

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

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais
PPGE3M

DESENVOLVIMENTO E CARACTERIZAÇÃO DE UM SIMULADOR SOLAR
CONTÍNUO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM TRAÇADOR DE CURVAS *I-V*
AUTOMATIZADO

por

Luiz Antonio Piccoli Junior

Tese de Doutorado

Porto Alegre
2023

DESENVOLVIMENTO E CARACTERIZAÇÃO DE UM SIMULADOR SOLAR
CONTÍNUO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM TRAÇADOR DE CURVAS *I-V*
AUTOMATIZADO

por

Luiz Antonio Piccoli Junior
Mestre em Engenharia Mecânica

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais 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: Ciência e Tecnologia dos Materiais

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Co-Orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Roberto Zilles (USP)

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (UFSC)

Prof. Dr. Rafael Haag (UERGS)

Prof. Dr. Rodrigo de Lemos Peroni

Coordenador do PPGE3M

Porto Alegre, 5 de Junho de 2023

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de pós Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais – PPGE3M/UFRGS, pela oportunidade de desenvolver este trabalho.

Aos professores Dr. Arno Krenzinger e Dr. Fabiano Perin Gasparin pela orientação, convivência e conhecimento transmitido ao longo desse trabalho no LABSOL.

Ao Dr. Fernando Schuck de Oliveira pelo apoio, incentivo e suporte na pesquisa e no desenvolvimento experimental desta Tese.

Ao Dr. César Wilhelm Massen Prieb pelo suporte e convivência ao longo dos anos de pesquisa no LABSOL.

Aos colegas do LABSOL pela amizade.

*Dedico este trabalho à Fátima,
Luiz, Marcella e Ludmila*

RESUMO

Simuladores solares de grande área e exposição contínua são necessários para ensaios *light-soaking* em módulos fotovoltaicos comerciais. Esta Tese propõe o desenvolvimento, caracterização e testes de um simulador deste tipo com instrumentação e software capaz de monitorar os parâmetros elétricos do módulo em teste durante o próprio ensaio. O simulador foi projetado para atender o procedimento de estabilização previsto na norma IEC 61215 e também possibilitar diferentes ensaios automáticos de exposição solar prolongada. A instrumentação desenvolvida é capaz de obter e tratar as curvas características *I-V* do módulo durante o ensaio em intervalos de tempo desejados, possibilitando traçar perfis de variação das características elétricas dos módulos ensaiados ao longo do tempo. O plano de teste tem dimensões de 1,2 x 2 metros e irradiância de 800 W/m², que pode ser variada regulando-se a distância entre o plano de medida e as lâmpadas. O simulador foi instalado dentro de um contêiner, sendo composto por 16 lâmpadas de vapor metálico com potência de 1 kW cada. Ventiladores e exaustores são utilizados para o controle de temperatura. A instrumentação é capaz de manter o módulo polarizado no ponto de máxima potência durante o ensaio por meio de fontes de tensão, também utilizadas para traçar as curvas *I-V* do módulo. A caracterização do simulador é realizada com base nos parâmetros de instabilidade temporal, não-uniformidade espacial e descasamento espectral, demonstrando que o equipamento cumpre com a classificação CCB. Dois módulos com tecnologias de filmes finos foram submetidos a teste de *light-soaking*. As curvas *I-V* foram medidas a cada 30 segundos para o módulo CIGS e 20 segundos para o módulo CdTe, com um tempo de aquisição total da curva de 5 s e 200 pares *I-V* por curva. Os resultados sugerem que a estabilização ocorreu após 5 horas de ensaio para o módulo CIGS e após 50 horas para o módulo CdTe, bem como demonstram a capacidade do simulador em desempenhar as funções para as quais foi projetado, apresentando os perfis de variação dos parâmetros elétricos dos módulos durante o ensaio.

Palavras-chave: Módulos fotovoltaicos; filmes finos; simulador solar.

ABSTRACT

Large-area continuous solar simulators are needed for light-soaking tests on commercial photovoltaic modules. The present Thesis proposes the development, characterization and testing of a simulator of this type with instrumentation and software capable of monitoring the electrical parameters of the tested module during the test. The simulator was designed to meet the stabilization procedure provided in the IEC 61215 standard and also enable different automatic light exposure tests. The developed instrumentation is capable of obtaining and processing the *I-V* characteristics of the module during the test at desired time intervals, making it possible to track change profiles of the electrical characteristics of the tested modules over time. The test plane has dimensions of 1.2 x 2 meters and an irradiance of 800 W/m², which can be varied by adjusting the distance between the measurement plane and the lamps. The simulator was installed inside a container, consisting of 16 metal halide lamps with 1 kW each. Axial fans and exhaust fans are used for temperature control. The instrumentation keeps the PV module polarized at the maximum power point during the test by electronic loads, also used to trace the module's *I-V* curves. The characterization of the simulator is performed based on the parameters of temporal instability, spatial non-uniformity and spectral mismatch, demonstrating that the equipment complies with the CCB classification. Two modules with thin-film technologies were light-soaked. *I-V* curves were measured every 30 seconds for the CIGS module and every 20 seconds for the CdTe module, with a total *I-V* curve acquisition time of 5 s and 200 data points per curve. The results showed that the CIGS module stabilized after 5 hours of testing and the CdTe module stabilized after 50 hours. They also demonstrate the ability of the simulator to perform the functions for which it was designed by showing the variation profiles of the electrical parameters of the modules during the test.

Keywords: Photovoltaic modules; thin films; solar simulator.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

α	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura
$\alpha_{i=1,2}$	Ângulo entre o vetor normal da superfície dA_i e o vetor r
β	Coefficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura
β_i	Ângulo igual à soma dos ângulos φ e θ/n , para uma determinada divisão do feixe emitido pelo refletor
θ	Ângulo de abertura do refletor
γ	Ângulo de rotação do refletor
γ'	Ângulo igual à soma de γ e φ
φ	Ângulo formado entre a extremidade do feixe e o plano de teste
φ'	Novo ângulo formado entre o feixe e o plano de teste com a rotação do refletor
μ -Si	Silício micro cristalino
μ -Si:H	Silício micro cristalino hidrogenado
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Massa de ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM	American Society for Testing and Materials
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
a-Si	Silício amorfo
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
a-SiGe:H	Silício amorfo e germânio hidrogenado
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
c-Si	Silício cristalino
CZTSSe	Semicondutor formado por material $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S,Se})_4$
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos (<i>United States Department of</i>

	<i>Energy</i>)
$d\omega$	Ângulo sólido entre as duas superfícies dA_1 e dA_2
$dA_{i=1,2}$	Área infinitesimal da superfície A_i
EOL	Central Geradora Eólica
E_{dA_2}	Fluxo de energia radiante recebido pela superfície dA_2 proveniente de dA_1
E_{max}	Máxima irradiância medida no plano de teste para o ensaio de uniformidade espacial.
E_{min}	Mínima irradiância medida no plano de teste do simulador para o ensaio de uniformidade espacial.
$E_{max,s}$	Máxima irradiância medida durante o tempo de aquisição da curva $I-V$
$E_{min,s}$	Mínima irradiância medida durante o tempo de aquisição da curva $I-V$
$E_{max,l}$	Máxima irradiância medida durante o tempo total do ensaio de exposição contínua
$E_{min,l}$	Mínima irradiância medida durante o tempo total do ensaio de exposição contínua
FF	Fator de forma
GPIB	<i>General Purpose Interface Bus</i>
$G_{pr1(i)}$	Irradiância emitida pelo refletor 1 projetada no eixo x
G_{r1}	Irradiância emitida pelo refletor 1
i_l	i_l é a intensidade luminosa do emissor dA_1
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ISE	<i>Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems</i>
HIT	<i>Heterojunction with Intrinsic Thin Layer</i>
HJC	<i>Heterojunction solar cells</i>
HPBC	<i>Hybrid Passivated Back Contact</i>
LABSOL	Laboratório de Energia Solar
<i>LTI</i>	<i>Long term instability of irradiance</i> ou instabilidade de irradiância de longo prazo

$l_{r1(i)}$	Comprimento projetado no eixo x pelo feixe de radiação emitido pelo refletor
MQT	<i>Module Quality Test</i>
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTC	Sensor do tipo <i>thermistor</i> - <i>Negative Temperature Coefficient</i>
NTEEL	Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica da UFSC
NUR	Não-uniformidade de irradiância no plano de teste do simulador
ONU	Organização das Nações Unidas
OPV	<i>Organics photovoltaics</i> ou células fotovoltaicas orgânicas
P_{mp}	Potência máxima do módulo
$P_{máx}$	Valor máximo da potência máxima entre duas medições consecutivas
$P_{mín}$	Valor mínimo da potência máxima entre duas medições consecutivas
$P_{méd}$	Valor médio entre $P_{máx}$ e $P_{mín}$
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Contact</i>
Poli-Si	Silício policristalino
r	Vetor entre as superfícies dA_1 e dA_2
r_{ri}	Raio do feixe de radiação produzido pelo refletor
STI	<i>Short term instability of irradiance</i> ou instabilidade de irradiância no curto prazo
SWE	<i>Staebler Wronski Effect</i>
$sr1(i)$	Comprimento do arco do feixe de fluxo luminoso formado pelo refletor
TCO	Óxido condutor transparente
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
V	Tensão
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
V_{mp}	Tensão do ponto de máxima potência
T_{cel}	Temperatura da célula
T	Temperatura
TOPCon	<i>Tunnel Oxide Passivated Contact solar cells</i>
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia

UFV	Usina Fotovoltaica
UTN	Usina Termonuclear
y_{ri}	Altura do refletor em relação ao eixo x

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos da Tese	3
2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	5
2.1. Cenário Mundial de Geração por Sistemas Fotovoltaicos.....	5
2.2. Geração por Sistemas Fotovoltaicos no Brasil	7
2.3. Módulo Fotovoltaico	8
2.3.1. Curva Característica do Módulo Fotovoltaico	9
2.3.2. Efeito da intensidade da radiação solar incidente na curva característica....	10
2.3.3. Efeito da temperatura do módulo fotovoltaico na curva característica	11
2.3.4. Métodos para correção da curva característica em função da temperatura e da irradiância	12
2.4. Principais tecnologias fotovoltaicas	13
2.4.1. Silício Cristalino (c-Si).....	14
2.4.2. Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS).....	16
2.4.3. Telureto de Cádmio (CdTe)	18
2.4.4. Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si:H).....	20
2.4.5. Silício amorfo hidrogenado com junção em três camadas (PIN).....	22
2.4.6. Dupla junção e tripla junção de silício amorfo hidrogenado (a-Si/a-SiGe) e (a-Si/a-SiGe/a-SiGe)	23
2.4.7. Dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino (a-Si/ μ -Si)	25
2.4.8. Tecnologias Emergentes de Geração Fotovoltaica	27
3. CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
3.1. Estabilização inicial de módulos fotovoltaicos.....	29
3.2. Efeitos metaestáveis em módulos com tecnologia CIGS/CIS	30
3.3. Efeitos metaestáveis em módulos com tecnologia CdTe.....	34
3.4. Normas Internacionais para Ensaios de Caracterização de Módulos Fotovoltaicos	36
3.4.1. Norma IEC 61215:2021	37
3.4.2. Teste de Estabilização - Norma IEC 61215:2021	38
3.4.3. Outros Ensaios de Estabilização	42

4. SIMULADORES SOLARES DE RADIAÇÃO CONTÍNUA	44
4.1. Pesquisas científicas em simuladores solares	44
4.2. Simuladores solares comerciais	48
5. DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL	52
5.1. Fonte luminosa.....	53
5.1.1. Avaliação geométrica bidimensional qualitativa da uniformidade espacial no plano de teste	53
5.1.2. Resultado preliminar com software Matlab®	59
5.1.3. Lâmpadas de vapor metálico	62
5.2. Envoltória e ventilação	64
5.3. Instrumentação: sistema de controle do ensaio	66
5.4. Instrumentação: traçador de curva <i>I-V</i>	68
6. METODOLOGIA: CARACTERIZAÇÃO E ENSAIO LIGHT-SOAKING	71
6.1. Descasamento espectral	71
6.2. Não-uniformidade espacial de irradiância	72
6.3. Instabilidade temporal de irradiância: curto prazo	73
6.4. Instabilidade temporal de irradiância: longo prazo.....	74
6.5. Ensaio light-soaking	74
6.6. Preparo e Configuração da Instrumentação	75
6.7. Sequência Operacional	80
7. RESULTADOS EXPERIMENTAIS	81
7.1. Resultado caracterização do simulador	81
7.2. Resultados ensaios light-soaking	84
7.2.1. Módulo tecnologia CIGS	84
7.2.2. Módulo tecnologia CdTe.....	87
8. CONCLUSÕES	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93

1. INTRODUÇÃO

Energia limpa e acessível é um dos objetivos de desenvolvimento sustentáveis da ONU e se baseia em promover o avanço na transição para uma economia mais verde, mais inclusiva e justa (ONU, 2022). A energia solar fotovoltaica desempenha um papel importante para a redução das emissões de carbono, ação fundamental para a conservação de recursos naturais no planeta. A radiação solar incidente na Terra é um recurso considerado inesgotável e é cada vez mais explorado para produção de energia elétrica com utilização de dispositivos de conversão fotovoltaica. Ano após ano se observam aumentos na demanda, na produção e no desenvolvimento de tecnologias de conversão de radiação solar em energia elétrica. A atual crise energética desencadeada pelo conflito na Ucrânia levou ao aumento dos preços da geração de eletricidade no mundo, sendo que o combustível gás natural sozinho corresponde a mais de 50 % do aumento do custo médio (IEA, 2022). A transição energética com o uso de energias renováveis é importante para um futuro menos dependente de combustíveis fósseis e para a descarbonização.

A geração de energia por fontes renováveis cresceu 500 TWh em 2021 e a energia fotovoltaica representou 170 TWh desse valor. O crescimento da demanda de eletricidade no mundo em 2021 foi cerca de 1.400 TWh, valor que corresponde a 5,9 % de aumento e é mais de 15 vezes superior à queda de demanda que ocorreu no ano 2020, impulsionada pela COVID-19 (IEA, 2021). Considerando as políticas em prática atualmente pelas nações, a demanda global de energia elétrica crescerá 5.900 TWh até 2030 e, caso as nações atinjam as metas de transição energética sustentável, a demanda crescerá 7.000 TWh até 2030, conforme o relatório *World Energy Outlook 2022* (IEA, 2022).

A pesquisa científica anda lado a lado com a indústria para desenvolver novas tecnologias e também para estudar o desempenho das instalações em operação. A confiabilidade na produção de energia ao longo do tempo é fundamental para o sucesso de uma instalação fotovoltaica, assim como para qualquer outra instalação de produção de energia. Existem diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos atualmente, que foram divididas em gerações devido à cronologia em que foram apresentadas ao mercado. Os módulos com a tecnologia de silício cristalino são referenciados como módulos fotovoltaicos de primeira geração e representaram 95 % da produção do mercado no ano 2021 em relação às demais tecnologias (ISE, 2022). A segunda geração de módulos fotovoltaicos integra as

tecnologias de filmes finos, que ganharam interesse do mercado por possuírem algumas vantagens em relação ao silício cristalino, como por exemplo: menos material semiconductor necessário, fabricação mais simples, custos de produção mais baixos, maior flexibilidade na fabricação de módulos para atender a diferentes requisitos estéticos e a capacidade de produzir módulos flexíveis (Ramanujam et al., 2020). De acordo com o relatório da Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE, 2022), que apresenta informações sobre o mercado de energia solar no mundo, no ano de 2021 as tecnologias de filmes finos somadas representaram 10 GW de produção de módulos fotovoltaicos, cerca de 5 % do total produzido no mundo.

As três principais tecnologias de filmes finos introduzidas ao mercado são silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Destas tecnologias, o CdTe, atualmente, é a com maior destaque, com módulos fotovoltaicos comerciais com eficiências em torno de 18 %, que é um valor competitivo em relação aos módulos de c-Si comerciais. Existem também módulos flexíveis com tecnologia CIGS sendo comercializados atualmente com eficiências de até 18,3 % (MiaSolé (Hanergy), 2021).

As tecnologias de filmes finos têm grande potencial de desenvolvimento, pois podem ainda desempenhar um importante papel na busca pela melhor integração da geração fotovoltaica com as edificações, tema conhecido também pela sigla BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*), devido a possibilidade de produção dos geradores fotovoltaicos em substratos flexíveis e o melhor aproveitamento da área disponível nas construções. Igualmente, os filmes finos são pesquisados atualmente para integrar módulos do tipo dupla junção, ou *tandem*, com outras tecnologias fotovoltaicas, para a obtenção de módulos mais eficientes, sem grande impacto no custo de produção (Mufti et al., 2020). No entanto, as tecnologias de filmes finos exibem variações em seus parâmetros elétricos quando inicialmente expostas à radiação solar. As tecnologias CIGS e CdTe apresentam efeitos típicos de aumento de potência nas primeiras horas de irradiação solar, tema amplamente estudado e relatado na bibliografia (Bosio et al., 2020; Del Cueto & Von Roedern, 2006; Feurer et al., 2017 ; Haug et al., 2003; Ruberto & Rothwarf, 1987; Silverman et al., 2015). A ocorrência desses efeitos motivou a padronização dos testes de estabilização, atualmente definidos na norma internacional IEC 61215 (IEC, 2021a-f). Os parâmetros elétricos em condições estabilizadas são fundamentais para estimar corretamente o desempenho em

condições reais de operação. Os procedimentos de teste previstos na IEC 61215 são obrigatórios em diversos países como teste de conformidade para a comercialização do produto. Nesse contexto, o *light-soaking* com simulador solar de exposição contínua é recomendado para testar a estabilização de módulos fotovoltaicos com tecnologia de filmes finos.

Todavia, apesar da caracterização do módulo em uma condição estável padronizada pela IEC 61215, as instabilidades descritas aqui são complexas, variadas e ocorrem durante a operação real dos módulos fotovoltaicos em campo, podendo ocasionar em variações de desempenho dos sistemas de geração. O trabalho de Gostein e Dunn (2011) apresenta uma revisão sobre estas instabilidades em tecnologias CIGS, CdTe e a-Si:H, demonstrando que os efeitos são variados e dependem da fabricação da célula solar.

Desta maneira, a presente Tese tem como foco principal desenvolver, caracterizar e testar um simulador solar de exposição contínua e grande área capaz de monitorar os parâmetros elétricos do módulo ensaiado ao longo do tempo de maneira automática. O desenvolvimento foi realizado com base no aperfeiçoamento de equipamento previamente montado por Costa (2018). Esta nova versão do equipamento permite analisar os efeitos metaestáveis dos módulos de filmes finos, ou outras tecnologias, em condições controladas e estudar como este comportamento pode interferir no desempenho destes módulos fotovoltaicos em condições reais de operação.

1.1. Objetivos da Tese

O objetivo principal desta Tese é de desenvolver, dentro de um laboratório de pesquisas e com custo razoavelmente baixo, um simulador solar de exposição contínua com instrumentação capaz de monitorar a variação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico durante o próprio ensaio, com a finalidade de obter dados para a análise dos efeitos de instabilidade em módulos fotovoltaicos.

Como objetivos específicos podem-se citar as seguintes ações:

a) Avaliar o equipamento desenvolvido por Costa (2018) no Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LABSOL), de maneira a utilizar o trabalho já realizado e desenvolver um novo equipamento, que tenha melhor controle de temperatura dos módulos

ensaiados, uniformidade espacial de irradiância, controle de intensidade de irradiância e sistema de monitoramento e de aquisição de dados para os ensaios;

b) Caracterizar o simulador desenvolvido neste trabalho com relação a estabilização de irradiância ao longo do tempo, uniformidade espacial de irradiância e espectro de radiação da fonte luminosa, classificando o simulador conforme a norma IEC 60904-9 (IEC, 2020);

c) Realizar ensaios de módulos fotovoltaicos com tecnologia de filmes finos de maneira a avaliar o desempenho do equipamento desenvolvido e também avaliar os resultados da variação dos parâmetros elétricos dos módulos.

2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A produção de eletricidade através da conversão fotovoltaica da energia solar está em grande expansão, visto que tem se apresentado como uma alternativa atraente de investimento para suprir a forte demanda por energia no mundo.

