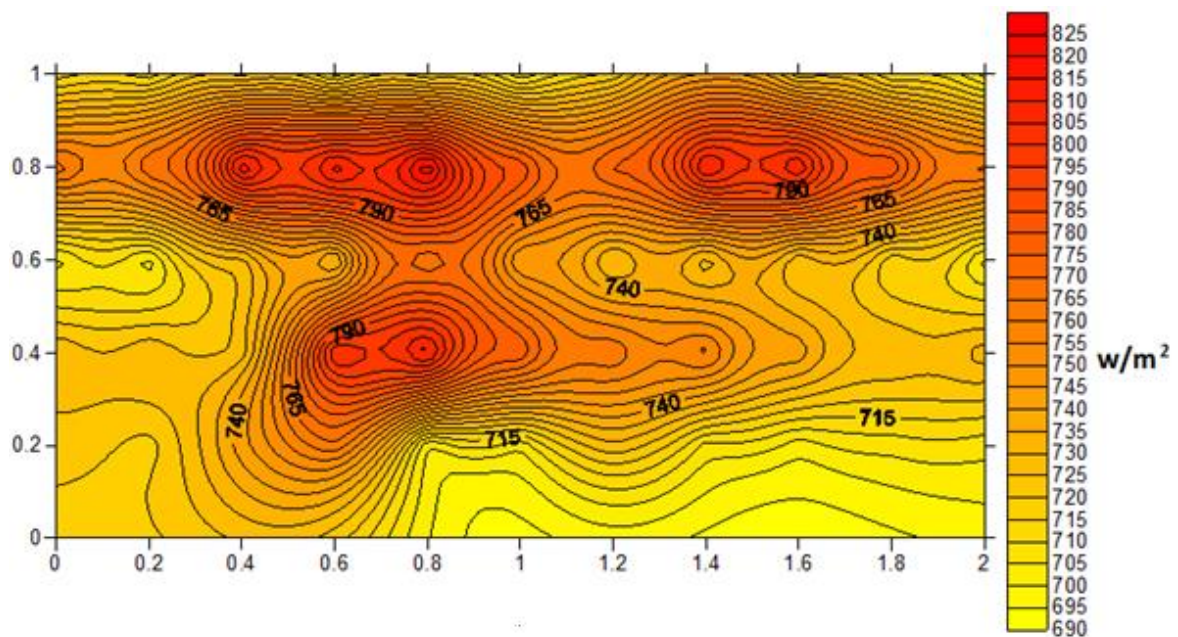


Figura 5.3 – Valores do somatório de irradiâncias incidentes em (W/m^2) nos pontos de iluminação da matriz do plano de ensaio para 12 posições da luminária de 1000 W.

Neste estudo sobre um simulador solar com dimensões de 1m x 2 m (largura x profundidade) para 12 (4×3) lâmpadas selecionadas como fonte de irradiância incidente,

obteve-se radiação correspondente a aproximadamente 75% de radiação solar terrestre na condição de 1000 W/m^2 para um ajuste de 0,5 m da distância entre as luminárias e plano de ensaio. Medições foram realizadas para diferentes ajustes da distância entre o plano de ensaio e as luminárias e obteve-se como resultados de irradiância incidente, 400 W/m^2 , 700 W/m^2 e 800 W/m^2 correspondente a 0,8 m, 0,5 m e 0,45 m respectivamente e com resultados de não uniformidade no plano de ensaio muito próximos dos da Tabela 5.2. Entretanto, para se atingir o objetivo de aproximar dos 1000 W/m^2 de irradiância foi necessário ajustar para 0,4 m a distância entre as luminárias e o plano de ensaio.

Em relação à estabilidade temporal da luminária, na Figura 5.4, apresentam-se os resultados da estabilidade temporal da irradiância incidente, das 12 luminárias de vapor metálico instaladas, medindo a corrente de uma célula solar posicionada em um ponto fixo da matriz do plano de ensaio e que é monitorada através de um multímetro durante 30 minutos em intervalos de 30 segundos.