2.1. Cenário Mundial de Geração por Sistemas Fotovoltaicos

A capacidade total de novas instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no ano 2021 foi de 167,8 GW, que representa um crescimento de 21 % frente aos 138,2 GW instalados em 2020, conforme SolarPower Europe (2022). Em 2019, esse número foi igual a 117,6 GW (SolarPower Europe, 2021). O Brasil passou a integrar o grupo dos 10 países que mais instalaram sistemas de geração fotovoltaica no mundo em 2020, na décima posição, e subiu para a 7^a posição em 2021, sendo o único país latino-americano nesse grupo. O Brasil instalou em 2021 5,5 GW em sistemas fotovoltaicos centralizados, um crescimento de 74% em relação ao recorde anterior de 3,2 GW em 2020. A China permanece na liderança com 54,9 GW de capacidade instalada no ano 2021, a Figura 2.1 apresenta estes dados em percentual (SolarPower Europe, 2022).

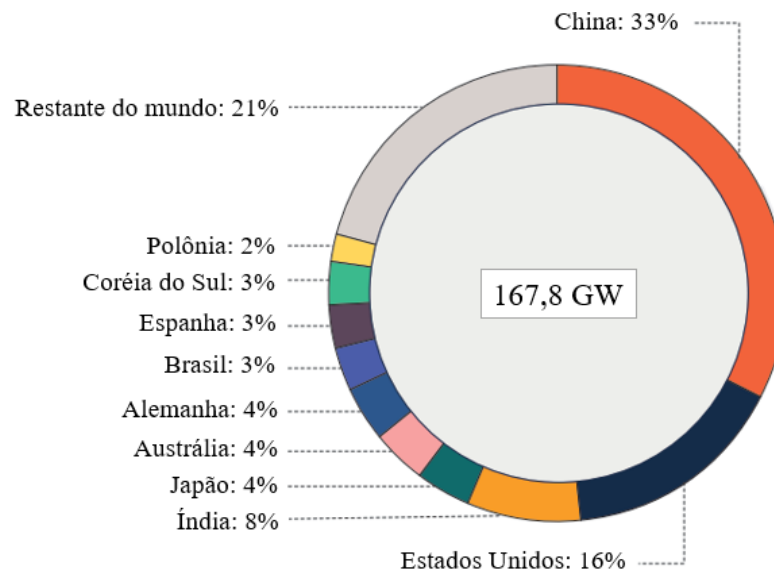


Figura 2.1 – Percentual de capacidade instalada em 2021 para cada país, adaptado de SolarPower Europe (2022).

A Figura 2.2 apresenta a evolução da capacidade acumulada total em sistemas fotovoltaicos instalados entre os anos 2000 e 2021, separado em Europa, Américas, APAC (Ásia Pacífico), China e MEA (Oriente médio e África, ou *Middle East and African*). Pode-se ver que a capacidade total em 2021 chegou a 940 GW.

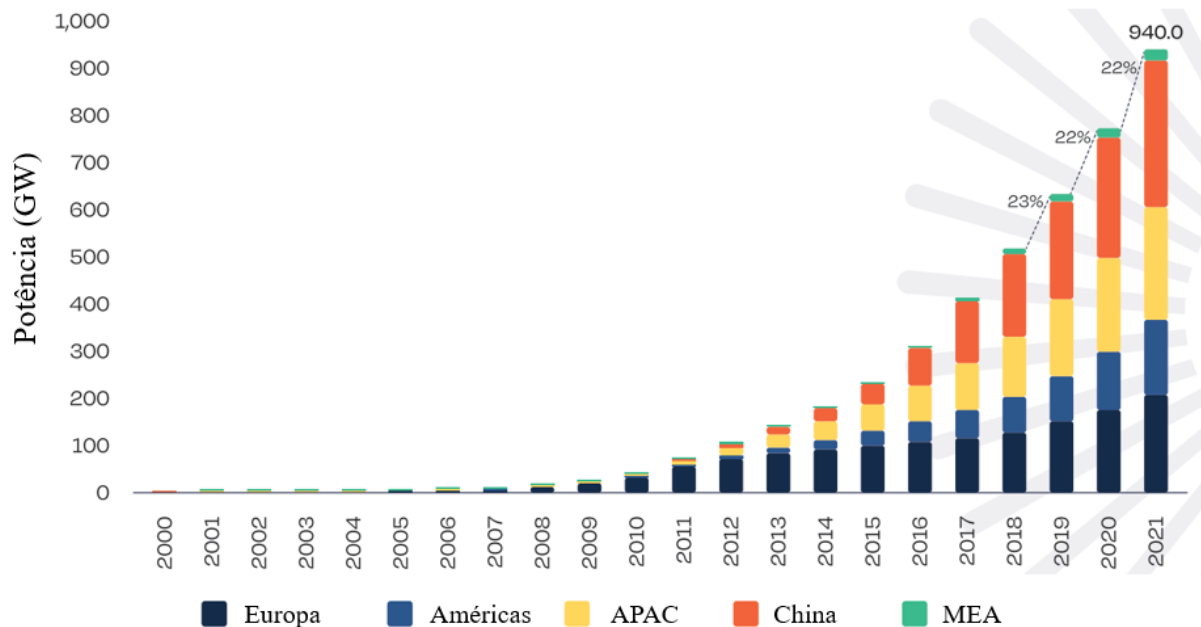


Figura 2.2 - Evolução da capacidade total de sistemas fotovoltaicos instalados ao longo do tempo (SolarPower Europe, 2022)

O relatório *Photovoltaics Report* do Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (2022), também apresenta dados importantes sobre o mercado de energia solar fotovoltaica. Segundo ISE (2022), em 2021 a tecnologia de silício cristalino representou mais de 95 % da produção total, sendo que aproximadamente 84 % correspondeu a silício monocristalino, similar ao ano 2020 e muito superior aos 66 % referente a 2019. A Figura 2.3 apresenta uma ilustração da produção de módulos fotovoltaicos desde 2000 até 2021 por tecnologia. Segundo ISE (2022), a produção total em 2021 foi de aproximadamente 190 GW, sendo que os autores destacam que dependendo da fonte estes dados podem variar de 183 a 190 GW. Conforme se pode ver na Figura 2.3, o silício monocristalino vem ganhando mercado frente ao silício policristalino.

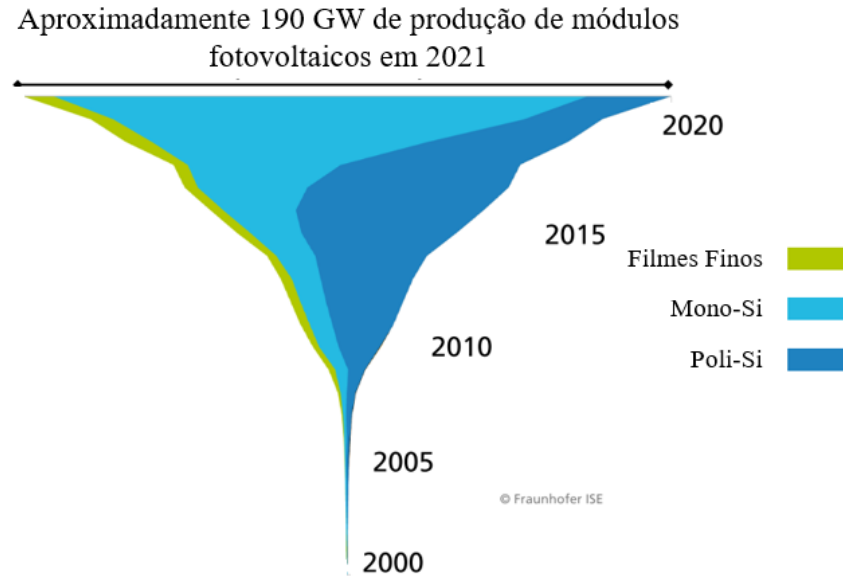


Figura 2.3 Capacidade anual de módulos fotovoltaicos produzida por tecnologia, adaptado de ISE (2022).

2.2. Geração por Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

No Brasil, conforme publicado no Banco de Informações de Geração no endereço eletrônico da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023a) havia 20.391 centrais geradoras fotovoltaicas em operação em abril de 2023, somando uma capacidade de 8,5 GW. Este número representa 4,45% da capacidade total instalada para geração de energia do Brasil, que é de 191,7 GW. A Tabela 2.1 apresenta a matriz elétrica brasileira, ilustrando estes dados (ANEEL, 2023a). Para os empreendimentos em construção, a potência de instalação das centrais fotovoltaicas representa 32,35 % do total, ou 5,9 GW de um total de 18,4 GW, demonstrando o grande crescimento deste setor no Brasil. Ao todo são 150 unidades centrais fotovoltaicas em construção, conforme consulta no endereço eletrônico da ANEEL (ANEEL, 2023a).

Com relação à geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, o endereço eletrônico da ANEEL fornece dados das unidades consumidoras separadas por tipo. Estas informações estão apresentadas na Tabela 2.2. Pode-se verificar que o total da geração distribuída no Brasil atualmente possui 20,4 GW de potência instalada, com 1.876.136 unidades geradoras,

sendo que 1.875.453 são unidades de geração fotovoltaica. Os dados foram consultados no dia 21/04/2023 (ANEEL, 2023b).

Tabela 2.1 – Matriz elétrica brasileira, dados atualizados em 21/04/2023 (ANEEL, 2023a).

Sigla	Descrição	Potência Instalada (GW)	Percentual (%)
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia	103,19	53,81
UTE	Usina Termelétrica de Energia	46,11	24,05
EOL	Central Geradora Eólica	25,34	13,22
PCH	Pequena Central Hidrelétrica	5,71	2,98
UFV	Usina Fotovoltaica	8,53	4,45
UTN	Usina Termonuclear	1,99	1,04
CGH	Central Geradora Hidrelétrica	0,87	0,45
TOTAL		181,04	100,00

Tabela 2.2 – Dados da geração fotovoltaica distribuída no Brasil, dados obtidos em 21/04/2023 (ANEEL, 2023b).

Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)
Central Geradora Hidrelétrica	90	85.239,07
Central Geradora Eolielétrica	94	17.214,55
Usina Fotovoltaica	1.875.453	20.221.547,01
Usina Termelétrica de Energia	499	155.297,04

2.3. Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas são dispositivos capazes de absorver os fótons que incidem com energia suficiente para que os elétrons da banda de valência do semicondutor passem para a banda de condução. Igualmente, as células são construídas de maneira a apresentar um campo elétrico interno, que separa os portadores de carga, deslocando os que são positivos para uma direção e os negativos para outra. A energia necessária é chamada de *gap* energético e é uma característica do material da célula fotovoltaica. Todavia, as células de silício produzem tensões elétricas relativamente baixas, aproximadamente igual a 0,6 V. Para células

com tecnologias de filmes finos as tensões são mais elevadas, normalmente acima de 1,0 V. As células são associadas em série nos dispositivos chamados de módulos fotovoltaicos para que a tensão resultante seja maior (Pinho e Galdino, 2014).

2.3.1. Curva Característica do Módulo Fotovoltaico

A curva característica I - V é o gráfico da corrente em função da tensão do módulo para uma determinada condição de temperatura e irradiância solar. Esta curva representa a soma das respostas de cada célula fotovoltaica que compõe o módulo, em tensão e corrente, de maneira a caracterizar a qualidade e o desempenho do dispositivo como um todo. A Figura 2.4 apresenta a curva I - V de um módulo de tecnologia CdTe comercial, medida com o simulador pulsado do LABSOL. A Tabela 2.3 apresenta os principais parâmetros obtidos a partir da curva característica, essenciais para avaliação do desempenho do módulo fotovoltaico.

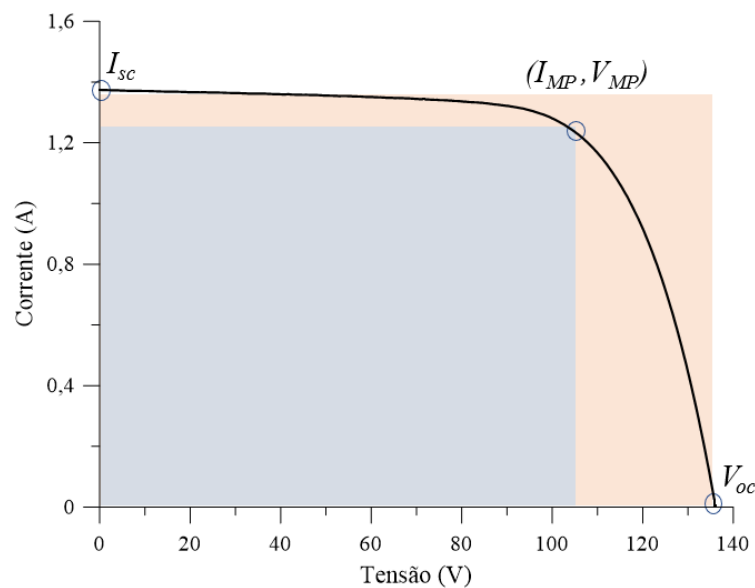


Figura 2.4 - Curva característica I - V de um módulo fotovoltaico de filme fino.

O fator de forma é calculado a partir da Equação 2.1, sendo a razão entre o produto da corrente e da tensão no ponto de máxima potência, área retangular cor azul claro na Figura 2.4, pelo produto da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto, área retangular na cor vermelho claro na Figura 2.4. Quanto maior o fator de forma, melhor o desempenho do

módulo e mais a curva I - V se aproxima de um formato retangular, preenchendo a área do gráfico resultante da multiplicação do denominador da Equação 2.1:

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

Tabela 2.3 - Nome e descrição dos principais parâmetros da curva característica do módulo fotovoltaico.

Variável	Nome	Descrição
I_{SC}	Corrente de curto-circuito	É a corrente que ocorre quando o módulo está iluminado e com seus terminais conectados em curto-circuito. Nesta condição, não existe carga conectada ao módulo e a tensão entre os seus terminais é nula.
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	É a máxima tensão possível de se obter em um módulo fotovoltaico. Nesta condição os terminais não estão conectados, resultando em uma corrente nula.
I_{MP}	Corrente de máxima potência	É a corrente que corresponde ao par I - V cujo produto produz o maior valor de potência para essa curva característica.
V_{MP}	Tensão de máxima potência	É a tensão que corresponde ao par I - V cujo produto produz o maior valor de potência para a referida curva característica.
P_{MP}	Potência máxima ou potência nominal	É resultante do produto $I_{MP} \times V_{MP}$ e representa a potência máxima desse módulo fotovoltaico nessas condições de radiação e temperatura.
FF	Fator de forma	Mede o quanto o produto $I_{MP} \cdot V_{MP}$ se aproxima do produto entre os valores máximos de corrente e tensão, $I_{SC} \cdot V_{OC}$. As iniciais FF vêm do nome em inglês <i>fill factor</i> .

2.3.2. Efeito da intensidade da radiação solar incidente na curva característica

Quanto maior for a incidência de fótons no módulo fotovoltaico, maior será a geração de pares elétrons lacunas, portadores de carga dentro do semicondutor, desde que os fótons possuam energia suficiente para que o elétron passe da banda de valência para a banda de

condução. Desta maneira, a corrente produzida pelo módulo aumenta com a intensidade de radiação solar. A corrente de curto-circuito tem acréscimo linear com a irradiância solar. Já a tensão de circuito aberto varia com o logaritmo natural da irradiância, visto que a relação entre corrente e tensão da célula é exponencial (Araújo et al., 1985). A Figura 2.5 ilustra a influência da radiação na curva tensão versus corrente de um módulo fotovoltaico de filmes finos, mantendo-se constante a temperatura do módulo.

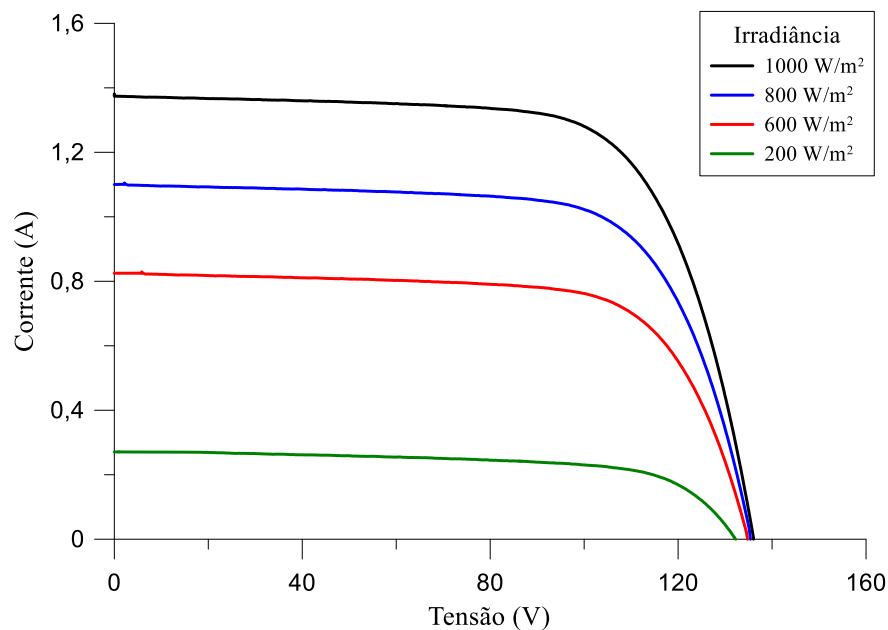


Figura 2.5 - Curva característica de módulo fotovoltaico com tecnologia de filmes finos para diferentes irradiâncias.

2.3.3. Efeito da temperatura do módulo fotovoltaico na curva característica

A temperatura também produz um importante efeito nas características elétricas das células e módulos fotovoltaicos. Com o aumento de temperatura, mantendo-se a irradiância constante, os elétrons da banda de valência do material semiconductor apresentam um ganho de energia térmica, aumentando a geração de pares elétron-lacuna. O resultado é um pequeno aumento da corrente na célula fotovoltaica sob mesma irradiância solar para temperaturas maiores. O coeficiente α , que representa a variação da corrente de curto-circuito da célula em relação à variação da temperatura é, portanto, positivo. Valores típicos para o α são +0,004

$\text{mA}/\text{cm}^2\cdot^\circ\text{C}$ ou $+0,05\%/^\circ\text{C}$ para c-Si. Para o a-Si pode atingir $+0,013 \text{ mA}/\text{cm}^2\cdot^\circ\text{C}$ ou $+0,1\%/^\circ\text{C}$ (Pinho e Galdino, 2014). O efeito da temperatura na tensão do módulo é contrário e mais intenso, de maneira que o pequeno aumento de corrente não compensa o decréscimo da tensão. O coeficiente que representa a variação na tensão de circuito aberto é o β e a sua definição é a razão entre a variação na tensão de circuito aberto e a variação da temperatura da célula. O β é negativo e possui valor típico de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ por célula ou $-0,37\%/^\circ\text{C}$ para tecnologia c-Si e $-2,8 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ por célula ou $-0,32\%/^\circ\text{C}$ para tecnologias a-Si (Pinho e Galdino, 2014). Para módulos com tecnologia c-Si mais modernos, estes valores já estão na faixa de $-0,28$ a $-0,30 \text{ } \%/^\circ\text{C}$. A Figura 2.6 apresenta os gráficos de curvas I - V de um módulo fotovoltaico de filmes finos comercial para diferentes temperaturas.

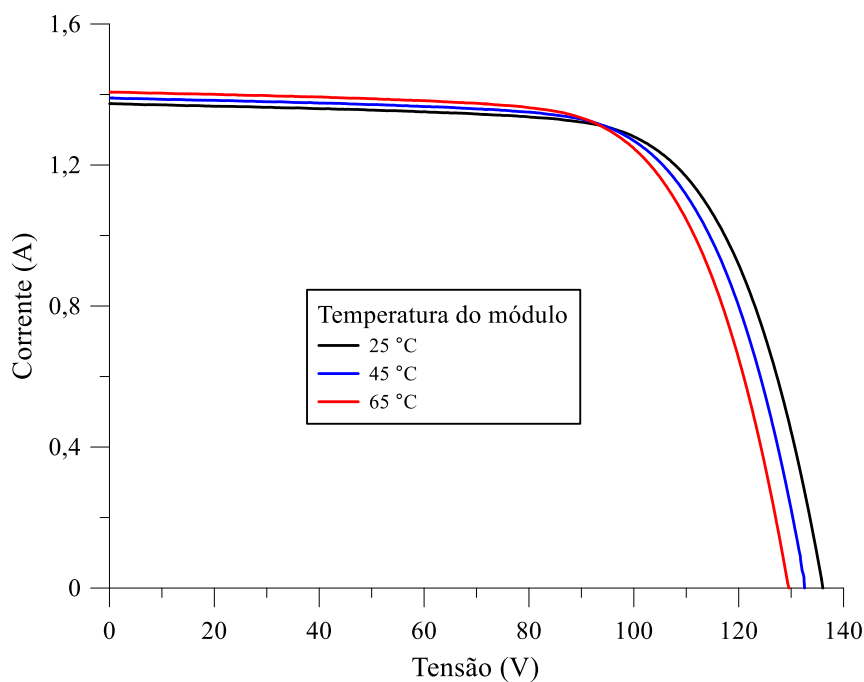


Figura 2.6 - Curva característica de módulo fotovoltaico com tecnologia de filmes finos para diferentes temperaturas, mantendo-se irradiância constante.