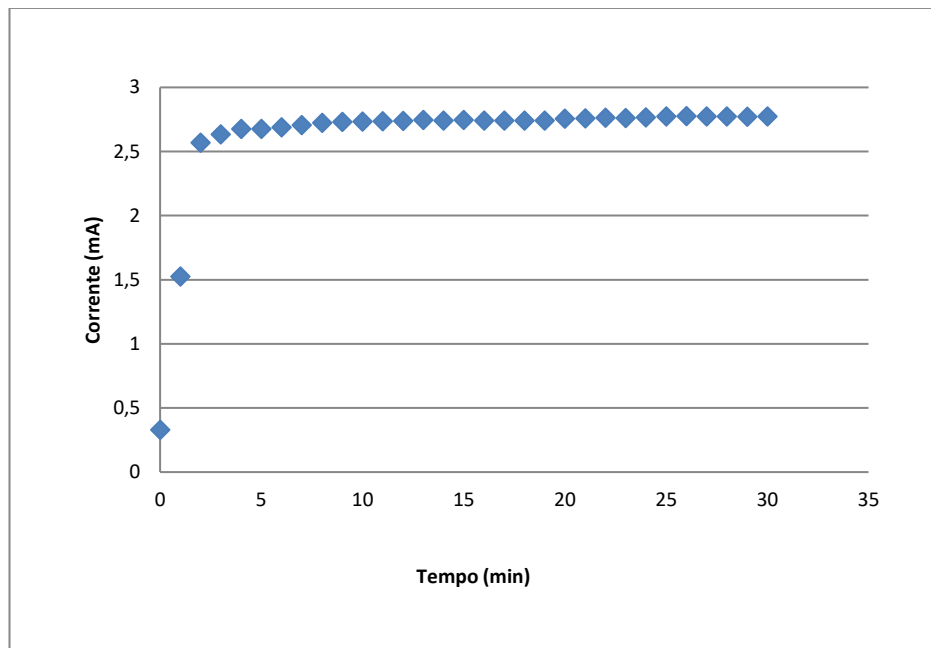


Figura 5.4 – Corrente ao longo do tempo na célula de referência registrado por um multímetro durante exposição da irradiância da lâmpada de vapor metálico de 1000 W .

Determinou-se o fator para classificação através da Equação 3.4, segundo a norma IEC 60904-9. De acordo com o valor do fator calculado, que é de 0,65%, a estabilidade temporal

deste equipamento pode ser classificada de classe A. Dos valores registrados, conforme apresentado na Figura 5.4, observou-se que deveriam ser considerados os valores do intervalo de maior estabilidade, ou seja, de 7 a 30 minutos. Esta observação inicial demonstrou que ao acionar a lâmpada a estabilidade temporal é atingida após ter decorrido aproximadamente 7 minutos.

Através do controle do sistema forçado de ventilação e renovação de ar é possível manter a temperatura do módulo a $(50^{\circ}\text{C} \pm 10)^{\circ}\text{C}$ de acordo com os procedimentos da seção 4.1.3. Isso demonstra que a temperatura pode ser ajustada em um ponto fixo na parte posterior do módulo FV no valor nominal de 50°C , que está de acordo com requisitos da norma IEC 61215-2 da tecnologia específica.

Na Tabela 5.4 apresentam-se, como exemplo, os resultados da não uniformidade da temperatura, em cada ponto da matriz do plano do módulo, para os nove sensores de temperatura fixadas nas respectivas posições programadas, situados na parte posterior do módulo.

Tabela 5.4- Resultados do procedimento experimental de não uniformidade da temperatura na superfície posterior de um módulo FV correspondente a área do plano de ensaio.

45.8	48.9	49.6	°C
46.8	51.8	50.3	
48.7	48.9	50.1	

Após a obtenção dos resultados obtidos experimentalmente efetuou-se o gráfico representação contínua da temperatura apresentado na Figura 5.5.