2.3.4. Métodos para correção da curva característica em função da temperatura e da irradiância

Conhecer os efeitos da irradiância e da temperatura na curva I - V , bem como os métodos para corrigir a curva para uma determinada condição de referência é fundamental

para a realização de trabalhos experimentais em que não se tem total controle com relação a estes fatores. Mesmo quando a curva é obtida em um simulador solar sob condições controladas de temperatura e irradiância, é comum precisar realizar pequenas correções para minimizar os efeitos destas variações. Existem diferentes métodos para corrigir a curva característica, sendo alguns descritos em normas internacionais, como ASTM E 1036 (ASTM, 2012a) e brasileira NBR-12302 (ABNT, 1991). Conforme apresentado no trabalho de Buhler (2011), os métodos propostos nas normas NBR-12302 e IEC 891 apresentam resultados satisfatórios, mas exigem a determinação de diversas curvas em condições controladas para obtenção de parâmetros utilizados nas equações de ajuste, o que os torna bastante trabalhosos. O método proposto pela norma ASTM E 1036 (ASTM, 2012a) também é consideravelmente trabalhoso porque requer a obtenção de uma matriz com ao menos 36 curvas características referentes a diferentes condições de temperatura e irradiância.

Com o objetivo de tornar a correção das curvas características mais prática e ao mesmo tempo precisa, um método de translação ponto a ponto da curva característica foi proposto por Alonso (2002). Esse método é comumente referenciado como método de translação geométrica. Os pontos são deslocados igualmente com relação ao eixo tensão e corrente levando em conta os efeitos causados pela temperatura e pela irradiância descritos anteriormente e também levando em consideração o fator de idealidade.

Segundo Buhler (2011), resultados experimentais mostram que embora o acréscimo ou decréscimo na tensão e na corrente seja o mesmo ao longo da curva $I-V$, isso não evita que o fator de forma varie na translação. Buhler (2011) também mostrou que o método por translação geométrica apresenta bons resultados quando as diferenças de temperatura e irradiância são pequenas, sendo que para diferenças maiores o método descrito na norma ASTM E 1036 é o mais preciso. No trabalho de Buhler et al. (2014a), é apresentada uma metodologia para translação de curvas $I-V$, que foi testada em diversos módulos fotovoltaicos no LABSOL e apresentou resultados muito satisfatórios. Essa metodologia foi utilizada no desenvolvimento do presente trabalho.

2.4. Principais tecnologias fotovoltaicas

Os principais materiais semicondutores utilizados em células fotovoltaicas para aplicações terrestres, atualmente, são: silício cristalino (c-Si), telureto de cádmio (CdTe),

disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e silício amorfo (a-Si:H). O silício cristalino é comumente referenciado como tecnologia de primeira geração, visto que foi introduzido em larga escala no mercado por primeiro e é, até hoje, a tecnologia mais utilizada. Os filmes finos CdTe, CIGS e a-Si:H, são referenciados como tecnologias de segunda geração e, apesar de serem atualmente utilizados em menor quantidade pelo mercado, são tecnologias promissoras quando se leva em consideração a sua possível utilização em conjunto com células de c-Si ou com outras tecnologias emergentes.

2.4.1. Silício Cristalino (c-Si)

Silício Cristalino domina a produção de geradores fotovoltaicos, com uma fatia de mais de 95% do mercado (ISE, 2022). O material semiconductor destas células é o silício purificado, que pode ser monocristalino ou policristalino. A Figura 2.7 apresenta a estrutura básica de uma das tecnologias de células com este tipo de material.

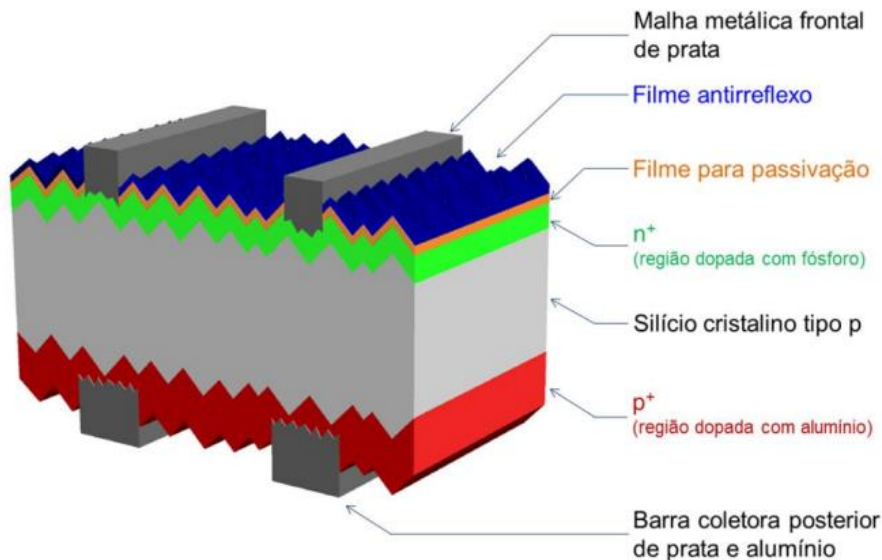


Figura 2.7 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino (Pinho e Galdino, 2014).

Pesquisadores e fabricantes estão em busca constante por aprimoramentos em células com silício cristalino, buscando o aumento de eficiência aliado à viabilidade econômica de fabricação e comercialização. A utilização do silício monocristalino, que possui menor

quantidade de defeitos e, por isso, uma maior eficiência, tem ganhado espaço e segue como tendência. No ano 2019 o silício monocristalino representava 66% do total de produção de células de silício. Em 2021 esse número cresceu para 84% (ISE, 2022), impulsionado, principalmente, pela redução de custos relacionadas a fabricação dos *wafers* de silício monocristalino. Em 2018, o percentual de produção da tecnologia silício monocristalino era de aproximadamente 45%, segundo ISE (2020).

O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) mantém em seu endereço eletrônico um gráfico com as melhores eficiências de células fotovoltaicas, para diferentes tecnologias, desde 1978. Em consulta recente, o recorde para célula com silício policristalino é de 23,3 %, propriedade da Jinko Solar, e, para célula de silício monocristalino, é de 26,1 %, propriedade do Institute for Solar Energy Research Hamelin (NREL, 2023). Segundo esta mesma fonte, a eficiência mais alta para células com silício cristalino corresponde a estrutura do tipo heterojunção (HIT – *Heterojunction Intrinsic Thin Layer* ou HJC – *Hetero-junction Solar Cells*) do fabricante LONGi, com eficiência de 26,8 %. Essa célula é do tipo *p* e utiliza uma tecnologia chamada de Hybrid Passivated Back Contact Cell (HPBC), que não possui malha metálica frontal, tendo ambos eletrodos positivos e negativos na parte posterior. Outros dispositivos com heterojunção utilizam filmes finos de silício amorfo como uma fina camada, permitindo que a célula fotovoltaica aumente a sua resposta espectral e obtenha um ganho em eficiência. Esta tecnologia já é utilizada há alguns anos pela fabricante Panasonic e vem ganhando mais espaço entre os fabricantes, a medida que algumas patentes relacionadas a esta tecnologia expiraram. Há também outros tipos de estruturas e tecnologias em células de silício cristalino que, em muitos casos, são combinadas entre si, como, por exemplo, as células bifaciais, células com camada passiva posterior (PERC) e módulos com células do tipo *half cell* (metade de célula). Estes tipos de estruturas de célula fotovoltaica já estão presentes nos módulos comerciais de grandes fabricantes no mundo, fazendo com que cheguem a eficiências mais altas, como por exemplo a 22,6 % (Sunpower, 2023) e potências nominais maiores, como 600 W (LONGi, 2023).

Outra arquitetura de célula a base de c-Si recente e já presente nos módulos fotovoltaicos comerciais é a TOPCon (*Tunnel Oxide Passivated Contact*), cuja célula conta com contato posterior por efeito túnel em uma fina camada de óxido passivado. De acordo com o relatório *Spring 2022 Solar Industry Update* (NREL, 2022), o percentual de mercado de novas células fotovoltaicas com tecnologia TOPCon em célula tipo *n* foi de 9 % em 2021. O

fabricante Jinko (2023) declara módulo comercial com tecnologia TOPCon com potência nominal de 635 W e eficiência de 23,2 %. O fabricante DAS Solar comunicou ao mercado em Abril de 2023 que sua célula fotovoltaica de tecnologia TOPCon foi certificada com eficiência máxima de 26,24 % e tensão de circuito aberto igual a 730 mV, com área igual a 333,05 cm².

2.4.2. Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS)

Dentre as tecnologias de filmes finos, a CIGS é uma das mais importantes. Segundo NREL (2023), o recorde atual de eficiência em uma célula CIGS é de 23,6%, propriedade da Evolar/UU. O material base das células CIGS é o disseleneto de cobre, índio e gálio, Cu(In, Ga)Se₂, que também pode conter em sua composição outros elementos como Sódio, Prata e Enxofre, com o objetivo de intensificar a sua eficiência. Conforme Ramanujam et al (2020), a tecnologia CIGS está em terceiro lugar, com 3 % de fatia do mercado, atrás das tecnologias de silício cristalino e telureto de cádmio, com 92 e 5 %, respectivamente.

Em uma célula típica CIGS, o semiconductor formado pelo Cu(InGa)Se₂ forma a camada tipo P, já a tipo N é formada por uma fina camada de sulfeto de cádmio (CdS). Acima da camada tipo N é adicionado o óxido transparente condutor, geralmente óxido de zinco. A Figura 2.8 mostra um desenho esquemático desta célula. Existe também uma camada de molibdênio, responsável por estabelecer o contato eletrônico com a parte inferior da célula e também auxiliar na reflexão da luz que atravessa o material e não foi absorvida.

A Figura 2.9 mostra dois gráficos que demonstram propriedades ópticas do material CIGS em comparação com o silício cristalino. A propriedade absorptividade é expressa em $1/d$, sendo que d é a espessura de semiconductor necessária para absorver 100% dos fótons incidentes de determinado comprimento de onda. É possível ver que conforme o comprimento de onda aumenta, aproximando-se da radiação infravermelha, o material precisa de maior espessura para absorver os fótons. Esse fato acontece porque os fótons com comprimentos de onda elevados possuem menor energia. No gráfico da Figura 2.9b pode-se verificar que para 1 μm de espessura do material CIGS é capaz de absorver 95% dos fótons incidentes, enquanto o c-Si absorve somente aproximadamente 60% (Shafarman et al., 2011).

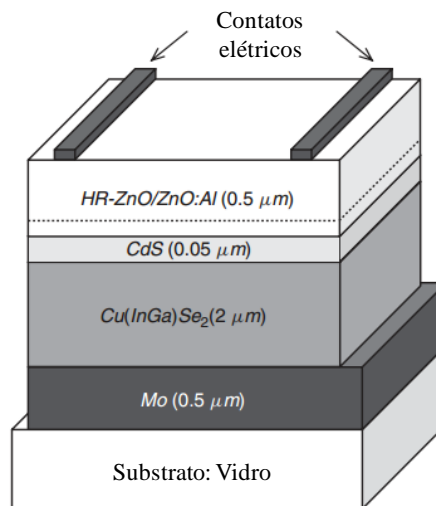


Figura 2.8 – Seção transversal de célula típica de $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ com o vidro como substrato, adaptada de Luque e Hegedus (2011).

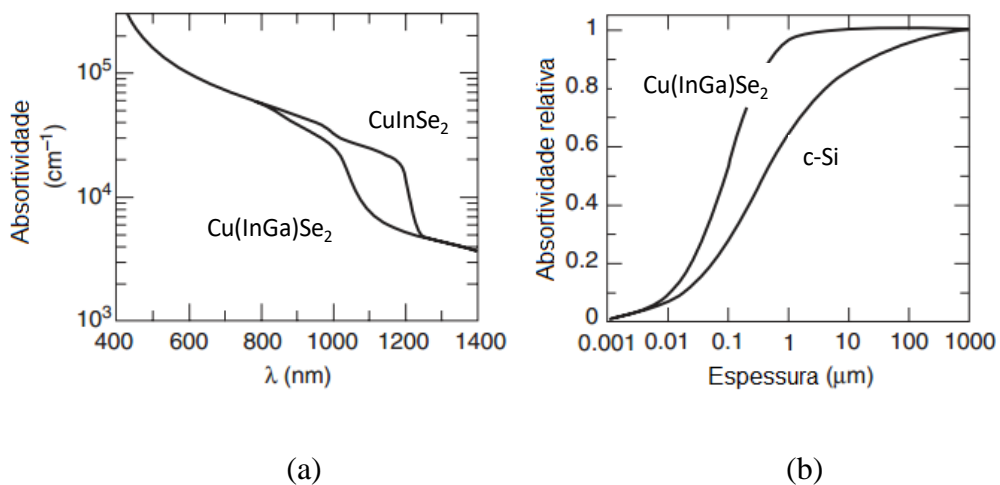


Figura 2.9 – (a) Gráfico da absorptividade do $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ e do CuInSe_2 em função do comprimento de onda da radiação incidente, para banda de valência igual a 1,18 eV e espectro solar com AM=1,5. (b) Gráfico da absorptividade relativa do $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$ comparativamente ao silício cristalino, em função da espessura de material semiconductor, para valores de energia maiores que a banda de valência. Adaptado de Shafarman et al (2011).

A tecnologia CIGS, comparada com outras tecnologias fotovoltaicas, apresenta ótima taxa de desempenho (*energy yield*), baixo coeficiente de temperatura e baixa sensibilidade a sombreamento (Feurer, et al 2017). Igualmente, assim como outros filmes finos, esta tecnologia possibilita a utilização de substratos flexíveis, trazendo uma vantagem em termos de aplicação e integração fotovoltaica em edificações. A Figura 2.10 mostra duas imagens de

módulos flexíveis com a tecnologia CIGS. Nos catálogos dos fabricantes (GlobalSolar, 2021), (MiaSolé (Hanergy), 2021), estão declaradas eficiências de até 18,3 %, valor competitivo quando comparado a tecnologia silício policristalino. Módulos flexíveis também oferecem vantagens por possibilitarem processos de fabricação e de transporte com custos significativamente menores. Por estes motivos, apesar de ainda reter uma pequena fatia do mercado, células fotovoltaicas com tecnologia CIGS são promissoras e estudos recentes apresentam evoluções no seu desenvolvimento (Shi et al., 2021), (Hamada et al., 2020), (Birant et al., 2020). Mufti et al. (2020), faz uma ampla revisão da tecnologia CIGS, com foco na estrutura das células, e conclui que o CIGS é um material promissor para ser utilizado em células de dupla junção (*tandem*) com outras tecnologias no futuro. Existem também estudos recentes com simulações computacionais para a utilização de CIGS em células do tipo *tandem* com perovskita, como apresentado por Kumar et al (2021), resultando em uma estimativa de eficiência calculada igual a 27,5 %. Até o momento algumas destas novas estruturas já alcançaram 24,9 % conforme Bellini (2023).

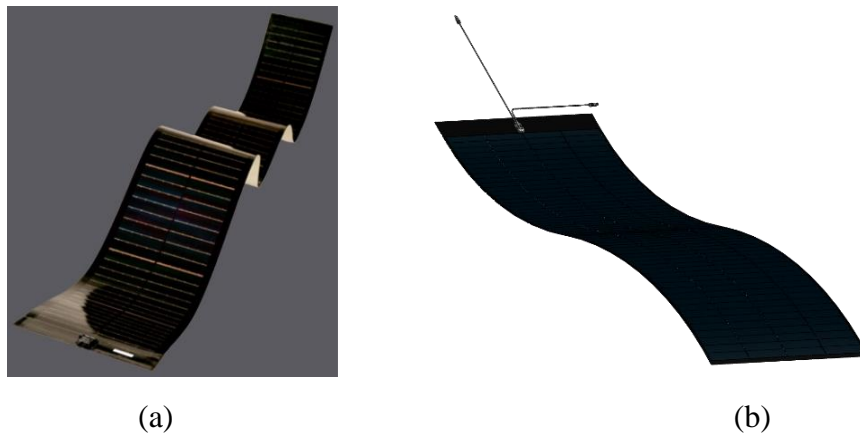


Figura 2.10 – (a) Módulo fotovoltaico flexível CIGS (GlobalSolar, 2021). (b) Módulo fotovoltaico flexível CIGS (MiaSolé/Hanergy, 2021).

2.4.3. Telureto de Cádmio (CdTe)

A tecnologia de fabricação baseada em CdTe é a segunda mais utilizada atualmente, com cerca de 5 % das aplicações terrestres de energia solar fotovoltaica no mundo (DOE,

2021). Células de CdTe podem ser fabricadas com rapidez e baixo custo, quando comparadas a células de silício cristalino. O recorde atual de eficiência para uma célula com este material é de 22,1 %, do fabricante First Solar (NREL, 2023). Módulos fotovoltaicos com tecnologia CdTe estão disponíveis no mercado com eficiência acima de 18 %, fabricados por processos totalmente automatizados, de maneira que competem diretamente com a tecnologia c-Si.

O CdTe é considerado um material excelente para servir como absorvedor de radiação solar, pois possui intervalo de energia entre a banda de valência e a banda de condução em torno de 1,45 eV e um coeficiente de absorção próximo de 10^4 cm^{-1} , precisando de apenas 1 μm para absorver os fótons desta quantidade de energia (Bosio et al., 2020).

O CdTe constitui a camada P da junção PN e o sulfeto de cádmio é utilizado como camada tipo N. Assim como as demais tecnologias de filmes finos, a junção é coberta por um óxido transparente condutor e finalmente depositada em um substrato. Quando o substrato fica entre o material e radiação incidente, refere-se a essa estrutura como superstrato. A Figura 2.11 mostra a estrutura típica de uma célula de CdTe/CdS com um superstrato de vidro. É possível verificar que a camada de CdS é muito menor do que a camada de CdTe. Muitas vezes, antes do contato posterior se instala uma camada de material reflexivo condutor.

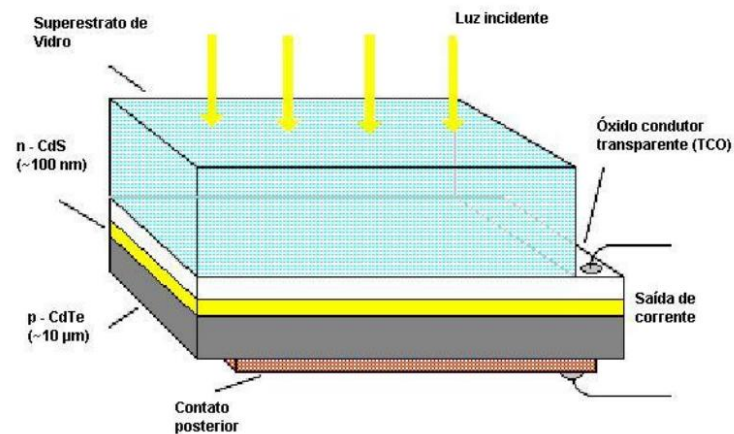


Figura 2.11 – Desenho esquemático célula de CdTe/CdS com superstrato de vidro, (Gasparin, 2012), adaptado de Edwards (2003).

A Figura 2.12 mostra a imagem da estrutura da célula fotovoltaica de um módulo comercial de CdTe, que possui uma camada de vidro na parte frontal e outra na parte posterior, tornando-o cerca de 30 % mais pesado comparativamente a módulos de silício

cristalino. Também se pode verificar que na estrutura da Figura 2.12 há um contato posterior de telureto de zinco (ZnTe), que funciona como uma barreira para a difusão do cobre da camada absorvedora CdTe (Ramanujam et al., 2020). O cobre, geralmente, é utilizado como dopante nas células de CdTe e a sua migração é um problema para a estabilidade das células fotovoltaicas com esta tecnologia (Laurenti et al., 1998), (Corwine et al., 2004), (Korevaar et al., 2011). O controle da quantidade de cobre em células CdTe afeta drasticamente a sua degradação, um trabalho sobre o impacto de diferentes concentrações de cobre e o seu efeito pode ser visto em Artegiani et al. (2020). Atualmente, o problema relacionado a estabilização de longo prazo devido a difusão do cobre está praticamente resolvido com a barreira de ZnTe e com a utilização de menor quantidade de cobre (Ramanujam et al., 2020).

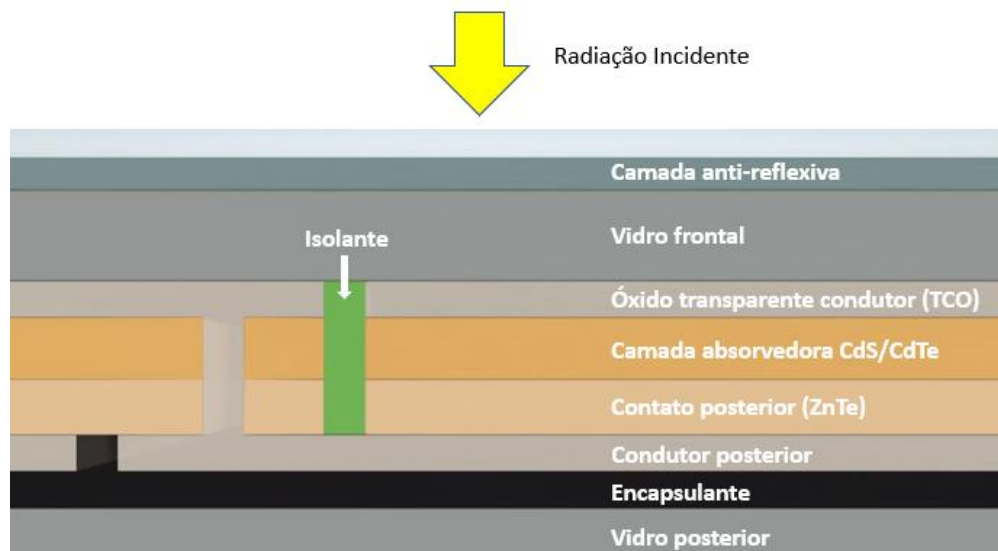


Figura 2.12 – Imagem esquemática da estrutura de um módulo fotovoltaico comercial com tecnologia CdTe. Adaptado de First Solar (2021).

2.4.4. Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si:H)

A utilização do silício amorfo em células fotovoltaicas é resultado de inúmeras pesquisas realizadas com o objetivo de se obter materiais não cristalinos com boas características eletrônicas. Em 1973, Walter Spear e Peter LeComber apresentaram as boas características eletrônicas desse material depositado como um filme fino em substratos através de um processo que utiliza gás silano (SiH_4) por descargas de plasma. Posteriormente, descobriu-se que a condutividade do silício amorfo poderia ser significativamente aumentada

com a utilização do gás fosfina (PH_3) ou diborano (B_2H_6) junto com o gás silano, durante a deposição do filme fino (Schiff et al., 2011). Essas adições estavam dopando o silício, produzindo camadas de materiais com excesso de elétrons ou excesso de lacunas.

O processo de produção do filme fino por deposição a plasma se consolidou como a melhor maneira de se obter boas propriedades eletrônicas no silício amorfo. Uma das razões para isso é que nesse processo são depositados junto com o silício moléculas de hidrogênio, que desempenham a importante função de preencher ligações pendentes na estrutura do silício amorfo. As ligações pendentes podem aumentar significativamente as perdas por recombinação numa célula fotovoltaica, pois “atraem” o par elétron-lacuna gerado dificultando sua extração da célula e favorecendo as chances de que esse par se recombine na estrutura do material. É muito comum se referir ao silício amorfo hidrogenado como simplesmente silício amorfo nas aplicações em células fotovoltaicas, visto que o hidrogênio se tornou essencial nessas aplicações. A Figura 2.13 mostra duas imagens de módulos flexíveis com a tecnologia a-Si:H.



Figura 2.13 – (a) Módulos fotovoltaicos de a-Si:H flexíveis. Fonte: (IDEAL, 2014). (b) Módulos de a-Si:H flexíveis em substrato plástico, fabricante Sanyo/Panasonic Fonte:(Ruther, 2004)

As propriedades ópticas do silício amorfo hidrogenado, juntamente com o baixo preço de produção e simples tecnologia trouxeram grande visibilidade para esse material. Schiff et al. (2011) comparou a capacidade de absorção de uma célula de silício amorfo hidrogenado e de uma célula de silício cristalino, ambas com 500 nm de espessura. Os autores mostraram que,

enquanto a célula de a-Si:H absorve 420 W/m^2 , a célula de c-Si absorve 200 W/m^2 , de um total de 1000 W/m^2 . Sendo assim, para absorver a mesma quantidade de energia que a célula de silício amorfo, a célula de silício cristalino precisa de espessura muito maior.

Módulos fotovoltaicos com silício amorfo hidrogenado possuem um conhecido efeito de degradação chamado de Staebler-Wronski Effect (SWE), (Staebler e Wronski, 1977), (Ruther, 1995), que faz com que as células tenham perda de potência nas primeiras horas de exposição solar. Em geral, os módulos com esta tecnologia são fabricados com potência inicial acima da declarada na identificação do equipamento, que apresenta a potência após a estabilização dos parâmetros elétricos. Com o objetivo de aumentar a eficiência das células fotovoltaicas fabricadas com a-Si:H, fabricantes desenvolveram células com junção tripla PIN, onde a camada intermediária é chamada de camada intrínseca. Também foram desenvolvidas junções duplas e triplas com o elemento Germânio. Em 1997, o LABSOLAR, na Universidade Federal de Santa Catarina, instalou um sistema fotovoltaico integrado a edificação com módulos de dupla junção de silício amorfo. Nascimento e Ruther (2014), mostraram em seu trabalho o desempenho e a confiabilidade desta instalação após 15 anos de operação contínua. Outros trabalhos sobre a mesma instalação também foram publicados (Ruther et al., 2003) e (Ruther et al., 2010).

2.4.5. Silício amorfo hidrogenado com junção em três camadas (PIN)

A maioria das aplicações de células de silício amorfo hidrogenado foram com a chamada junção PIN, visto que utilizam uma camada de silício não dopado entre as regiões N e P. Essa camada de silício não dopado é chamada de camada intrínseca (I). A existência da camada I aumenta a zona de depleção da junção e melhora o desempenho da célula fotovoltaica, pois possui boa absorção da radiação solar. A Figura 2.14 mostra a estrutura da junção PIN, um fóton sendo absorvido na região I e gerando um par elétron-lacuna. Tipicamente, a célula de silício amorfo possui uma camada de um óxido condutor transparente (TCO – *transparent conducting oxide*) que faz o encapsulamento do material semiconductor. Frequentemente, também se utiliza vidro para proteger o módulo fotovoltaico.

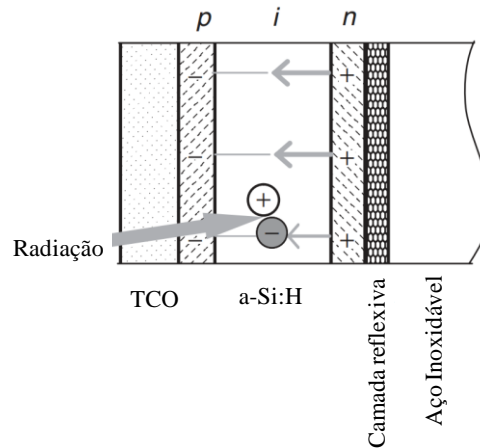


Figura 2.14 – Junção PIN com par elétron-lacuna sendo gerado na parte intrínseca composta de a-Si:H. Camada frontal composta de TCO e camada posterior composta de aço inoxidável. Adaptado de Schiff et al (2011).

2.4.6. Dupla junção e tripla junção de silício amorfo hidrogenado (a-Si/a-SiGe) e (a-Si/a-SiGe/a-SiGe)

O a-Si:H também teve grande aplicação em células de dupla e tripla junção com Germânio. A vantagem de se utilizar mais de uma junção ocorre porque a resposta espectral da célula é aumentada, ou seja, a célula se torna capaz de absorver fótons em uma maior faixa de energia. As características desejáveis nos materiais semicondutores para aplicação em células fotovoltaicas são que possuam alta absorvidade de radiação solar para boa parte do espectro solar e também seja capaz de absorver fótons de ampla faixa de energia.

As células com dupla ou tripla junção de silício amorfo hidrogenado apresentam o germânio nas camadas posteriores. Esse material torna a resposta espectral dessas camadas adequada a comprimentos de onda maiores, ou seja, as camadas posteriores capturam os fótons que não tinham energia suficiente para gerarem o par elétron-lacuna na camada de topo. Um exemplo de respostas espectrais típicas das camadas de uma célula de tripla junção de silício amorfo hidrogenado pode ser visto na Figura 2.15. A estratégia de utilizar diferentes camadas com respostas espectrais distintas chama-se *spectrum-splitting*, ou fracionamento de espectro. A Figura 2.16 mostra uma imagem que ilustra as diferentes camadas de uma junção tripla de silício amorfo hidrogenado. A Figura 2.17 apresenta uma imagem de um módulo

comercial flexível de multicamadas de silício amorfo, com dimensões aproximadas de 5,4 x 0,3 m e potência nominal de 144 W.

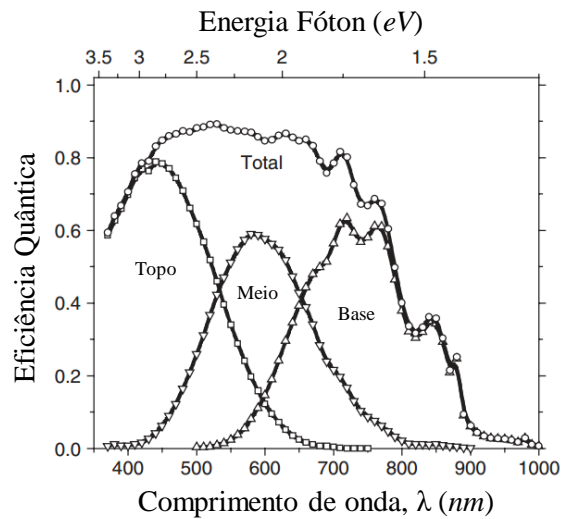


Figura 2.15 – Eficiência quântica das camadas de uma célula típica com tripla junção de silício amorfo hidrogenado, adaptado de Schiff et al. (2011).

As cores ilustram o fracionamento de espectro na Figura 2.16, que é montado para que a célula do topo absorva fótons com maior energia e a célula posterior absorva os com menor energia. A Figura 2.18 mostra uma imagem de estrutura típica de célula de dupla junção de silício amorfo hidrogenado a-Si:H/a-SiGe:H. Pode-se verificar que a camada a-Si:H, com maior energia de banda de valência, fica na parte superior da célula.

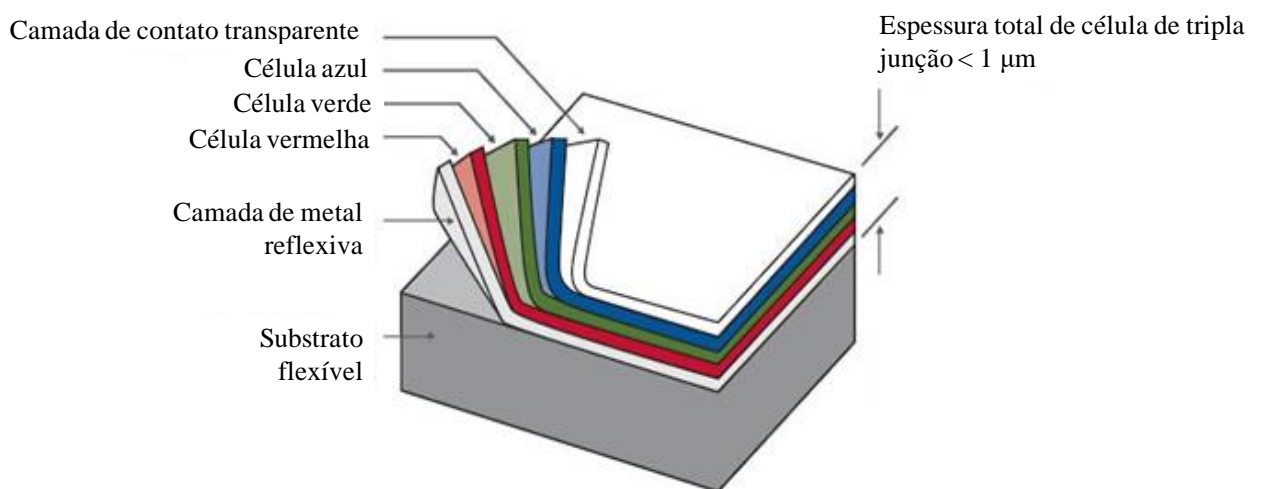


Figura 2.16 – Ilustração de célula com tripla junção de silício amorfo hidrogenado e *spectrum-splitting*, adaptado de UNISOLAR (2021).



Figura 2.17 – Módulo fotovoltaico flexível de silício amorfo de multicamadas (UNISOLAR, 2021).

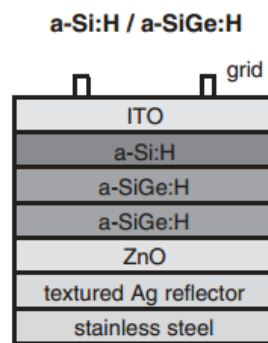


Figura 2.18 – Estrutura típica de célula de silício amorfo hidrogenado de dupla junção. (Delahoy e Guo, 2011)

2.4.7. Dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino (a-Si/ μ -Si)

As células de dupla junção (*tandem*) de silício amorfo com silício microcristalino são células que seguem o mesmo princípio de fracionamento da resposta espectral comentado anteriormente. O silício multicristalino se mostrou uma ótima opção para células de multijunção com silício amorfo por possuir o *gap* de energia da banda de valência para a de condução relativamente baixa. As células com junção *tandem* a-Si/ μ -Si chegam a maiores eficiências quando comparadas a células de uma e dupla junção de silício amorfo hidrogenado. A Figura 2.19 mostra um exemplo de medição de eficiência quântica para as camadas de uma célula *tandem* de a-Si/ μ -Si. A Figura 2.19 foi adaptada do trabalho de

Schicho et al. (2010), que investiga os efeitos da variação da espessura das camadas de topo e de base em células com essa tecnologia.

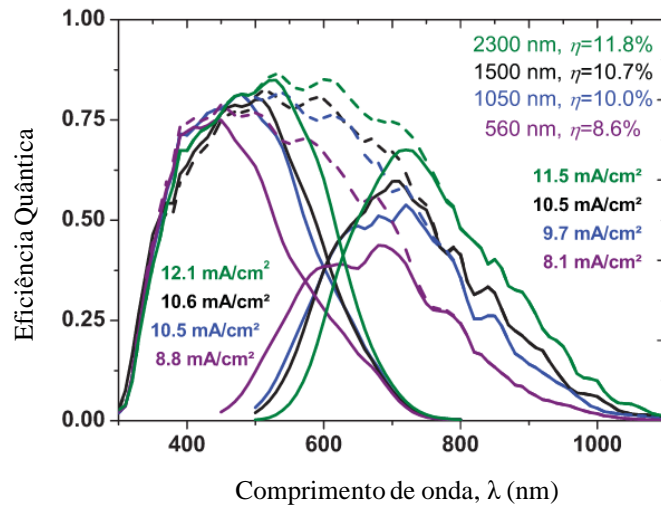


Figura 2.19 – Eficiência quântica, eficiência e densidade de corrente de células de dupla junção de a-Si/ μ -Si com diferentes espessuras. Adaptado de Schicho et al. (2010).

A Figura 2.20 mostra uma estrutura típica de uma célula a-Si/ μ -Si. Esse tipo de célula também é referenciado como dupla junção de silício amorfo com silício nanocristalino a-Si:H/nc-Si:H. Verifica-se com a Figura 2.20 que a camada μ -Si (ou nc-Si) fica na base junto a camada refletora. Conforme descrito por Bellini (2021) a tecnologia tem potencial para aplicação em janelas e claraboias, mas não em projetos de telhados, pois a eficiência estabilizada dessas células é muito baixa, necessitando de maior área em relação a outras tecnologias fotovoltaicas.

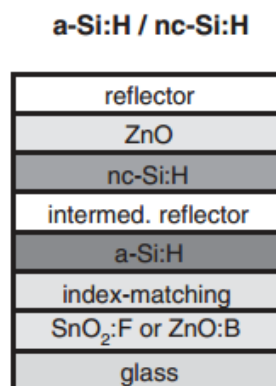


Figura 2.20 – Estrutura típica de uma célula com tecnologia a-SiH/nc-Si:H (ou a-Si:H/ μ -Si:H). (Delahoy e Guo, 2011)

2.4.8. Tecnologias Emergentes de Geração Fotovoltaica

As principais tecnologias emergentes de geração fotovoltaica podem ser divididas conforme NREL (2023), que apresenta um gráfico com os recordes de eficiência para cada tipo de tecnologia. A Tabela 2.4 apresenta estes valores para as tecnologias emergentes. A Perovskita é um dos semicondutores mais pesquisados atualmente para células solares. O maior valor de eficiência apresentado na Tabela 2.4 é para a célula de dupla junção (*tandem*) de perovskita e silício cristalino, demonstrando ser uma promissora alternativa para aumentar a eficiência de módulos fotovoltaicos de silício cristalino. A tecnologia CIGS aparece nesta tabela em conjunto com a dupla junção de Perovskita, confirmando que esse material semicondutor ainda é de grande interesse para a pesquisa de novas células fotovoltaicas.

Tabela 2.4 – Valores recordes de eficiência para diferentes tecnologias emergentes, NREL (2023).

Tecnologia	Recorde de Eficiência (%)
Células Sensibilizadas por Corantes	13,0
Perovskita	25,8
Dupla Junção Perovskita/Si-c	33,2
Células Orgânicas	19,2
Células Orgânicas de Dupla Junção	14,2
Células Inorgânicas (CZTSSe)	13,0
Células Quantum dot	18,1
Dupla Junção Perovskita/CIGS	24,2

As células do tipo CZTSSe, que também aparecem na Tabela 2.4, são células de filmes finos com o material absorvedor tipo p $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S},\text{Se})_4$. Essa tecnologia tem crescido como uma alternativa aos materiais das células CdTe e CIGS, devido a suas características fotoeletrônicas promissoras e também por utilizar elementos não tóxicos e muito abundantes na natureza.

No Brasil já existem módulos sendo comercializados com tecnologia de células orgânicas, tecnologia conhecida como *OPV - Organics Photovoltaics*. Estes filmes são depositados em substratos flexíveis e podem, inclusive, ser transparentes para parte da luz solar visível, funcionando como películas em vidros, de maneira a integrar muito bem com as edificações, seguindo os conceitos de *BIPV – Building Integrated Photovoltaics*. Todavia, apesar do recorde de eficiência demonstrado na Tabela 2.4 para tecnologias OPV, os módulos comercializados atualmente com esta tecnologia ainda possuem eficiências muito inferiores, com valores de 3,5 %.



Figura 2.21 - Imagem de uma pessoa analisando um módulo fotovoltaico comercial com tecnologia OPV, semi transparente e flexível. (SUNEW, 2021).

3. CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A caracterização do módulo fotovoltaico é o teste do produto sob determinadas condições padrão com o objetivo de avaliar o seu desempenho. Sendo assim, é fundamental que os módulos comercializados tenham uma caracterização seguindo as melhores práticas. Módulos com desempenho e estabilidade inferiores aos garantidos pelos fabricantes podem, por exemplo, prejudicar usinas fotovoltaicas ao apresentar resultados inferiores aos considerados inicialmente no projeto.

A verificação do estado estabilizado do módulo fotovoltaico é essencial, uma vez que, caso a sua caracterização não seja feita com o módulo nesta condição, a geração de energia em campo não será a mesma esperada. O assunto estabilização é bastante amplo, pois aborda diferentes tipos de efeitos que podem ocorrer nos dispositivos fotovoltaicos. Como será abordado neste capítulo, estes efeitos podem se dar em escalas temporais de segundos, horas ou até mesmo meses. Sendo assim, a definição precisa dos conceitos relacionados à estabilização e o seu estudo merecem cuidado.