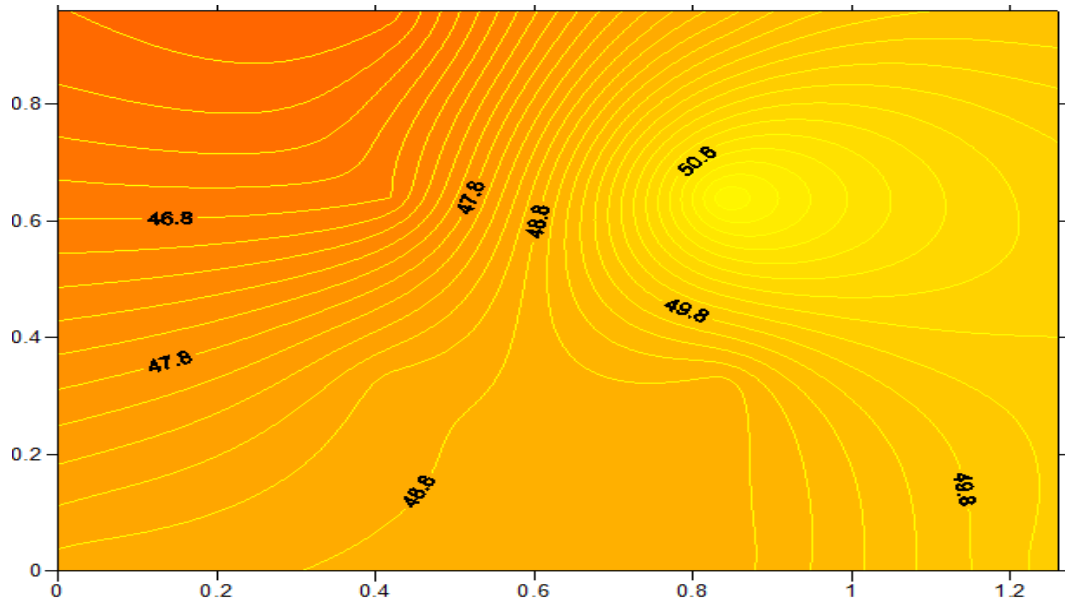


Figura 5.5 – Valores da temperatura em (°C) nos pontos da matriz do plano do módulo FV para nove posições de termopares.

De acordo com a Tabela 5.4 e a Figura 5.5, apesar da distribuição de temperatura na superfície do módulo não seja uniforme a sua variação atende aos requisitos estabelecidos na norma IEC 61215-2 para efeitos de estabilização de módulos FV. Ao correlacionar a Tabela 5.3 com a Tabela 5.4 ou a Figura 5.5 com a 5.4 nota-se em parte que a não uniformidade de distribuição da temperatura está associada a não uniformidade de distribuição da irradiância incidente no plano do módulo.

Na Figura 5.6 é apresentado o simulador solar classe C, desenvolvido e construído no âmbito desta Tese, com um módulo FV exposto a irradiação artificial de, cuja fonte de irradiância é constituída por 12 luminárias com lâmpadas de vapor metálico de 1000 W cada, e os dispositivos de controle e aquisição de dados. O módulo está polarizado a uma carga resistiva e tem nove termopares fixados na sua face posterior.



Figura 5.6 – Exposição a irradiação simulada de um módulo FV na câmara de exposição classe C, com nove sensores de temperatura fixados na face posterior do módulo, para verificação da uniformidade de temperatura.

A partir das curvas I-V medidas no simulador SunSim 3C, antes e depois da exposição à radiação do módulo na câmara de exposição, serão retirados os parâmetros fotovoltaicos para a determinação de variação de desempenho. Para facilitar a comparação, na Tabela 5.5 mostram-se os valores obtidos nas medições do módulo para a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a potência máxima (P_{max}) e o fator de forma (FF). Também é apresentada a diferença percentual de cada parâmetro.

Tabela 5.5 – Comparação entre os parâmetros da característica I-V do módulo medido no simulador SunSim 3C antes e depois de ser exposto na câmara de exposição com uma irradiância acumulada de 12 kWh/m².

Módulo	Parâmetros	Inicial/Simulador	Final/Simulador	Diferença (%)
Unisolãr de a-Si de Tripla-junção	$I_{sc}(A)$	2,29646	2,31888	0,97
	$V_{oc}(V)$	24,048	23,816	0,97
	$P_{max}(w)$	36,409	35,528	2,48
	FF	65,9	64,3	2,48

Na Tabela 5.5 nota-se que a diferença entre os parâmetros em análise é inferior a 3 %. Estes valores são aceitáveis considerando que o módulo foi submetido a apenas 12 kWh/m² de irradiância do subsistema de iluminação classe C, mas o suficiente para provocar uma variação de desempenho da ordem de 2,5%, o que reflete certa instabilidade desta tecnologia específica, antes do envelhecimento, quando exposto a radiação.

6. CONCLUSÕES

A maior parte dos módulos fotovoltaicos apresenta alguma degradação de desempenho elétrico observada logo depois que os mesmos são submetidos ao uso em exposição solar. Para aquelas tecnologias em que bastam poucas horas de exposição para que ocorra a estabilização da resposta elétrica dos módulos, não é necessário nenhum procedimento além de proporcionar esta breve exposição antes de determinar suas características. Para outras tecnologias, entretanto, será necessário adotar um procedimento para levar o mesmo até sua estabilização antes de caracterizá-lo.

A estabilidade de um módulo fotovoltaico depende da temperatura ambiente e da temperatura do módulo, ciclos térmicos aos quais os módulos são submetidos, exposição à radiação relativa ao tempo e aos níveis de irradiância, à qualidade espectral da radiação solar local, umidade do ambiente e regimes de precipitações, em suma depende de inúmeros fatores do ambiente onde o módulo irá operar. Para as tecnologias que tendem a apresentar uma diminuição de desempenho com o uso, em geral esta degradação é mais forte no início e tende a desaparecer com o tempo de exposição. Desta forma torna-se importante utilizar algum critério para que os esforços a que os módulos sejam submetidos até atingir um estado dito "estabilizado" tenham um mesmo procedimento em diferentes laboratórios de testes. Isto levou à preparação de normas de testes de estabilização que permitem obter resultados semelhantes mesmo em diferentes laboratórios.

Esta Tese apresenta a investigação realizada para o desenvolvimento de um simulador solar classe C para submeter módulos fotovoltaicos a condições de irradiação e temperatura visando alcançar a estabilidade de seu desempenho elétrico. Este desenvolvimento foi possível com uso de ferramentas computacionais para iluminância, seleção de lâmpadas com distribuição espectral e iluminância compatíveis com a demanda, análise espectral da radiação emitida com espectrorradiômetro e sua comparação com o espectro solar padrão, construção de bancada suporte para os módulos, ventilação na câmara de iluminação contínua para estabilização de temperatura e observando-se os requisitos de *light-soaking* descritos na norma internacional.

Paralelamente foi realizado um estudo da qualificação espectral da fonte de iluminação do simulador solar de flash para ensaios de módulos fotovoltaicos no LABSOL. Neste estudo foi testada a hipótese da fonte de luz do simulador SunSim 3C ser adequada para realizar ensaios de todas as tecnologias fotovoltaicas sem a necessidade de realizar a correção espectral. Para

tal, foi estabelecido, com uma boa exatidão, o erro devido ao “*mismatch*” da distribuição espectral do “*flash*” do simulador na realização de ensaios das diferentes tecnologias representadas pelas células de referência ensaiadas. Apesar de os erros de *mismatch* teóricos terem apresentado resultados predominantemente abaixo de 1%, os erros de *mismatch* obtidos experimentalmente alcançaram valores entre 3 e 6% para quase todos os casos, somente para as tecnologias de silício amorfo e silício cristalino obteve-se resultados com erro inferior a 1%. Conclui-se, então, que há necessidade do uso de células de referência representativas da mesma tecnologia do módulo a ser ensaiado ou a realização de ensaios periódicos determinados os desvios devido ao descasamento espectral e possíveis mudanças de comportamento das fontes de luz no simulador ao longo de sua vida.

O simulador para exposição solar foi desenvolvido utilizando lâmpadas de vapor metálico como uma alternativa interessante e de custo razoavelmente baixo para estabilizar módulos de filmes finos. Foi construída uma câmara de exposição sob iluminação artificial com aproximadamente 1000 W/m^2 de irradiância. É focalizada a adequação do espectro de saída do simulador ao de referência da distribuição espectral da radiação solar no espectro visível AM 1,5G conforme definido na norma IEC 60904-3. Foi alcançada a Concordância Espectral e uniformidade espacial da irradiância Classe C e para Estabilidade Temporal Classe A, como definida na norma internacional IEC 60904-9, 2007. O simulador solar ocupa um volume com dimensões de 1,6 m x 1 m x 2 m (altura x largura x profundidade), contém 12 (4x3) lâmpadas de vapor metálico de 1000 W obtendo-se níveis de irradiância variando entre 400 W/m^2 e 1000 W/m^2 conforme a altura do plano de ensaio em relação ao plano e o ângulo de inclinação das luminárias. Foi verificado que a temperatura no plano de ensaio também pode ser controlada com o auxílio de um sistema forçado de ventilação e renovação de ar do ambiente externo, em função da carga térmica do volume da câmara de exposição e da densidade de potência do sistema de iluminação do simulador integrado a câmara. O nível de irradiância e o possível controle da temperatura obtida preenchem os requisitos para ensaio de estabilidade de módulos fotovoltaicos de tecnologia de filmes finos estabelecidos na norma IEC 61215-2, 2016.

Em resumo, pode-se concluir que em função do fato de várias tecnologias de módulos fotovoltaicos apresentarem variação de eficiência depois de um período de exposição à radiação solar e tendo em conta que na nova versão do IEC 616215, abrangendo todas as tecnologias, privilegia-se a exposição *indoor* em ensaios de estabilidade, este tipo de simulador solar para a exposição prévia de módulos fotovoltaicos é viável e cumpre bem sua função. Sendo o primeiro simulador classe C, de grande área desenvolvido e construído no Brasil para aplicações

fotovoltaicas, passa a representar uma contribuição importante para os testes de conformidade de módulos de tecnologias de filmes finos o que certamente deverá reverter no avanço de confiabilidade dessas tecnologias no mercado fotovoltaico.