3.1. Estabilização inicial de módulos fotovoltaicos

A exposição solar pode produzir uma variedade de efeitos nos módulos fotovoltaicos, que influenciam tanto na estabilização do desempenho inicial quanto no longo prazo. Em geral, todas as tecnologias fotovoltaicas apresentam variações em seu desempenho enquanto expostas a iluminação durante períodos extensos. Contudo, para algumas tecnologias isso ocorre de maneira muito mais intensa e, em alguns casos, essas mudanças de desempenho incluem efeitos reversíveis chamados de metaestáveis. Isto ocorre quando o módulo alterna entre diferentes estados, dependendo do histórico de iluminação, polarização elétrica e temperatura, conforme apresentado no trabalho de Gostein e Dunn (2011), que faz uma extensa revisão da literatura sobre os efeitos da exposição solar nos módulos fotovoltaicos de tecnologias a-Si/nc-Si, CdTe, CIS/CIGS e c-Si. As tecnologias com filmes finos apresentam as variações mais intensas e, por isso, a norma internacional IEC 61215:2021 (IEC, 2021a-f) apresenta testes de pré condicionamento específicos para a-Si, CIGS e CdTe, que são as tecnologias de filmes finos que são comercializadas em maior escala. Tais testes têm o desafio de estabilizar os parâmetros elétricos dos módulos de maneira que a sua caracterização seja

feita de maneira padronizada. As instabilidades que ocorrem no curto prazo são particularmente importantes porque influenciam na determinação dos parâmetros elétricos iniciais atribuídos àquele dispositivo, que servirão, por exemplo, para projeções de produção de energia elétrica durante o tempo de operação destes módulos fotovoltaicos.

3.2. Efeitos metaestáveis em módulos com tecnologia CIGS/CIS

Células com tecnologia CIGS/CIS apresentam um efeito reversível metaestável que causa aumento de potência nas primeiras horas de exposição solar. Ruberto e Rothwarf (1986), apresentaram resultados da variação da tensão de circuito aberto em células CIS/CdS como função da irradiância, da temperatura e também em função do pré-condicionamento das células através da sua polarização no escuro. Os autores concluíram que o efeito ocorre principalmente devido a polarização do módulo e não a sua iluminação propriamente dita, visto que ao serem iluminados em curto-circuito não apresentaram o efeito, e, quando foram submetidos à polarização somente, o tempo para aumentar a tensão de circuito aberto no teste realizado diminuiu. Desta maneira, conforme também relatado em Gostein e Dunn (2011), o efeito ao menos em parte pode ser atribuído à polarização elétrica do módulo.

Sasala e Sites (1993) apresentaram um estudo detalhado de como a tensão de circuito aberto em módulos CIS e CdTe varia com a exposição solar e com a polarização das células ao longo do tempo. Este experimento possuía controle preciso de temperatura e chegou a importantes conclusões, a saber:

- a) O aumento de eficiência das células resultou entre 5 e 10 %;
- b) O efeito da iluminação é similar ao da polarização da célula;
- c) Deve-se polarizar em, ao menos, metade da V_{oc} , para obter os ganhos em eficiência;
- d) O tempo de relaxamento, para reverter os efeitos, é aproximadamente igual ao tempo de aumento da tensão;
- e) Para o CIS, em temperaturas maiores o tempo de estabilização é menor.

Outros trabalhos possuem conclusões divergentes, como, por exemplo, no experimento realizado por Hauh et al. (2003), quando uma célula com tecnologia CIGS foi

desenvolvida, submetida ao ensaio *light soaking* e os resultados mostraram que a maior parte do aumento de eficiência da célula ocorreu na primeira hora de exposição e que este aumento permaneceu mesmo após vários dias mantida no escuro. Este trabalho também registrou um aumento de 240 para 450 mV no V_{oc} da célula. Diversos estudos também investigam os efeitos metaestáveis em células CIGS, buscando entender os mecanismos envolvidos e elaborar modelos para prever o comportamento das células com esta tecnologia, como Zabierowski et al. (2001); Lany e Zunger (2006); Urbaniak e Igalson (2009). No trabalho de Zabierowski et al. (2001) os autores classificam as metaestabilidades separando os efeitos ocasionados no material semiconductor pela radiação para comprimentos de onda acima de 690 nm, que são absorvidos em maior quantidade pela camada absorvedora CIS ou CIGS, e para comprimentos de onda abaixo de 490 nm, que por sua vez são absorvidas pela camada CdS da célula.

O trabalho de Eeles et al. (2013), estudou o comportamento de cinco diferentes módulos com tecnologias CIGS. Cada módulo, após armazenamento no escuro, foi medido inicialmente em um simulador pulsado de classificação AAA e, em seguida, submetido a ensaio de exposição solar contínua em um simulador com lâmpadas de vapor metálico por duas horas e intensidade de 200 W/m^2 . Os módulos foram mantidos na tensão de circuito aberto e as curvas $I-V$ foram medidas a cada 4 segundos. Os resultados mostraram que todos os módulos obtiveram algum ganho em eficiência após o *light-soaking*, contudo, o aumento variou de menos de 1 % para 5 % para os diferentes módulos. Neste trabalho também se tentou calcular o tempo do pré-condicionamento analisando-se a variação dos parâmetros elétricos em cada curva $I-V$ obtida, contudo os autores relataram que a análise dos efeitos do pré-condicionamento foi inviabilizada pelas variações de temperatura, especialmente no início do ensaio enquanto o módulo está esquentando ao ser submetido à radiação pelas lâmpadas do simulador. Por isso, Eeles et al. (2013) demonstraram a taxa de aumento de potência nos módulos através da polarização dos módulos ao invés de usar os dados do simulador para isso. Os autores apresentaram que a variação ocorre de maneira logarítmica, com um rápido aumento de potência nos primeiros minutos de ensaio. O tempo de reversão do efeito se mostrou similar, os gráficos da Figura 3.1 e 3.2, adaptados de Eeles et al. (2013), ilustram estes resultados.

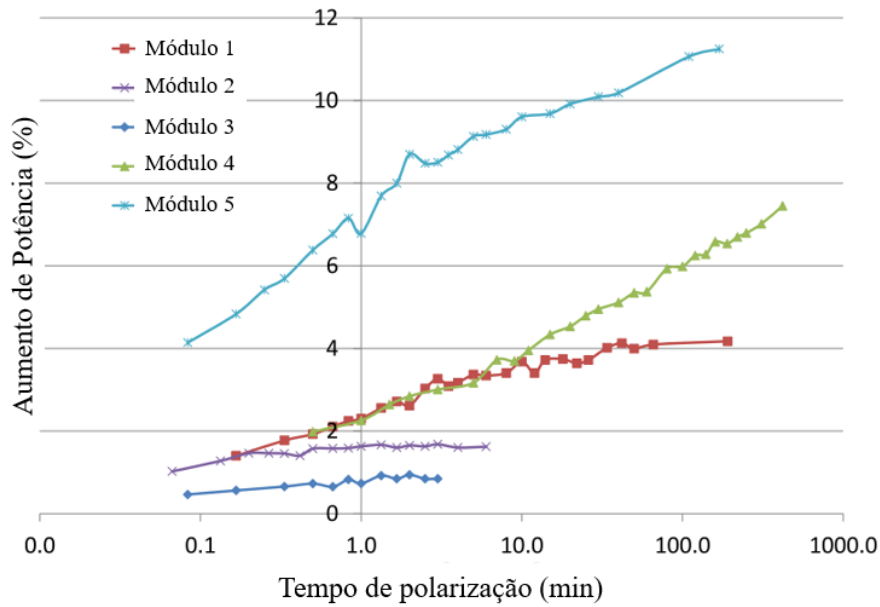


Figura 3.1 – Variação da potência em função do tempo de polarização para cinco módulos CIGS diferentes, adaptado de Eeles et al. (2013).

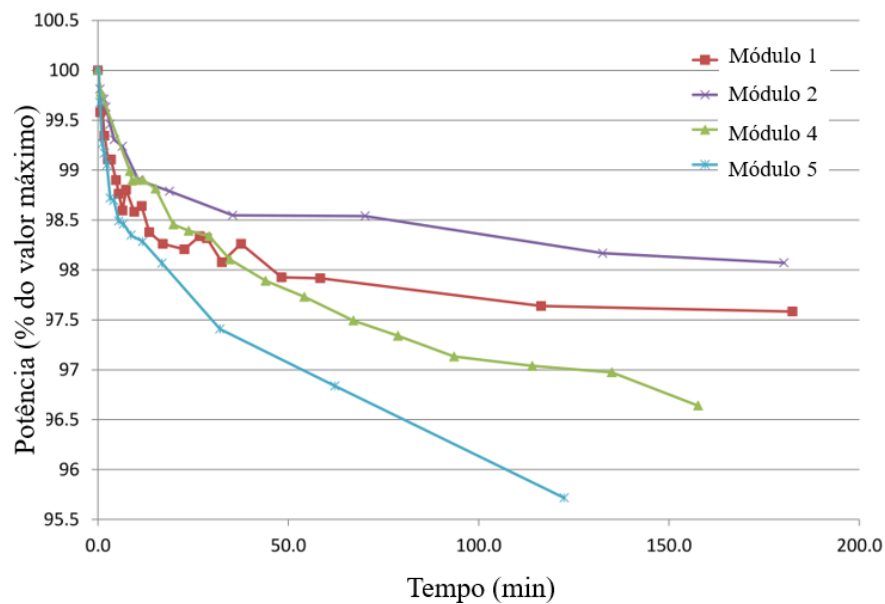


Figura 3.2 – Redução da potência em função do tempo, após o ensaio com polarização, para quatro dos cinco módulos CIGS da Figura 3.1, adaptado de Eeles et al. (2013).

Buhler et al. (2014b) apresentam uma proposta de metodologia para estudar este efeito em módulos que apresentam metaestabilidades com a utilização de luz solar natural. No experimento realizado, encontrou-se 8 % de aumento na potência do módulo CIGS ensaiado.

Nesse trabalho também foram medidas curvas $I-V$ no módulo no escuro para verificar a reversão do efeito, produzindo uma variação de cerca de -1,5 % na potência após 30 minutos sem incidência de radiação solar. Os autores também relataram possíveis incertezas devido à variação de temperatura do módulo que, apesar da utilização de métodos de correção da curva $I-V$, podem trazer erros significativos a este experimento. Pode-se verificar, com as referências citadas até o momento, que elaborar um experimento capaz de analisar estes efeitos em escalas de segundos e minutos, minimizando erros relacionados a diferenças de temperatura e radiação é um desafio.

Igualmente, pode-se afirmar que fica evidente que o comportamento dos parâmetros elétricos de células com tecnologia CIGS nas primeiras horas de exposição solar depende diretamente de fatores específicos relacionados ao processo de fabricação e, apesar dos efeitos serem bastante pesquisados, podem variar de caso a caso. Atualmente, a tecnologia CIGS possui uma fatia pequena do mercado, cerca de 2% (Ramanujam et al., 2020), e isso influencia a baixa existência de trabalhos recentes analisando estes efeitos em módulos comerciais. Todavia, módulos flexíveis com tecnologia CIGS são promissores e a definição de metodologias de pré-condicionamento, levando-se em consideração estes efeitos é fundamental para sua correta caracterização. A busca por um ensaio de pré-condicionamento universal é complexa, pois ele deve representar o desempenho real do dispositivo em campo. A norma internacional IEC 61215:2021 descreve um ensaio específico para CIGS, conforme será detalhado mais adiante nesta Tese, com a utilização de simulador solar de exposição contínua.

Testes sem a necessidade de simulador solar com fonte luminosa contínua consomem menor quantidade de energia elétrica e exigem menor investimento para o laboratório. Por esta razão, muitos trabalhos foram realizados para o desenvolvimento de procedimentos e testes em módulos CIGS e CdTe com polarização elétrica do módulo no escuro ao invés de submeter os dispositivos à irradiação solar artificial, (Cueto et al., 2011). Nestes estudos, houve casos em que módulos estabilizaram igualmente sob iluminação em comparação à polarização no escuro, porém para outros casos isso não ocorreu. Atualmente, fabricantes de módulos podem sugerir testes alternativos aos previstos na IEC 61215:2021 para filmes finos, porém os resultados devem ser validados através de comparação ao teste em simulador *indoor* para que o procedimento possa ser aceito.

3.3. Efeitos metaestáveis em módulos com tecnologia CdTe

Módulos fotovoltaicos com tecnologia CdTe em geral também apresentam um aumento em sua potência nas primeiras horas de exposição solar. O efeito ocorre parcialmente devido a polarização do módulo, assim como nas células CIGS. Gostein e Dunn (2011), apresentaram como resultado de sua pesquisa bibliográfica que o aumento na tensão de circuito aberto em células CdTe é de aproximadamente 4 %, tanto para exposição à radiação quanto para polarização direta. Os autores afirmam também que o efeito possui constantes de tempo de horas, tanto para o aumento quanto para a reversão dos parâmetros.

Cueto e Roedern (2006), demonstraram os efeitos transientes em seis módulos com tecnologia CdTe, relatando que as mudanças observadas nas potências dos módulos dependem do histórico recente de operação, como, por exemplo, a polarização em que o dispositivo operou, podendo produzir uma potência artificialmente menor ou maior dependendo do caso. Os autores também descrevem que tanto a tensão de circuito aberto quanto o fator de forma são significativamente afetados pelos efeitos metaestáveis, que podem ocorrer durante até dezenas de horas. Cueto e Roedern (2006), utilizaram um simulador solar de exposição contínua no NREL (Cueto et al., 2005) e analisaram a variação do V_{oc} , I_{sc} e FF para até 3.000 horas de exposição. Os gráficos da Figura 3.3 mostram os resultados obtidos por Cueto e Roedern (2006).

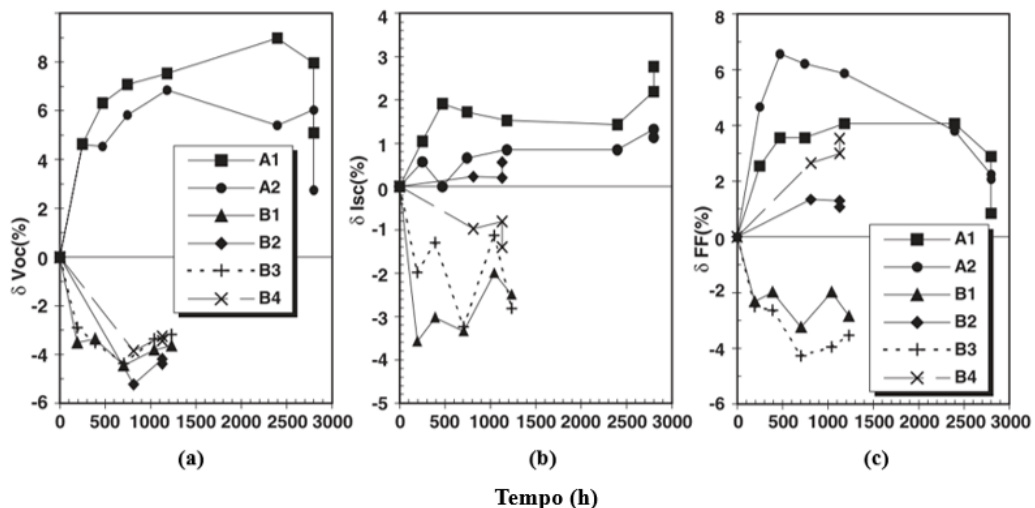


Figura 3.3 – (a) Variação da tensão de circuito aberto, (b) da corrente de curto-circuito e (c) do fator de forma para 6 diferentes módulos com tecnologia CdTe em função do tempo, adaptado de Cueto e Roedern (2006).

Parte dos módulos apresentou aumento de 7 a 8 % no V_{oc} para as primeiras 1.200 horas de exposição no simulador, enquanto outra parte apresentou queda de 3 a 5 % nas primeiras 500 horas. Todos os módulos apresentaram queda no V_{oc} em algum momento no ensaio. Estes resultados mostram que, assim como no caso das tecnologias CIGS, é muito difícil prever o comportamento de dispositivos fotovoltaicos com tecnologia CdTe, visto que são drasticamente afetados por aspectos específicos de fabricação que podem variar entre diferentes fabricantes e modelos de módulos fotovoltaicos.

Silverman et al. 2015 também analisam a estabilização de módulos com tecnologia CdTe e para isso utilizaram simulador solar de exposição contínua de classificação BBA, com intensidade de 1000 W/m^2 de irradiação. A temperatura dos módulos foi monitorada e controlada com convecção forçada, as medições de curva $I-V$ ocorreram entre 2 ou 5 minutos e cada módulo foi mantido no ponto de máxima potência entre os intervalos de medição. Foram testados 4 diferentes módulos, sendo 2 deles (grupo B) módulos que nunca haviam sido expostos ao sol e os 2 restantes (grupo A) módulos que já foram expostos, porém que ficaram mais de 90 dias em armazenamento no escuro antes do teste. A Figura 3.4 mostra os resultados encontrados por Silverman et al. (2015).

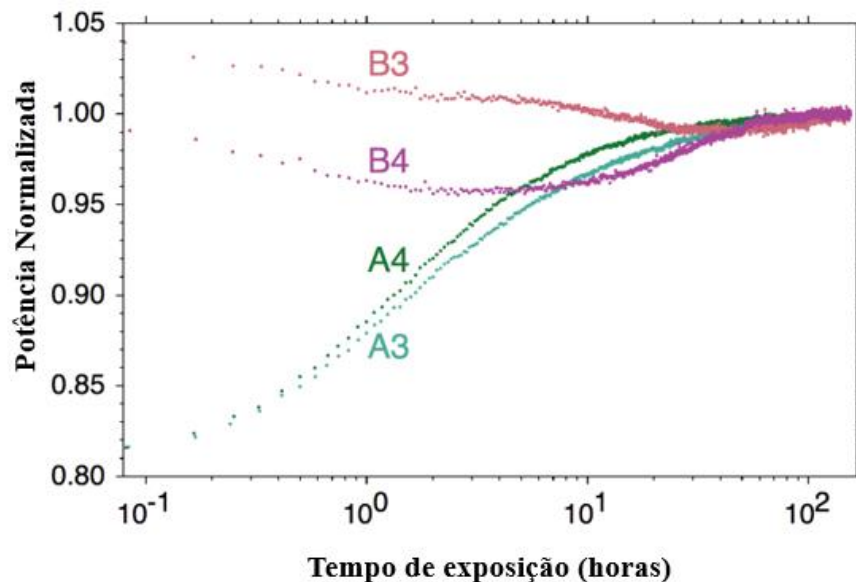


Figura 3.4 – Resultados da estabilização em 4 módulos com tecnologia CdTe em simulador solar de exposição contínua, gráfico adaptado de Silverman et al. (2015).

Pode-se verificar que apenas os módulos do grupo A apresentaram aumento de potência para 100 horas de exposição. Silverman et al. (2015) também analisaram como a temperatura do ensaio com radiação solar influencia nos resultados e, igualmente, estudaram a estabilização dos módulos com polarização direta. As conclusões foram:

- a) O desempenho dos módulos com tecnologia CdTe no ensaio de exposição solar depende da temperatura de operação durante o teste;
- b) A polarização direta do módulo, em temperatura ambiente, após o ensaio de exposição solar não é capaz de manter os módulos no estado atingido na exposição solar.
- c) O procedimento de polarização no escuro não foi equivalente à exposição solar no simulador e pode produzir alterações de desempenho em direção oposta as mudanças causadas pela exposição à radiação;
- d) Caso o procedimento de estabilização seja realizado com o objetivo de que o módulo atinja parâmetros parecidos com o que teria em operação real, o ensaio com radiação solar é preferível.

3.4. Normas Internacionais para Ensaio de Caracterização de Módulos

Fotovoltaicos

Até o ano 2016 existiam as normas IEC 61215:2005 - *Cristaline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*, que era utilizada para verificação da conformidade de módulos fotovoltaicos com tecnologia de silício cristalino, e a 61646:2008 - *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*, para módulos fotovoltaicos com tecnologia de filmes finos. Todos os módulos com tecnologia de filmes finos, segundo esta norma, passariam pelos mesmos testes de qualidade previstos. Contudo, existem diferentes tecnologias de filmes finos, com diferentes características de estabilidade. Os módulos com tecnologia de silício amorfo, por exemplo, possuem um efeito de perda de potência já bastante estudado nas primeiras horas de exposição solar, o efeito Staebler Wronsky, que é revertido em poucas horas caso o módulo seja mantido em temperaturas acima de 55 °C. Este efeito não ocorre nas tecnologias CIGS e

CdTe. Por isso, conforme será visto a seguir, houve uma revisão da norma IEC 61215 para contemplar outras tecnologias de módulos fotovoltaicos no ano de 2016, substituindo a norma IEC 61646:2008.