Este tema está em constante evolução na medida em que surgem novas tecnologias de fabricação fotovoltaica. Como sugestão de continuidade da pesquisa propõe-se que:

- Seja automatizado o processo de ajuste de posicionamento das luminárias do subsistema de iluminação e de ajuste da altura do plano de ensaio para a obtenção de diferentes níveis de irradiância;
- Sejam estabilizados módulos de três tecnologias de filmes finos, a-Si, CdTe e CIGS, no simulador classe C do LABSOL, utilizando um procedimento baseado nos requisitos da norma atual, IEC 61215-2, 2016, como forma de reconfirmar a importância do simulador;
- Se investigue um procedimento baseado na exposição à radiação em ensaios de módulos FV de tecnologia de filmes finos nesse simulador classe C do LABSOL, devendo ser adotados intervalos de tempo rápidos e repetíveis entre a exposição à radiação e medições de $I-V$ com simulador solar pulsado para maximizar a repetibilidade. Os resultados a serem obtidos devem mostrar que o procedimento baseado na exposição à radiação, resulte em variações de medida numa escala semelhante às variações devidas as condições de iluminação. O procedimento envolverá etapas, não padronizadas, e espera-se que caso o procedimento for amplamente adotado, as variações de medidas poderão ser reduzidas ainda mais quando outros laboratórios melhorarem as suas práticas do procedimento. Mesmo que se consiga demonstrar que o procedimento poderá ser usado para obter medições reproduzíveis de um estado de exposição de luz, será importante continuar trabalhando para quantificar como o $P_{\text{máx}}$ medido com o almejado procedimento poderá prever desempenho ao ar livre e como os resultados a serem obtidos com esse procedimento se relacionarão com aqueles obtidos com o padrão mais recente, IEC616215-2, 2016.

6.1 Trabalhos publicados

Costa, E. R., Defferrari, C. e Krenzinger, A. **Quantificação espectral de simuladores solares para ensaios de módulos fotovoltaicos**. Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016.

Ruschel, C.S., Gasparin, F.P., Costa, E.R. e Krenzinger, A. **Assessment of PV modules shunt resistance dependence on solar irradiance**, Solar Energy, vol.133, issue, year 2016, p. 35-45.

Costa, E.R., Schuck F., C. e Krenzinger, A. **Desenvolvimento de simulador solar para exposição contínua de módulos fotovoltaicos de filmes finos**, Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5413 - **Iluminância de Interiores**: especificação. Rio de Janeiro, 1982.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO/CIE 8995-1 - **Iluminância de Ambientes de Trabalho**: Parte 1:interior, 2013.

Astawa, K., Betts, T.R. e Gottschalg, R. Effect of loading on long term performance of single junction amorphous silicon modules, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 95, p. 119–122, 2011.

Beeson, E.J.G. **The CSI Lamp as a Source of Radiation for Solar Simulation**, Lighting Research and Technology, p.164-166, 1978.

Chopra, K., Paulson, P. e Dutta, V. Thin-Film Solar Cells: An Overview. **Progress in Photovoltaics 12**, p.69-92, 2004.

Codd, D.S., Carlson, A., Rees, J. e Slocum, A.H. A low cost high flux solar simulator. **Sol Energy 2010**; 84(12): 2202–12, 2010.

Czanderna, A. e Jorgensen, G. **Accelerated life testing and service lifetime prediction for PV technologies in the twenty-first century**, Electrochemical Society Proceedings 99-11 (Photovoltaics for the 21st century), 57-67, 1999.

Deceglie, G.M., Silverman, J.T., Keith Emery, Dimberger, A.S.D., Marion, B. e Kurtz, R.S. Validated Method for Repeatable Power Measurement of CIGS Modules Exhibiting Light-Induced Metastabilities, **IEEE Journal of photovoltaics**, Vol.5 N°.2, 2015.

Deline, C.A., Stokes, A., Silverman, T.J., Rummel, S., Jordan D. e Kurtz, S. **Electrical bias as an alternate method for reproducible measurement of CIGS photovoltaic modules**, Proc. SPIE 8472, San Diego, California, USA, p. 84720G-84720G, 2012.

Del Cueto, J.A., Deline, C.A., Rummel, S.R. e Anderberg, A. **Progress toward a stabilisation and preconditioning protocol for polycrystalline thin-film photovoltaic modules**, Proc. 35th PVSC, p. 002423-002428, Honolulu, HI, USA (2010).

DIALux 4.11, **Software para projeto de iluminação**, <https://www.dial.de/en/software/dialux/download/>, Acesso em: 23-10-2017.

Dittmann, S., Durisch, W. e Mayor, J. **Comparison of outdoor and indoor characterization of a CdTe PV module**, Proc. 25th EU PVSEC, p. 3508–3512, Setembro de 2010.

Droz, C., Roux, J., Rouelle, S.B., Valitutti, P. e Beljean P.R. **Mastering the spectrum in class A pulsed solar simulators**, In: Proceedings of the 23rd EU PVSEC, Valencia; p.326–9, 2008.

Dunn, L. e Gostein, M. **Light soaking measurements of commercially available CIGS PV modules**, Proc.33th IEEE PVSC, p. 001260-001265, Austin, TX, USA, 2012.

Ekman, B.M., Brooks, G. e Rhamdhani, M.A. Development of high flux solar simulators for solar thermal research, **Sol Energy Mater Sol Cells**;141:436–46, 2015.

EN, European standard, EN 61215-1-3:2017- Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1-3: **Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules**, 2017.

EN, European standard, EN 61215-1-4:2017- Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1-3: **Special requirements for testing of thin-film Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based photovoltaic (PV) modules**, 2017.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, **Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2018**, EPIA a.i.s.b.l., Bélgica, 2014.

Fanni, L., Virtuani, A. e Chianese, D. A detailed analysis of gains and losses of a fully-integrated flat roof amorphous silicon photovoltaic plant, **Solar Energy**, vol. 85, n°. 9, p. 2360–2373, Setembro de 2011.

Fraunhofer ISE. **Photovoltaics Report, updated: 12 July 2017**, - <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> -Acesso em 15-08-2017.

Gasparin, F.P., Buhler, A.J. e Krenzinger, A. **Análise da Importância do Fator de Descasamento Espectral na Caracterização Elétrica de Módulos Fotovoltaicos**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, 2012b.

Gostein, M. e Dunn, L. **Light soaking effects on photovoltaic modules: overview and literature review**, in Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 37th IEEE. IEEE, p. 003 126–003 131, 2011.

Gottschalg, R., Infield, D.G. e Kearney, M.J. Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin-film solar cells, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 79, nº. 4, p. 527–537, Setembro 2003.

Gottschalg, R.; Bettes, T. e Williams S. A critical appraisal of the factors affecting energy production from amorphous silicon photovoltaic arrays in maritime climate, **Solar energy**, vol.77, nº. 6, p.909-916, 2004.

Green, M.A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. e Dunlop, E.D. Solar cell efficiency tables (version 50), **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2017.

Guechi, A. e Chegaar, M. Effects of diffuse spectral illumination on microcrystalline solar cells. **J. Electron Devices**; 5: 116–21, 2007.

Haag. R. **Estimativa da distribuição espectral da radiação solar sobre o território brasileiro através da análise multiinstrumental**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2012.

Haag. R. e Krenzinger, A. Determinação das características espectrais da radiação solar na superfície terrestre através de satellites, **Revista Brasileira de Energia Solar**, Vol. V Número 2 p.171-180, Dezembro de 2014.

Hincapie, O.C., Piccoli, A.L., Gasparin, P.F. e Krenzinger A. **Estudo e Montagem de Túnel para Simulador Solar**, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, Abril de 2014.

IEA, Report IEA-PVPS T13-02, **Characterisation of Performance of Thin-film Photovoltaic Technologies**, 2014.

IEC, International Electrotechnical Commission, IEC 61215-2 -**Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures**, 2016.

IEC, International Electrotechnical Commission, IEC 60904-9 - **Photovoltaic Devices Part 9: Solar simulator performance requirements**, 2007.

IEC, International Electrotechnical Commission, IEC 60904-3 - **Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data**, 2008.

IEC, International Electrotechnical Commission, “IEC 60904-7- **Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices**”, 2008b.

IEC, International Electrotechnical Commission, IEC 61646 - **Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval**, 2008.

IEC, International Electrotechnical Commission, IEC 62804 - **Photovoltaic (PV) modules—Test methods for the detection of potential-Induced degradation**, 2015.

Ishii, T., Otani, K. e Takashima, T. Effets of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol. 19, n°2, (Mar. 2011), p. 141 – 148, 2011.