3.4.1. Norma IEC 61215:2021

No ano 2016 houve uma revisão da norma IEC 61215, que passou a ser intitulada de *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*, ou seja, não se referia mais apenas a tecnologia de silício cristalino e sim também aos módulos com tecnologia de filmes finos. Esta norma apresentou significativas alterações técnicas na revisão de 2016, como por exemplo a inclusão do teste de estabilização, que substitui o teste de pré-condicionamento previsto na edição anterior desta norma e que também substitui o teste *light-soaking* previsto na IEC 61646:2008. A última revisão, publicada em 2021, incorporou definições, referências e instruções relacionadas a módulos bifaciais, novo teste de flexão para módulos flexíveis, esclarecimentos relacionados a medição de potência, entre outros. A parte 1 lista requisitos gerais de teste, as subpartes 1-1 até 1-4 especificam parâmetros e condições para cada tecnologia fotovoltaica, como Silício Cristalino, CdTe, a-Si e CIGS. Por fim, a parte 2 define os testes, chamados de MQT's, sigla em inglês para *Module Quality Tests*. A Figura 3.5 ilustra a sequência de testes iniciais previstos na IEC 61215:2021, que devem ser realizados a todos os módulos.

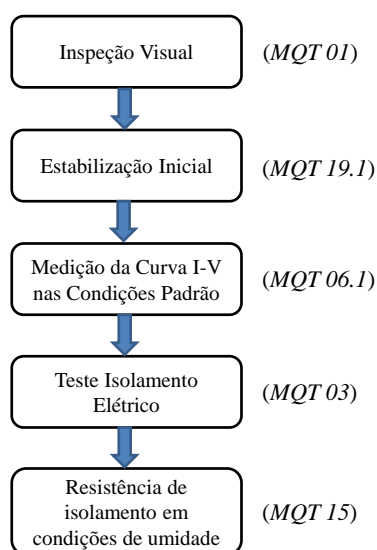


Figura 3.5 – Testes iniciais previstos na norma IEC 61215-2:2021 para módulos fotovoltaicos.

MQT – *Module Quality Test*, ou Teste de Qualidade do Módulo.

A sequência de testes da Figura 3.5 é praticamente a mesma prevista na portaria 004/2011 do INMETRO, que estabelece requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica no Brasil. A diferença existe no teste de estabilização inicial, que é detalhado a seguir. Além dos testes elencados na Figura 3.5, que ilustra apenas os iniciais, a IEC 61215 também prevê uma série de outros, sendo que alguns destes são de degradação acelerada. Devido a isso, esta norma apresenta a necessidade de um novo teste de estabilização final para verificação da degradação do módulo durante o procedimento completo. Após a estabilização final, a diminuição na potência máxima do módulo pode ser de no máximo 5 % em relação ao valor medido ao concluir a estabilização inicial.

3.4.2. Teste de Estabilização - Norma IEC 61215:2021

O procedimento previsto é uma revisão do que estava definido na IEC 61646:2008 no ensaio de *light-soaking*. A IEC 61215 agora estipula que todos os módulos devem passar por este ensaio de estabilização inicial. O objetivo é alcançar a estabilidade elétrica do módulo fotovoltaico após procedimentos que são repetidos até que as condições de estabilidade, que variam conforme a tecnologia do módulo, sejam atingidas. Para isso, a norma cita que é preferível a utilização de irradiância simulada ao invés de luz solar natural. A norma apresenta requisitos e procedimentos para ensaio *indoor* e *outdoor*.

Os requisitos e equipamentos necessários para o teste de estabilização *indoor* são:

- a) Simulador solar classe CCC ou melhor, conforme IEC 60904-9;
- b) Célula de referência com integrador para monitoramento da irradiância;
- c) Estrutura para fixação dos módulos, conforme recomendado pelo fabricante, no mesmo plano da célula de referência;
- d) Irradiância configurada entre 800 W/m² e 1000 W/m² através do uso da célula de referência;
- e) Durante a exposição no simulador, a temperatura do módulo deve ficar em 50 ± 10 °C. As subseqüentes estabilizações devem ser realizadas na mesma temperatura da inicial, com variação de ± 2 °C;

- f) Meios de monitoramento da temperatura do módulo, com erro de ± 2 °C e repetibilidade de 0,5 °C. O sensor deve ser montado em uma posição representativa da temperatura média do módulo;
- g) Carga resistiva projetada para que o módulo trabalhe próximo ao seu ponto de máxima potência ou dispositivo eletrônico com seguidor do ponto de máxima potência;

Os requisitos e equipamentos necessários para execução do teste de estabilização *outdoor* são:

- a) Célula de referência com integrador para monitoramento da irradiância;
- b) Estrutura para fixação dos módulos, conforme recomendado pelo fabricante, no mesmo plano da célula de referência;
- c) Somente irradiâncias acima de 500 W/m² devem contar para a dose total de irradiação necessária para verificação da estabilização. Os limites de temperatura variam para cada tecnologia, conforme Tabela 3.1;
- d) Meios de monitoramento da temperatura do módulo, com erro de ± 2 °C e repetibilidade de 0,5 °C. O sensor deve ser montado em uma posição representativa da temperatura média do módulo.
- e) Carga resistiva projetada para que o módulo trabalhe próximo ao seu ponto de máxima potência ou dispositivo eletrônico com seguidor do ponto de máxima potência.

O procedimento para o ensaio de estabilização é o que segue:

- a) Medir a máxima potência do módulo em qualquer valor de temperatura conveniente em que seja possível a sua reprodução nos ensaios intermediários de estabilização subsequentes, dentro de um intervalo máximo de ± 2 °C;
- b) Conectar a carga resistiva ou dispositivo eletrônico com seguidor do ponto de máxima potência aos módulos e montá-los na estrutura de medição juntamente com a célula de referência no mesmo plano.

- c) Registrar os valores de irradiância, irradiância integrada, temperatura e carga resistiva utilizada no módulo;
- d) Submeter cada módulo a ao menos dois intervalos de irradiância conforme requisitos específicos para cada tecnologia, definidos na Tabela 3.1, até que o valor de máxima potência se estabilize. A estabilização é definida pela Equação 3.1.
- e) As medições intermediárias de potência do módulo podem ser realizadas a qualquer temperatura conveniente, dentro de um intervalo de reprodutibilidade de ± 2 °C. Para cada medição de potência e também para a medição final deve ser respeitado o tempo mínimo e máximo de resfriamento de módulo conforme estipulado para cada tecnologia na Tabela 3.1.
- f) Valores intermediários de potência devem ser realizados com intervalos aproximadamente iguais de irradiância integrada. Os valores mínimos de dose de irradiância estão definidos para cada tecnologia na Tabela 3.1.
- g) Registrar a irradiância integrada e todos os parâmetros monitorados no momento em que a estabilidade é alcançada. Para ensaios outdoor, quando aplicável, registrar o tipo de carga utilizado e apresentar histórico de temperatura e irradiância.

O critério de estabilização segue a formula da Equação 3.1, similar a Equação 3.1.

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

onde $P_{m\acute{a}x}$ e $P_{m\acute{i}n}$ são os valores máximos e mínimos registrados para a potência máxima do módulo em três medições consecutivas, $P_{m\acute{e}d}$ é o valor médio entre os três valores, x é o critério de estabilização, que muda conforme a tecnologia do módulo. A Tabela 3.1 apresenta os valores de critério de estabilização para cada tecnologia, esta informação está presente nas subpartes de 1 até 4, que apresentam critérios específicos para as tecnologias c-Si, CdTe, a-Si e CIGS, nesta ordem.

Tabela 3.1 – Critérios específicos do teste de estabilização para as diferentes tecnologias, conforme IEC 61215:2021.

Subparte IEC 61215-1:2021	Tecnologia	Limites de Temperatura no Ensaio de Estabilização* (°C)	Irradiação Mínima nos Intervalos de Verificação (kWh/m ²)	Limites de tempo entre Ensaio de Estabilização e Medição da Curva <i>I-V</i> (min)	Critério de Estabilização (%)
1	c-Si	$40 \leq T \leq 60$	10 (5) ***	**	1
2	CdTe	$40 \leq T \leq 60$	20	$30 \leq t \leq 60$	2
3	a-Si	$T \leq 55$	43	$t \geq 30$	2
4	CIGS	$40 \leq T \leq 60$	10	$30 \leq t \leq 60$	2

* Para ensaio *indoor*;

** Este tempo não é crítico para o c-Si, não é definido um tempo específico. Apenas recomenda-se que este tempo seja registrado;

*** Pré-condicionamento com dose mínima de 10 kWh/m². Medições consecutivas com intervalos mínimos de 5 kWh/m² para verificação da estabilização.

Esta norma também determina que para o silício amorfo a estabilização deve ser realizada apenas com simulador solar, não podendo mais ser executada com ensaio *outdoor* conforme anteriormente permitido na IEC 61646:2008, devido a impossibilidade de controlar a temperatura dos módulos na exposição solar *outdoor*. O motivo para isso é que o efeito *Staebler Wronski*, que ocorre nos módulos com tecnologia a-Si, sofre uma reversão em temperaturas acima de 55 °C.

Este fato foi observado também no trabalho de Piccoli (2015), quando foi realizado o ensaio de *light-soaking* em dois módulos de diferentes fabricantes com tecnologias de silício amorfo, sendo um destes módulos com uma junção de silício amorfo e outro módulo com tecnologia de tripla junção de a-Si. Os dois módulos foram submetidos ao ensaio de estabilização conforme estabelecido pela IEC 61646:2008, com luz solar natural. Três intervalos com irradiação mínima de 43 kWh/m² foram aplicados a ambos os módulos, num tempo total de 55 dias de exposição. Após dois intervalos consecutivos de no mínimo 43 kWh/m² ambos apresentaram estabilização, visto que o resultado da Equação 3.1 foi menor do que 2 %. Contudo, para fins de estudo, os módulos continuaram expostos para mais uma dose de irradiação e uma nova medida foi realizada. Ao aplicar novamente a Equação 3.1, os valores obtidos para os dois módulos foram superiores a 2 %, conforme mostra a Tabela 3.2, para o módulo de tripla junção de a-Si, e a Tabela 3.3 para o módulo de uma junção de silício amorfo.

Tabela 3.2 – Apresentação resultados obtidos por Piccoli (2015) no ensaio de *light-soaking* de módulo com tripla junção de silício amorfo.

Nº Med	P_{mp} (W)	Irradiação Acumulada (kWh/m ²)	Resultado Equação 3.1 (%)		
1	31,1	50,8	-3,2	1,0	-3,7
2	30,1	119,2			
3	30,4	166,9			
4	29,3	210,5			

Tabela 3.3 – Apresentação resultados obtidos por Piccoli (2015) no ensaio de *light-soaking* de módulo com uma junção de silício amorfo.

Nº Med	P_{mp} (W)	Irradiação Acumulada (kWh/m ²)	Resultado Equação 3.1 (%)		
1	97,4	51,0	-5,2	0,1	-3,5
2	92,4	119,4			
3	92,5	167,3			
4	89,3	210,6			

Para os dois casos, a última medição de potência apresentou valor inferior às demais, demonstrando que continuou a ocorrer degradação de potência dos módulos, mesmo após a estabilização ter sido contemplada pela Equação 3.1. Uma hipótese para este fato é que o efeito *Staebler Wronski* pode ter sido parcialmente revertido durante os primeiros intervalos do ensaio.

3.4.3. Outros Ensaio de Estabilização

Sabe-se que existem outros procedimentos experimentais de estabilização que podem gerar resultados similares para algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, em comparação a ensaios com exposição solar. Um dos métodos mais citados é o método de exposição do

módulo a corrente elétrica, chamado de *current-soaking*, conforme descrito por Cueto et al. (2011). Em geral, o próprio fabricante apresenta recomendações com relação a testes alternativos de estabilização para o seu produto.

Sendo assim, a IEC 61215:2021-2 prevê que outros ensaios de estabilização, apresentados pelo fabricante do módulo fotovoltaico, podem ser utilizados em substituição aos estipulados na norma, desde que validados conforme o procedimento descrito a seguir. Três módulos devem ser submetidos ao teste de validação e serem aprovados para que o ensaio alternativo seja válido.

- a) Realizar procedimento de estabilização alternativo;
- b) Realizar medição da curva $I-V$ do módulo fotovoltaico nas condições padrão, respeitando limite máximo e mínimo de tempo após o ensaio de estabilização, conforme Tabela 3.1;
- c) Realizar ensaio de estabilização *indoor*, conforme especificações para a tecnologia do módulo fotovoltaico previstas nas subpartes da IEC 61215-1;
- d) Realizar nova medição da curva $I-V$ nas condições padrão, respeitando limite máximo e mínimo de tempo após o ensaio de estabilização, conforme Tabela 3.1.

O método alternativo é considerado válido caso a diferença do resultado da máxima potência do ensaio da etapa (b) e do ensaio da etapa (d) esteja dentro de 2 % para os três módulos fotovoltaicos. Na IEC 61215:2021 está prevista a possibilidade da utilização de outros ensaios de estabilização para as tecnologias CdTe, CIGS e a-Si.

4. SIMULADORES SOLARES DE RADIAÇÃO CONTÍNUA

Na literatura especializada há artigos descrevendo o projeto, construção e caracterização de simuladores solares de radiação contínua. Igualmente, existem diferentes configurações de simuladores solares comerciais disponíveis no mercado.

4.1. Pesquisas científicas em simuladores solares

As pesquisas mais recentes sobre o desenvolvimento de simuladores solares abordam simuladores para pequenas áreas ou para utilização com concentradores solares (Al-Ahmad, 2019; Bodnár et al., 2020; Buchroithner et al., 2021; López-Fraguas et al., 2019; Parupudi et al., 2019; Salam et al., 2019; Tavakoli et al., 2021; Yandri, 2018). Simuladores de grande área e de exposição contínua, todavia, são necessários para ensaios do tipo *light-soaking* em módulos comerciais. No trabalho de Cueto et al., (2005) é apresentado o equipamento disponível no NREL, que atende uma área de 1.2 m por 1.7 m, intensidade de irradiância de 1000 W/m², lâmpadas de vapor metálico, e não-uniformidade espacial de 20 % no plano de teste. Cueto et al., (2005).

Um dos principais desafios no projeto e construção de um simulador solar deste tipo é fazer com que a radiação incidente tenha uniformidade espacial. Nos mais recentes trabalhos que tratam do desenvolvimento de simuladores solares de grande área, a não-uniformidade espacial variou entre 4 e 12 % e as lâmpadas utilizadas foram do tipo halógenas ou de vapor metálico, segundo Martínez-Manuel et al., (2021). Os mesmos autores apresentaram em seu trabalho um estudo teórico com o uso do software TracePro® para melhorar a uniformidade de radiação solar. O equipamento conta com 26 lâmpadas de potência elétrica igual a 575 W cada e refletores parabólicos. O resultado teórico foi classificação A para não-uniformidade da irradiância ($\leq 2\%$) para uma área de 2030 × 1012 mm; classificação B ($\leq 5\%$) para uma área de 2090 mm × 1086 mm; e classificação C ($\leq 10\%$) para uma área de 2160 mm × 1200 mm, segundo requisitos da norma IEC 60904-9 (IEC, 2020).

Entre os simuladores solares em geral, desde o ano 1970, 37% foram construídos utilizando lâmpadas de vapor metálico e 33% utilizando lâmpadas de xênon. Ambas as lâmpadas apresentam espectro muito próximo à distribuição espectral da radiação solar natural (Tawfik et al., 2018). No trabalho de Dong, et al (2015), os autores compararam o

espectro da radiação emitida por lâmpadas de vapor metálico e de xênon. Conforme descrito por Dong et al (2015), a radiação emitida pelas lâmpadas de vapor metálico oscila em uma frequência igual ao dobro da frequência da alimentação da rede elétrica. Os autores mediram essa oscilação e verificaram que a amplitude foi de aproximadamente 60% da intensidade máxima. Para o caso da lâmpada de xênon a variação foi de 9% em relação ao máximo, cuja alimentação elétrica ocorre por meio de uma fonte de potência. A Figura 4.2 apresenta o resultado da cintilação na radiação medido por Dong et al., (2015).

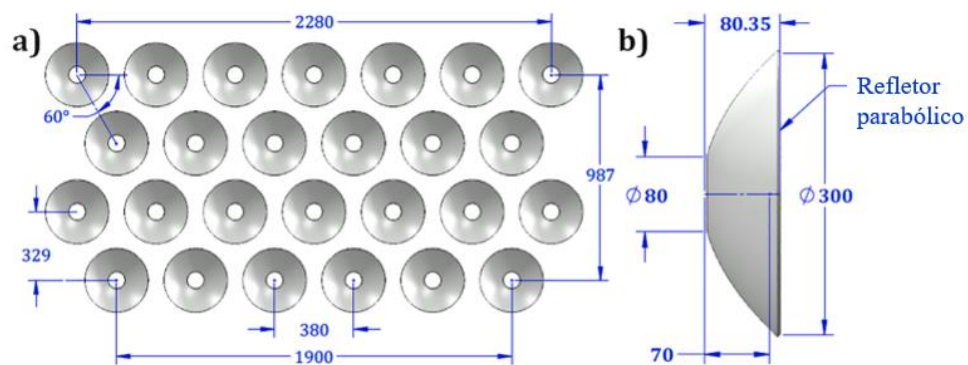


Figura 4.1 – (a) Arranjo de 26 refletores parabólicos; (b) Dimensões do refletor. Imagem com legenda traduzida do trabalho de Martínez-Manuel et al., (2021).

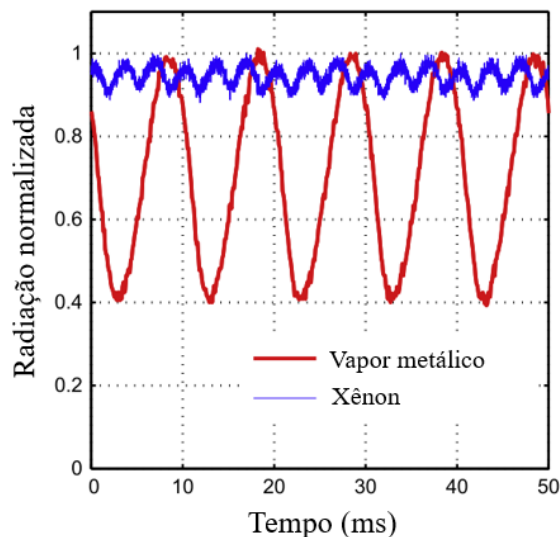


Figura 4.2 – Resultados para cintilação da radiação emitida por lâmpada de vapor metálico e por lâmpada de xênon do trabalho de Dong et al., (2015).

Dong et al., (2015) também avaliaram como o espectro da irradiância emitida pelas lâmpadas varia conforme a cintilação demonstrada. A Figura 4.3 apresenta os valores relativos de espectro variando conforme uma oscilação completa na intensidade da radiação, em azul, e o valor médio para todo o período em vermelho. Na fase mais fraca, instante inicial, existe apenas um pico no espectro em 860 nm. Diversos outros valores acentuados aparecem quando a intensidade aumenta até a fase π . A variação do espectro da lâmpada de xênon está na Figura 4.4, com oscilação de menor amplitude. Por fim, no trabalho de Dong et al., (2015) os autores concluem que o espectro médio produzido pelas lâmpadas de vapor metálico é significativamente mais próximo ao espectro de referência do que o espectro médio da lâmpada de xênon.

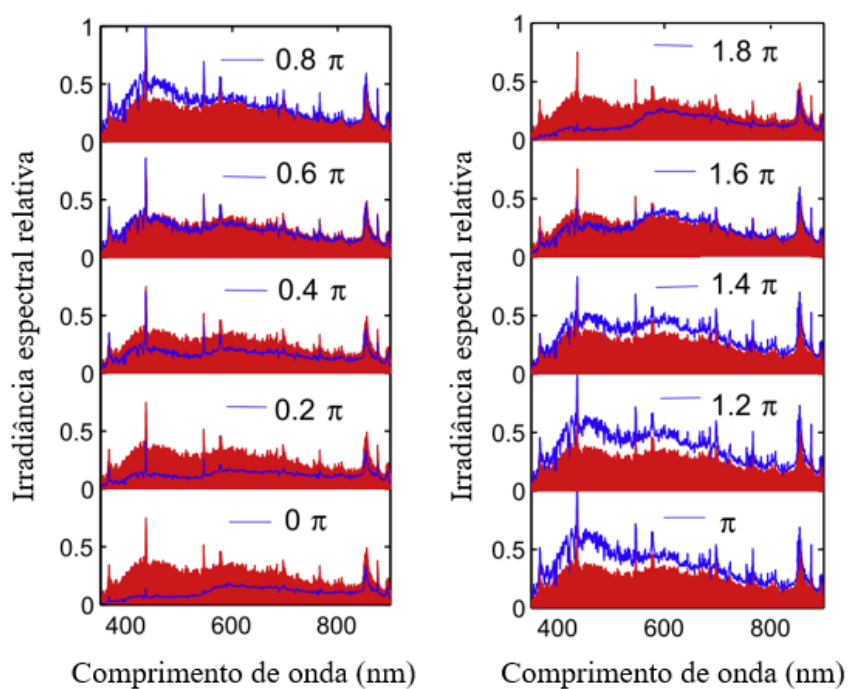


Figura 4.3 – Variação do espectro ao longo do tempo (linha azul) e valor médio (curva sombreada em vermelho) para o simulador solar com lâmpadas de vapor metálico Dong et al., (2015).

No trabalho desenvolvido por Tavakoli et al., (2021), os autores apresentam o desenvolvimento de um simulador com fonte luminosa de LED que utiliza 19 diferentes dispositivos LED independentes de maneira a cobrir a faixa de 250 a 1000 nm do espectro da radiação solar. O simulador proposto cumpre com a classificação AAA para um plano de teste de 2,3 por 2,3 cm. O resultado do espectro solar do simulador pode ser visto na Figura 4.5. A

sobreposição da irradiância produzida por cada LED forma irradiância suficientemente similar ao espectro de referência para permitir classificação A para o descasamento espectral desse equipamento. Igualmente, os conjuntos de LEDs podem ser agrupados para possibilitarem a iluminação de maior área, conforme também apresentado pelos autores e constante na Figura 4.6.

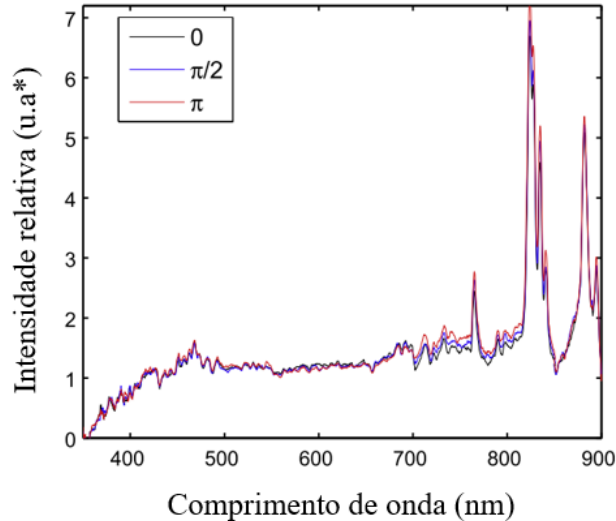


Figura 4.4 – Variação do espectro ao longo do tempo, medido em valores relativos, para a lâmpada de xênon (Dong et al., 2015). (* Traduzido ao português conforme definição dos autores, (u.a) é a abreviação para unidades arbitrárias.)

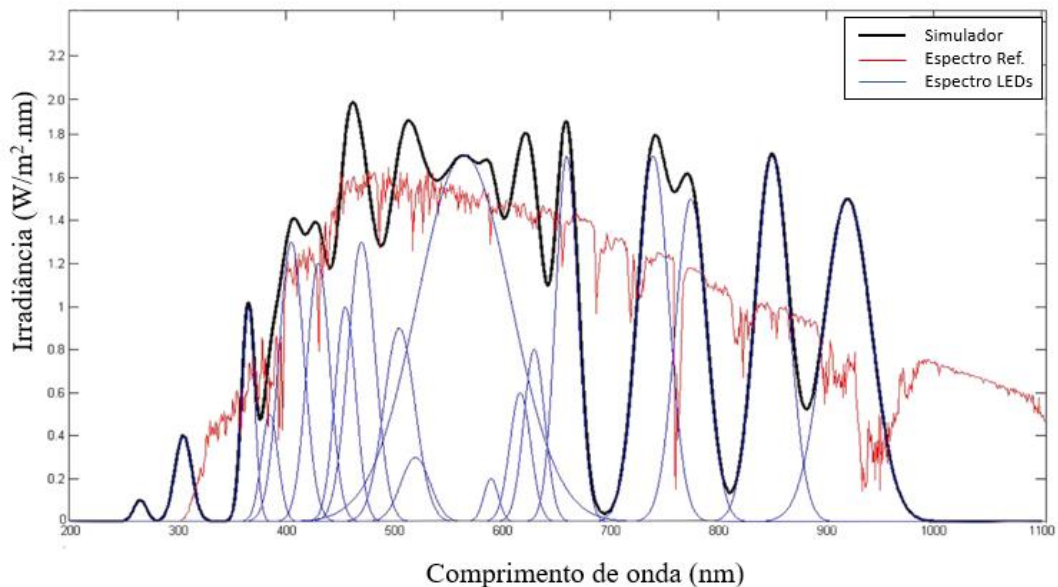


Figura 4.5 – Gráfico do espectro do simulador solar, som as linhas azuis para a distribuição espectral de cada um dos 19 LEDs utilizados; a linha preta em negrito é o espectro simulado; a linha vermelha é o espectro solar padrão AM1,5G, conforme Tavakoli et al., (2021).



Figura 4.6 – Desenho do arranjo de LEDs proposto pelo trabalho de Tavakoli et al., (2021).

4.2. Simuladores solares comerciais

Há empresas que fornecem simuladores solares de exposição contínua e grande área com instrumentação, equipamento para controle de temperatura e software de aquisição de curva $I-V$, ou seja, solução *turn-key* ou “pronta para operar” na realização de ensaios de *light-soaking*. Outros realizam o fornecimento de lâmpadas, instrumentação, acessórios e software que podem ser combinados para construção de simuladores customizados, de grande ou pequena área. O Fabricante G2V Optics oferece soluções em simuladores solares contínuos com lâmpadas de LED para pequenas áreas e também módulos de lâmpadas LED escaláveis que possibilitam configurar simuladores de grande área. A Figura 4.7 (a) apresenta a fonte luminosa do simulador para área de 2,5 por 2,5 cm, que é fornecido em uma base metálica para a realização dos ensaios. A Figura 4.7 (b) mostra o dispositivo de LED que ilumina uma área de 20 por 20 cm e é fabricado para permitir que sejam montados em arranjos para iluminar áreas maiores. Esse fabricante apresenta a comparação do espectro da fonte luminosa do simulador com o espectro solar padrão, conforme Figura 4.8 (G2V Optics, 2023a).



Figura 4.7 – (a) Fonte luminosa LED do simulador de pequena área; (b) Fonte luminosa LED escalável para simulador de grande área, conforme G2V Optics, (2023a).

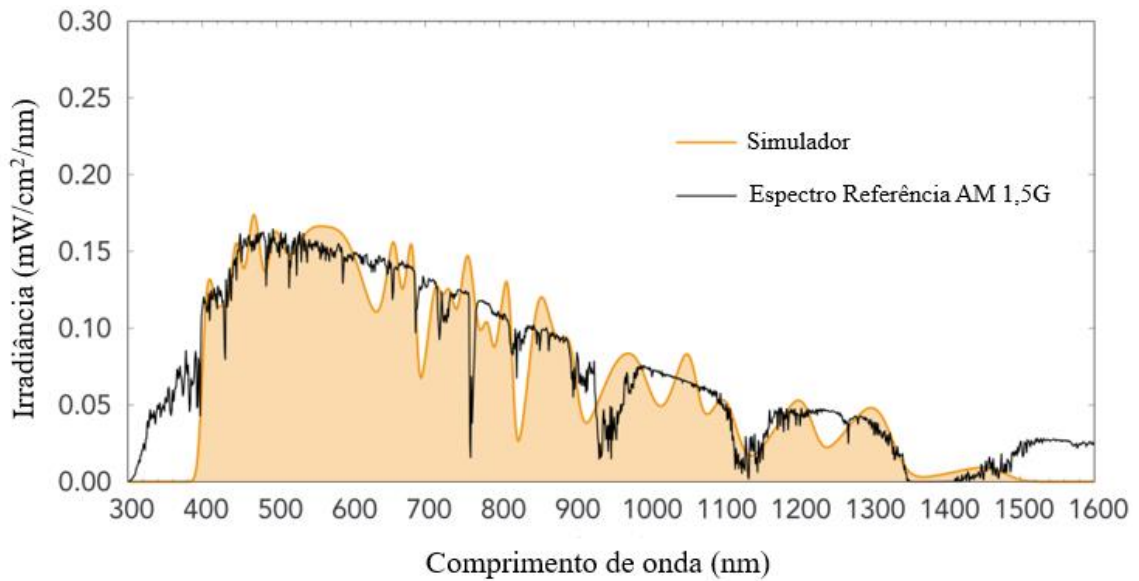


Figura 4.8 – Comparação entre espectro do simulador e espectro solar de referência, conforme (G2V Optics, 2023a).

A Figura 4.9 apresenta um dispositivo que conta com estrutura de sustentação e 4 fontes luminosas de xênon com potência de 1,6 kW por lâmpada, sendo que cada uma é capaz de iluminar área de 0,5 por 0,5 m (Sciencetech, 2023). Nesse caso, assim como no simulador da Figura 4.7, pode-se customizar o arranjo de lâmpadas para as dimensões e intensidade desejadas. O fabricante Sciencetech declara em seu endereço eletrônico o preço do conjunto de 4 lâmpadas no valor de 72.360 dólares canadenses, ou aproximadamente 265 mil Reais.



Figura 4.9 – Fonte luminosa com estrutura de sustentação para simulador solar (Sciencetech, 2023).

O fabricante Solaronix apresenta um simulador completo, modelo Solixon A-1525, que possui dimensões no plano de teste de 1,5 por 2,5 m, conta com arranjo de lâmpadas de plasma com potência de 1 kW, resultando em irradiância no plano de 800 a 1100 W/m². O fabricante declara que as lâmpadas possuem vida útil de 40.000 horas. Esse equipamento utiliza um traçador de curvas *I-V* com fontes KEPCO bipolares, três multímetros digitais Agilent, interface GPIB para comunicação e sensor Pt100 classe A para medição da temperatura do módulo. A Figura 4.10 apresenta uma imagem do interior do equipamento e a Figura 4.11 apresenta imagem da vista externa e do rack do sistema traçador de curvas *I-V*. Com a imagem da Figura 4.10 pode-se ver também que a cabine interna do simulador é revestida com material reflexivo. A classificação declarada é AAA conforme IEC 60904-9. Para o controle de temperatura, o simulador utiliza um sistema de resfriamento de água (*chiller*) e ventilação forçada na parte posterior do módulo, sendo que a vazão de ar é variável para controle de temperatura (Solaronix, 2023).

O mercado global de simuladores solares foi avaliado em US\$ 203,6 milhões em 2021 e deve atingir US\$ 364,6 milhões em 2031 (Research and Markets, 2022). Simuladores solares são equipamentos que possuem custo elevado de aquisição, tanto por utilizarem equipamentos com alta tecnologia quanto pelo preço relacionado ao desenvolvimento do produto. Em geral, os fabricantes não divulgam o valor de um simulador solar de maneira pública, mas sim durante uma negociação com possível cliente. A empresa G2V Optics, fabricante de simuladores, publicou um artigo intitulado *Solar Simulator Prices*, que faz uma revisão sobre itens a considerar na compra desse tipo de equipamento considerando custos operacionais e de manutenção. O relatório cita que um simulador típico com lâmpadas de LED Classe A custa C\$ 45 mil (dólares canadenses), ou aproximadamente R\$ 165 mil, e um simulador típico com lâmpadas de Xênon Classe B, C\$ 35 mil, ou aproximadamente R\$ 128 mil (G2V Optics, 2023b). Não fica definido, entretanto, se o simulador descrito no relatório contempla instrumentação para aquisição de curvas *I-V*, sistema de resfriamento e qual a dimensão do plano de teste. Caso o valor descrito nesse relatório para um simulador de LED seja apenas para um dos módulos de lâmpada, que possui capacidade de iluminar uma área de 20 por 20 cm, o preço estimado para a fonte luminosa de um simulador que atenda dimensões de 200 por 100 cm seria próximo de R\$ 1.650.000.

Por fim, conforme pesquisa realizada nesta Tese não há simuladores de exposição contínua e grande área para ensaios em módulos fotovoltaicos em operação no Brasil

atualmente. O trabalho de desenvolver, caracterizar e testar um simulador com as capacidades descritas nesta Tese é, portanto, importante para o avanço no domínio dessa tecnologia nos laboratórios de pesquisa do Brasil.



Figura 4.10 – Area interna de simulador comercial com lâmpadas de plasma, em operação (Solaronix, 2023).

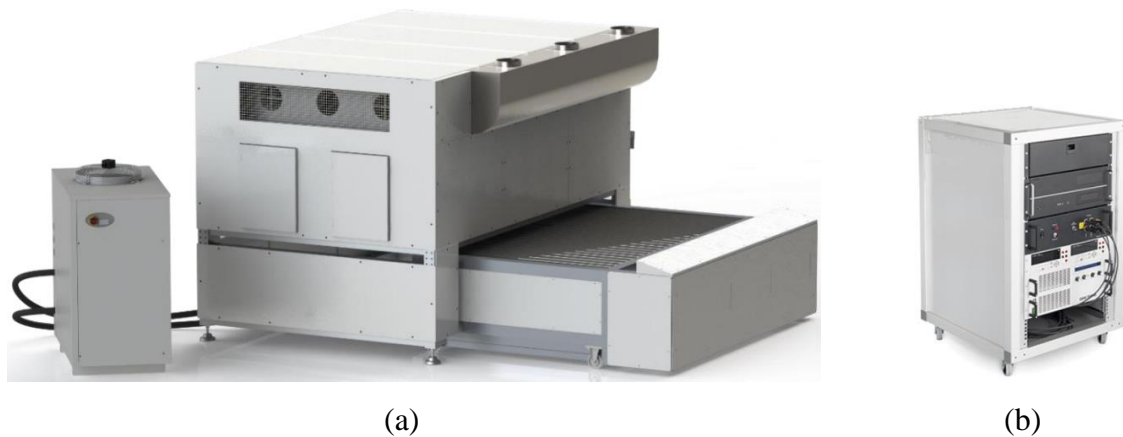


Figura 4.11 – (a) Imagem do simulador de radiação contínua, com resfriador de líquido para controle de temperatura; (b) Rack com instrumentação para traçador de curvas $I-V$. (Solaronix, 2023).

5. DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL

Nesta Tese o simulador desenvolvido é um aperfeiçoamento do trabalho realizado por Costa (2018), que projetou e caracterizou um simulador solar contínuo com 12 lâmpadas de vapor metálico, com 1000 W de potência elétrica cada, dispostas no interior de um contêiner metálico, conforme mostra a Figura 5.1.



Figura 5.1 – Imagem do simulador solar desenvolvido por Costa (2018).

No planejamento do novo simulador foram propostos requisitos que não estavam presentes na primeira versão: o equipamento deve ser capaz de realizar ensaios de maneira automática, com controle de acionamento dos dispositivos envolvidos no ensaio, com monitoramento e controle da temperatura do módulo fotovoltaico sob ensaio e obtenção da curva característica elétrica do mesmo ao longo do tempo. Dessa forma, o desenvolvimento deste simulador pode ser separado em 4 partes:

- a) Fonte luminosa;
- b) Envoltória e ventilação;
- c) Instrumentação: sistema de controle do ensaio;
- d) Instrumentação: traçador de curva $I-V$.

5.1. Fonte luminosa

Com o objetivo de avaliar teoricamente a uniformidade espacial do simulador e definir o número de lâmpadas necessário para abranger a área total do plano de teste proposto, que é de 1,2 m por 2 m, foi realizada uma análise geométrica analítica, em uma dimensão, através do cálculo qualitativo das projeções de cada refletor instalado no plano de teste.

5.1.1. Avaliação geométrica bidimensional qualitativa da uniformidade espacial no plano de teste

É possível realizar a superposição das projeções de cada refletor do simulador e estimar a melhor configuração de lâmpadas para cada altura do módulo a ser testado com uma avaliação geométrica bidimensional. O cálculo ocorre em função da posição de cada refletor, ângulo de inclinação, geometria e da distância do plano de teste.

A Figura 5.2 apresenta duas superfícies, sendo a superfície A_1 emissora de radiação e a A_2 receptora. Conforme demonstrado no trabalho de Krenzinger (1987), a energia recebida por uma área infinitesimal dA_2 é representada pela parcela da energia emitida pela superfície infinitesimal dA_1 dentro do feixe definido pelo ângulo sólido $d\omega$, conforme equação:

$$E_{dA_2} = i_1 dA_1 \cos(\alpha_1) d\omega \quad (5.1)$$

onde:

- E_{dA_2} é o fluxo de energia radiante recebido pela superfície dA_2 proveniente de dA_1 ;
- i_1 é a intensidade luminosa do emissor dA_1 ;
- dA_1 é a área infinitesimal da superfície A_1 ;
- α_1 é o ângulo entre o vetor normal da superfície dA_1 e o vetor r , conforme definido na Figura 5.2.
- $d\omega$ é o ângulo sólido entre as duas superfícies;

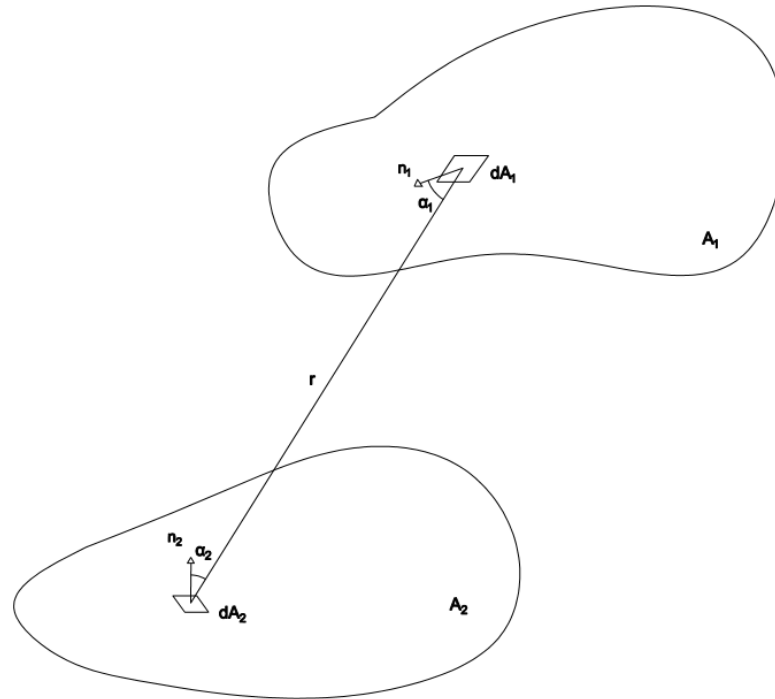


Figura 5.2 – Imagem de duas superfícies trocando radiação, adaptado de Krenzinger (1987).

O ângulo sólido $d\omega$ é definido como:

$$d\omega = dA_2 \cos(\alpha_2) / r^2 \quad (5.2)$$

Deste modo, ao analisar o caso da emissão de radiação de uma lâmpada do simulador solar, é possível representar o problema na dimensão x , para um corte vertical no plano de ensaio conforme mostra a Figura 5.3.