Jordan, D.C. e Kurtz, S.R. Photovoltaic Degradation Rates- an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Res. Appl.**, 21: 12-29, 2013.

Kenny, R.P., Ioannides, A., Müllejans, H., Zaaiman, W. e Dunlop, E.D. **Performance of thin film PV modules**, *Thin Solid Films*, Vol. 511–512, p. 663-672, Julho de 2006.

Kenny, R.P., Viganó, D., Salis, E., Bardizza, G., Norton, M., Müllejans, H. Perin-Gasparin F. e Zaaiman W. Power rating of photovoltaic modules including validation of procedures to implement IEC 61853 on solar simulators and under natural sunlight, **Prog. Photovolt: Res. Appl**; 21(6):1384–99, 2013.

Kim, K.A., Dostart, N., Huynh, J. e Krein, P.T. **Low-cost solar simulator design for multijunction solar cells in space applications**. In: Proceedings of IEEE power and energy conference at Illinois, PECEI, 2014.

Kohraku, S. e Kurokawa, K. A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator. **Sol Energy Mater Sol Cells**; 90: 3364–70, 2006.

Kruger, T. On the origin of the Staebler-Wronski effect, **Journal of Applied Physics** 99, 2006.

Kumar, M. e Kumar, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 78, Pages 554-587, ISSN 1364-0321, 2017.

Lasnier, F. e Ang, T.G. **Photovoltaic Engineering Handbook**, Adam Hilger, New York, 568p, 1990.

Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G.E., Schubert, M. e Werner, J.H. Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 93, no. 6–7, p. 1095–1099, Junho 2009.

Makrides, G., Zinsser, B., Phinikarides, A., Schubert, M. e Georghiou, G.E. Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies, **Renewable Energy**, vol. 43, p. 407–417, 2012.

Mathers, C. Upper limit of efficiency for photovoltaic cells. **Journal of Applied Physics** 48, p.3181-3182, 1977.

Matson, R.J., Emery, K. A. e Bird, R.E. Terrestrial Solar Spectra, Solar Simulation and Solar Cell Short-Circuit Current Calibration: A Review, **Solar Cells**, 11 105-145, 1984.

Meneses-Rodríguez, D., Horley, P.P., González-Hernández, J., Vorobiev, Y.V. e Gorley, P.N. Photovoltaic solar cells performance at elevated temperatures, **Solar energy**, vol. 78, p. 243–250, Fevereiro 2005.

Mohan, A., Pavithran, J., Osten, K.L., Jinumon, A. e Mrinalini, C.P. **Simulation of spectral match and spatial non-uniformity for LED solar simulator**. In: Proceedings of IEEE global humanitarian technology conference-South Asia satellite (GHTCSAS); p.111–2014.

Mon, G.L., Wen e Ross, R. **Water-module interaction studies**. Conference Record of the 20th IEEE PV Specialists Conference, p.1098-1102, 1988.

Munoz, M.A., Alonso-Garcia, M.C, Nieves, V. e Chenlo, F. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. **Solar Energy** 85, 2264–2274, 2011.

Muñoz, M.A., García, M.C. e Marin, O. Characterization of thin-film PV modules under standard test conditions: Results of indoor and outdoor measurements and the effects of sunlight exposure, **Solar Energy**, vol. 86, nº. 10, (Oct. 2012), p. 3049–3056, 2012.

Ndiaye, A. e Charki, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy** 96 (2013) 140–151, 2013.

Noufi, R. e Zweibel, K. (Eds), **High-Efficiency CdTe and CIGS Thin-Film Solar Cells: Highlights and Challenges**, “IEEE 4th World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion”, 2006.

Novickovas, A., Baguckis, A., Mekys, A. e Tamosiūnas, V. Compact light-emitting diode-based aaa class solar simulator: design and application peculiarities. **IEEE J Photovolt**; 5(4): 1137–47, 2015.

Okullo, W., Munji, M., Vorster, F.J. e Van Dyk E.E. Effects of spectral variation on the device performance of copper indium diselenide and multi-crystalline silicon photovoltaic modules, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 95, nº. 2, (Feb. 2011), p. 759–764, 2011.

Ossenbrink, H., Müllejans, H., Kenny, R. e Dunlop, E. - Standards in Photovoltaic Technology, in W.G.J.H.M. van Sark (ed), Photovoltaic Technology Vol. 1A in Comprehensive Renewable Energy, A. Sayigh, Ed. Oxford: **Elsevier**, p. 787–803, 2012.

Partain, L.D. **Solar Cells and their Applications**. John Wiley and Sons, New York–USA, 566p, 1995.

Pearce, J.M., Koval, R.J., Collins, R.W., Wronski, C.R., Al-Jassim, M.M. e Jones, K.M. **Correlation of light-induced changes in a-Si:H films with characteristics of corresponding solar cells**, Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, p1098-1101, 2002.

Pernpeintner, J., Happich, C., Schiricke, B., Lichtenthäler, N. e Weinhausen, J. **Linear Focus solar simulator test bench for non-destructive optical efficiency testing of parabolic trough receivers**. Energy Procedia; 69: 518–22, 2015.

Pravettoni, M., Nicola, M. e Friesen, G. **A Filtered Pulsed Solar Simulator for Spectral Response Measurements of Multi-Junction Modules of Commercial Size**, Proc. 27th EU PVSEC, Frankfurt, Germany, p. 3209 – 3213, 2012.

PROCEL EPP, **Manual de Iluminação**, Agosto de 2011.

Rampinelli, G.A. e Buhler, A.J. **Análise de diferentes tecnologias fotovoltaicas para instalações residenciais no Sul do Brasil**. ASADES, Avances em Energias Renovables y Medio Ambiente, Vol.16, 0329-518, 2012.

REN21 – **Renewables – Global Status Report**. - http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/GSR_2017_Highlights_FINAL.pdf - acesso em 05-10- 2017.

Roedern, Bolko Von, Kroposki e Benjamin, **Can the Staebler-Wronski Effect Account for the Long-Term Performance of a-Si PV Arrays**. s.l. : National Renewable Energy Laboratory, 1997.

Rüther, R. e Livingstone, J. Seasonal Variations in Amorphous Silicon Solar Module Outputs and Thin Film Characteristics. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. EUA Vol. 36,p. 29-43, 1994.

Sandia National Laboratories – **PV Performance Modeling Collaborative**. <https://pvpmc.sandia.gov/modelling-steps/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>. Acesso em 20-11-2017.

Sabahi, H., Tofigh, A.A., Kakhki, I.M. e Bungypoor-Fard, H. **Design, construction and performance test of an efficient large-scale solar simulator for investigation of solar thermal collectors**. Sustain Energy Technol Assess; 15:35–41, 2016.

Sasala, R. e Sites, J. **Time dependent voltage in CuInSe₂ and CdTe Solar Cells**, in Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE. IEEE, p. 543–548, 1993.

Silverman, T.J., Deceglie, M.G., Marion B. e Kurtz, S.R. Performance stabilization of CdTe PV modules using bias and light, **IEEE J.Photovoltaic**, 2014.

Souza, R.B., Prieb, César W.M. e Krenzinger, A. **Ensaio de Módulos Fotovoltaicos no Labsol** - Ufrgs. In: XV Congreso Ibérico y X Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 2012, Vigo. Libro de Actas del XV Congreso Ibérico y X Congreso Iberoamericano de Energía Solar. Vigo, Espanha: Reprogalicia, vol. 1. p. 385-390, 2012.

Stiebig, H., Zahren, C. e Rau, U. **Simple Approach Characterization Thin-film Silicon Tandem Cells Modules**, Proc. 25th EU PVSEC/ 5th WCPEC, Valencia, Spain, p. 2744-2747, 2010.

Vedat, E., Şafak, S. e Bülent, O. Light sources of solar simulators for photovoltaic devices: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 77 1240–1250, 2017.

Virtuani A. e Fanni L. Seasonal power fluctuations of amorphous silicon thin-film solar modules: distinguishing between different contributions, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, p. 208-217, 2012.

Virtuani, A., Müllejans H. e Dunlop, E.D. Comparison of indoor and outdoor performance measurements of recent commercially available solar modules, **Prog. Photovolt: Res. Appl.** 19, p. 11-20, 2011.

Virtuani, A., Paganello, D. e Friesen, G. **Overview of temperature coefficients thin-film photovoltaic technologies**. Proceedings of the 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Valencia-Spain, 2010.

Virtuani, A. e Strepparava, D. Modelling the performance of amorphous and crystalline silicon in different typologies of building-integrated photovoltaic (BIPV) conditions, **Solar Energy**, Vol. 146, Pages 113-118, 2017.

Vora, A., Gwamuri, J., Pearce, J.M., Bergstrom, P.L. e Guney, D.O. Multi-resonant silver nano-disk patterned thin film hydrogenated amorphous silicon solar cells for Staebler-Wronski effect compensation, **Journal of Applied Physics** 116, 2014.