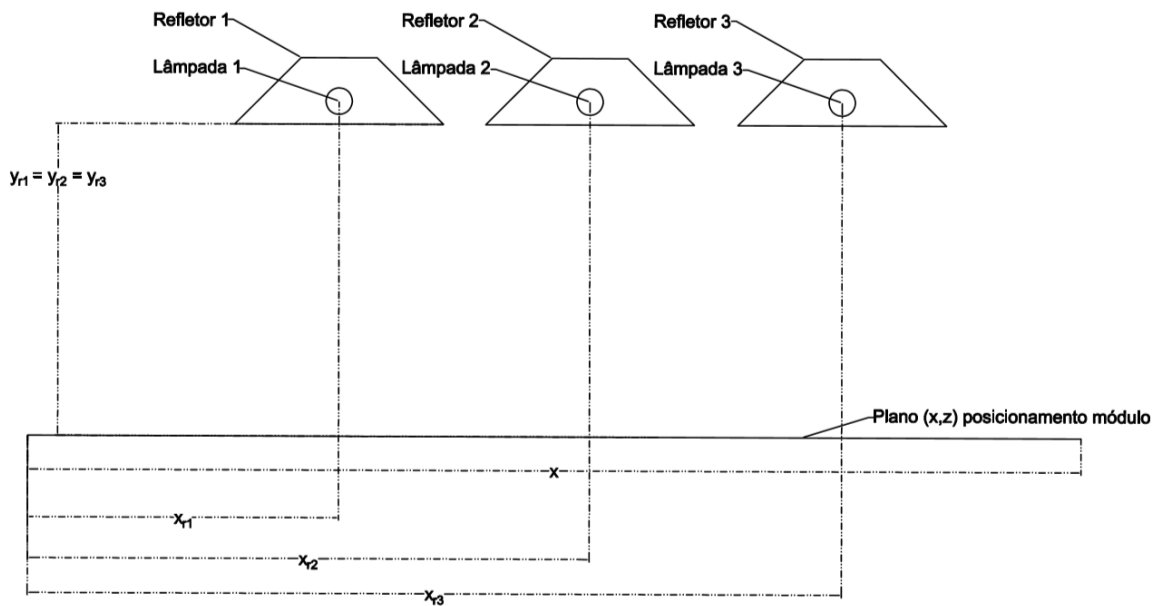


Figura 5.3 – Ilustração do corte vertical (x,y) do plano de teste (x,z) com os refletores posicionados a uma altura y e a uma distância x do início do plano de teste.

Tendo em vista as características geométricas do refletor, foi assumido que o feixe de radiação direcionada ao plano de teste é uniforme. Ao se conhecer a intensidade de radiação deste feixe em um determinado ponto, é possível estimar o valor de irradiância que irá atingir o plano de teste, a depender da geometria do refletor, posicionamento e ângulo. A Figura 5.4 ilustra o feixe de luz emitido pelo refletor que está atingindo o plano de teste.

Sendo x_{r1} a posição no eixo x do centro do refletor 1, se define agora x_{r1i} como sendo a coordenada x do ponto inicial do feixe do refletor 1 e x_{r1f} o ponto final deste feixe no eixo x . Desta maneira, tem-se que:

$$\tan\left(\frac{\theta}{2}\right) = \frac{x_{r1} - x_{r1i}}{y'_{r1}} \quad (5.3)$$

Como o valor de x_{r1} é uma condição inicial conhecida, pois é o posicionamento do refletor, e o ângulo θ e a altura y'_{r1} também são conhecidos, se calcula a coordenada inicial do feixe, o x_{r1i} . Para o cálculo da coordenada final, tem-se:

$$x_{r1f} = x_{r1i} + 2x_{r1} \quad (5.4)$$

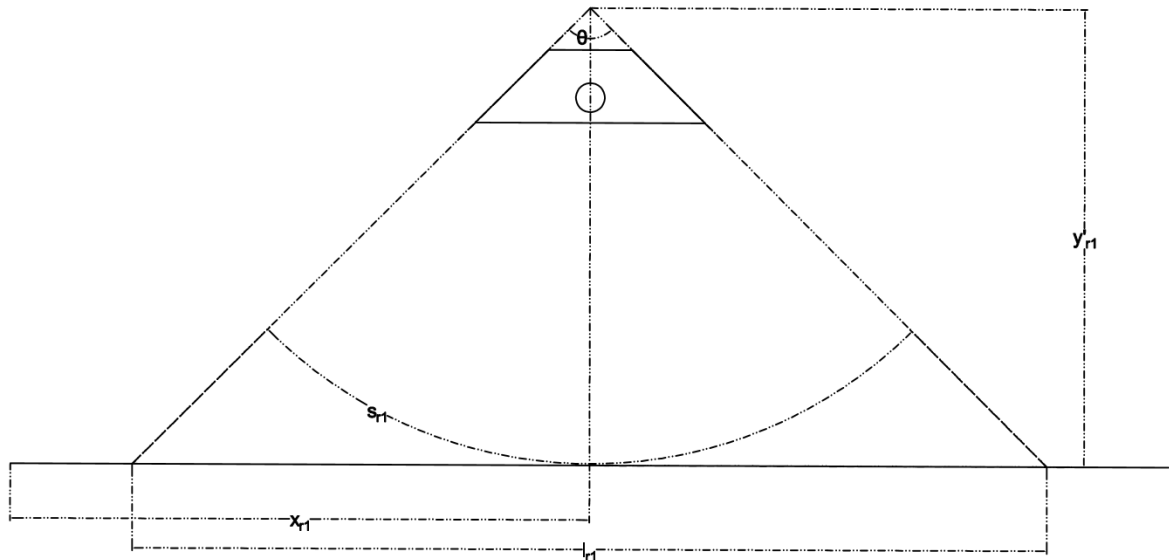


Figura 5.4 – Feixe de luz emitido pela lâmpada no refletor, onde y'_{r1} é a altura do centro do feixe produzido pelo refletor 1, θ é o ângulo do feixe produzido, x_{r1} é a posição do centro do refletor 1 e s_{r1} é o arco produzido pelo feixe do refletor 1.

O arco s_{r1} é então dividido em n partes, conforme mostra a Figura 5.5. É fácil verificar que todo fluxo de energia presente no arco s_{r1} será projetado no plano de ensaio, no comprimento l_{r1} , que é igual a $x_{r1f} - x_{r1i}$. Isto também é verdade para cada divisão do arco, que irá projetar o fluxo luminoso no comprimento l correspondente. O ângulo φ é complementar ao ângulo $\theta/2$. O ângulo β é então facilmente obtido através dos ângulos φ e θ/n . Pode-se então aplicar a lei dos senos no triângulo formado pelos ângulos φ , β e θ/n para a obtenção do comprimento l correspondente, conforme a Equação 5.5:

$$\frac{r_{r1}}{\text{sen}(\beta_i)} = \frac{l_{r1(i)}}{\text{sen}\left(\frac{\theta}{n}\right)} \quad (5.5)$$

Tem-se então que, para $i=1$, a irradiância projetada no comprimento $l_{r1(i=1)}$ é igual a:

$$G_{pr1(i=1)} = G_{r1} \cdot \frac{s_{r1(i=1)}}{l'_{r1(i=1)}} \quad (5.6)$$

Para $i > 1$:

$$G_{pr1(i)} = G_{r1} \cdot \frac{s_{r1(i)}}{l'_{r1(i)}} \quad (5.7)$$

Sendo que:

$$l'_{r1(i)} = l_{r1(i+1)} - l_{r1(i)} \quad (5.8)$$

Portando, sabendo-se o valor de irradiância em um dado ponto próximo ao refletor, obtida por medição experimental, e sabendo-se também o ângulo de abertura do refletor (θ) e posicionamento da lâmpada (x,y) pode-se estimar o valor de irradiância projetado em cada ponto do comprimento ilustrado na Figura 5.5. Desta maneira, é possível traçar gráficos da irradiância estimada em um corte no plano (x,z), plano de teste.

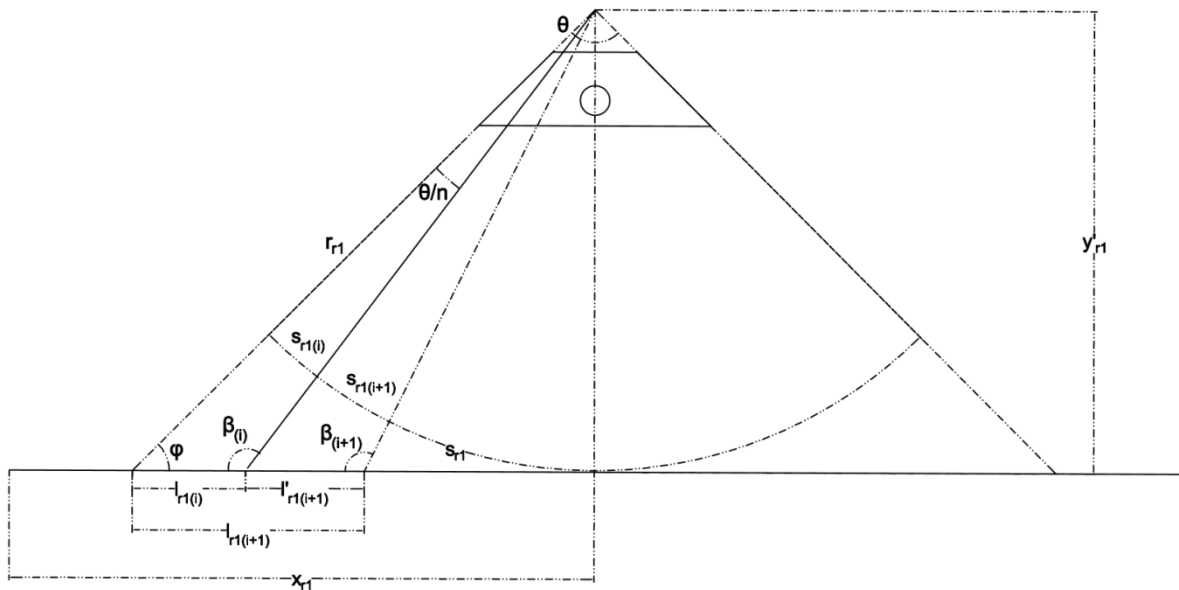


Figura 5.5 – Feixe de luz emitido pela lâmpada no refletor 1, com divisões no arco formado, onde y'_{r1} é a altura do centro do feixe produzido pelo refletor 1, θ é o ângulo do feixe

produzido, r_{r1} é o raio formado pelo cone até o plano de ensaio, s_{r1} é o arco total produzido pelo feixe do refletor 1, $s_{r1(i)}$ é o arco produzido por uma divisão do feixe, $l_{r1(i)}$ é a projeção deste arco.

Com a inclinação do refletor em um determinado ângulo γ , se pode obter a alteração no posicionamento do feixe luminoso no eixo x e também a alteração na distribuição da radiação projetada, visto que a direção do feixe foi alterada. Para isso, é necessário corrigir os valores demonstrados considerando esta variação. Conforme mostra a Figura 5.6, é fácil verificar que φ' é igual a soma entre φ e γ . A alteração da posição inicial do feixe luminoso também pode ser calculada em função de γ através da lei dos senos:

$$\frac{x'_{r1i}}{\text{sen}(\gamma)} = \frac{r_{r1}}{\text{sen}(\gamma')} \quad (5.9)$$

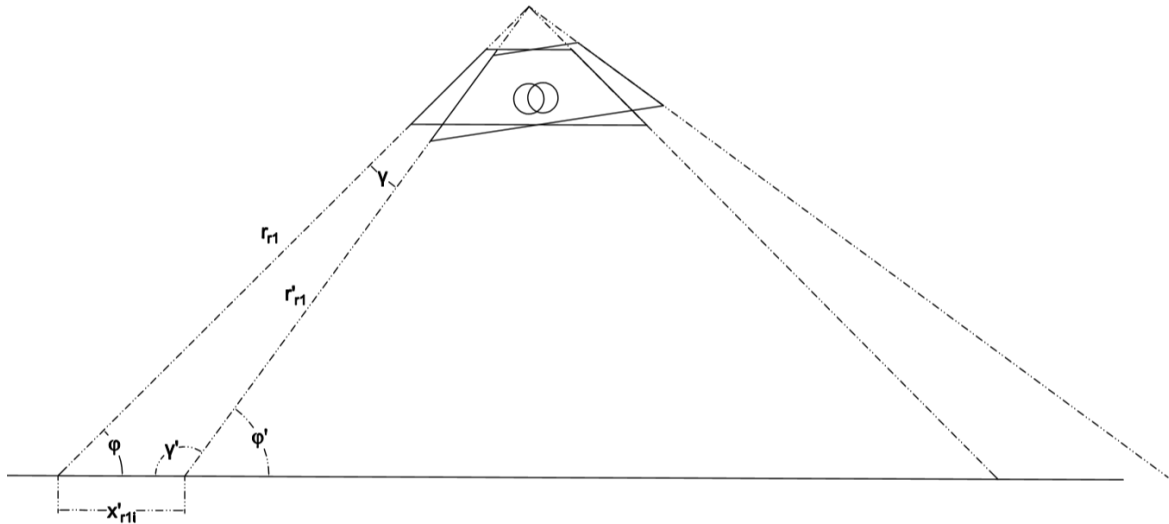


Figura 5.6 - Feixe de luz emitido pela lâmpada no refletor 1 com inclinação, onde γ é o ângulo de rotação do refletor, γ' é o ângulo complementar, φ' é o novo ângulo formado entre o feixe e o plano de teste, r'_{r1} é o novo raio do feixe entre o refletor e o plano de teste com a rotação, x'_{r1i} é o deslocamento em x do ponto inicial em que o feixe atinge o plano de teste.

5.1.2. Resultado preliminar com software Matlab®

Foi desenvolvido um código computacional com as equações descritas na seção 5.1.1. no software Matlab® (The MathWorks Inc., 2022) para analisar diferentes configurações de posicionamento e inclinação dos refletores. Esta análise tem como objetivo guiar o experimento para a melhor alternativa de posicionamento das lâmpadas do simulador de exposição solar contínua.

O plano de teste do simulador possui uma largura de 1,2 m e, portanto, a configuração nesta análise bidimensional deve ser a que forneça uma distribuição de radiação o mais uniforme possível nesta dimensão. Originalmente, havia 12 lâmpadas instaladas no simulador, dispostas em 4 fileiras com 3 lâmpadas em cada, conforme mostra a Figura 5.1. A Figura 5.7 apresenta os resultados normalizados de intensidade de radiação com comprimento x de um corte transversal no plano de teste para 3 refletores instalados igualmente espaçados e a uma distância igual a 400 mm do plano. As coordenadas em x dos refletores 1, 2 e 3 são de 100, 600 e 1100 mm, respectivamente, sendo 0 mm o início do plano de teste e 1200 mm o fim do plano de teste. O ângulo de abertura do refletor é de 60° . Os resultados da Figura 5.7 não são satisfatórios, visto que na superposição das intensidades dos três refletores ocorreram picos com diferenças de cerca de 40% no valor total de intensidade. Estes picos ocorrem justamente onde o feixe luminoso do refletor 2 encontra com os feixes dos refletores 1 e 3.

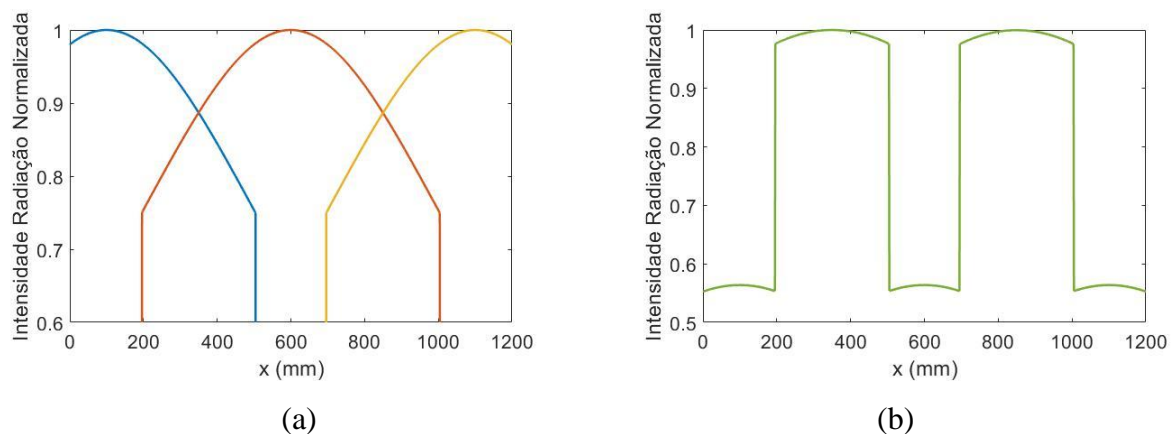
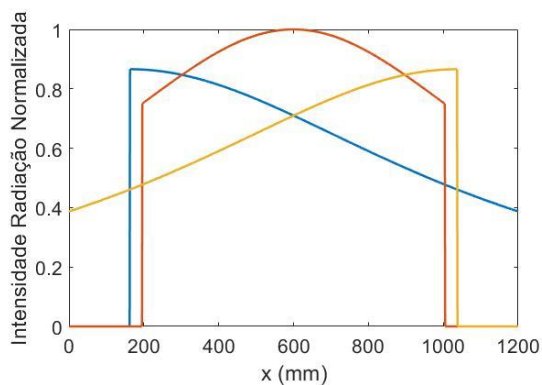
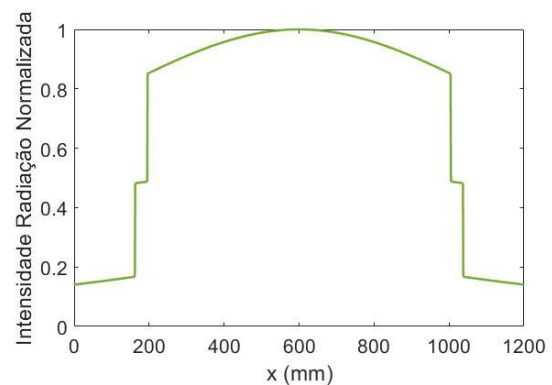


Figura 5.7 – a) Valores calculados para irradiância no plano de teste para 3 refletores posicionados a 400 mm do plano de teste, igualmente espaçados, sem rotação. b) Valor calculado com a superposição dos 3 refletores.

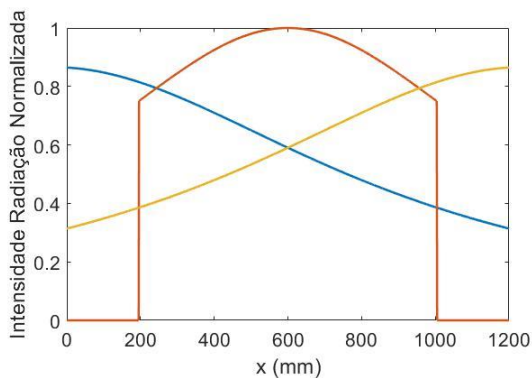
A Figura 5.8 apresenta duas imagens, (a) e (b), com o mesmo posicionamento dos refletores, porém com inclinação igual a 30° para as luminárias 1 e 3. É possível verificar que entre as coordenadas 200 e 1000 mm a variação de intensidade de radiação não sofreu muita variação, porém as extremidades ficaram com valores muito diferentes. Para corrigir esta questão, pode-se afastar as lâmpadas 1 e 3, que estão inclinadas, para fora do plano de teste, conforme mostram os resultados da Figura 5.8 (c) e (d). Pode-se verificar que o resultado para este segundo caso está com maior uniformidade de radiação no plano de teste, contudo, ainda existe uma diferença de até 50 % no valor de intensidade entre o centro do plano e as extremidades.



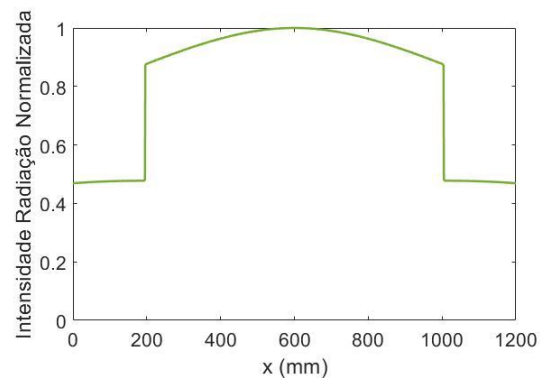
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.8 – a) Valores calculados para irradiância no plano de teste para 3 refletores posicionados com altura de 400 mm do plano de teste, nas posições 100, 600 e 1100 mm, com rotação igual a 30° para os refletores 1 e 3. b) Valor calculado com a superposição dos 3 refletores conforme posicionamento de (a). c) Valores calculados para irradiância no plano de teste para 3 refletores posicionados com altura de 400 mm do plano de teste, nas posições - 100, 600 e 1300 mm, com rotação igual a 30° para os refletores 1 e 3. d) Valor calculado com a superposição dos 3 refletores conforme posicionamento de (c).

Os resultados desta análise mostraram a importância da instalação de uma nova fileira de 4 lâmpadas no novo simulador solar, com o objetivo de melhorar a uniformidade espacial de radiação. As equações foram novamente aplicadas considerando-se 4 refletores, dois deles distribuídos no centro do plano de teste (refletores 2 e 3) e nas extremidades as luminárias instaladas 100 mm para fora do plano de teste. As imagens da Figura 5.9 (a) até (f) apresentam os resultados para esta configuração.

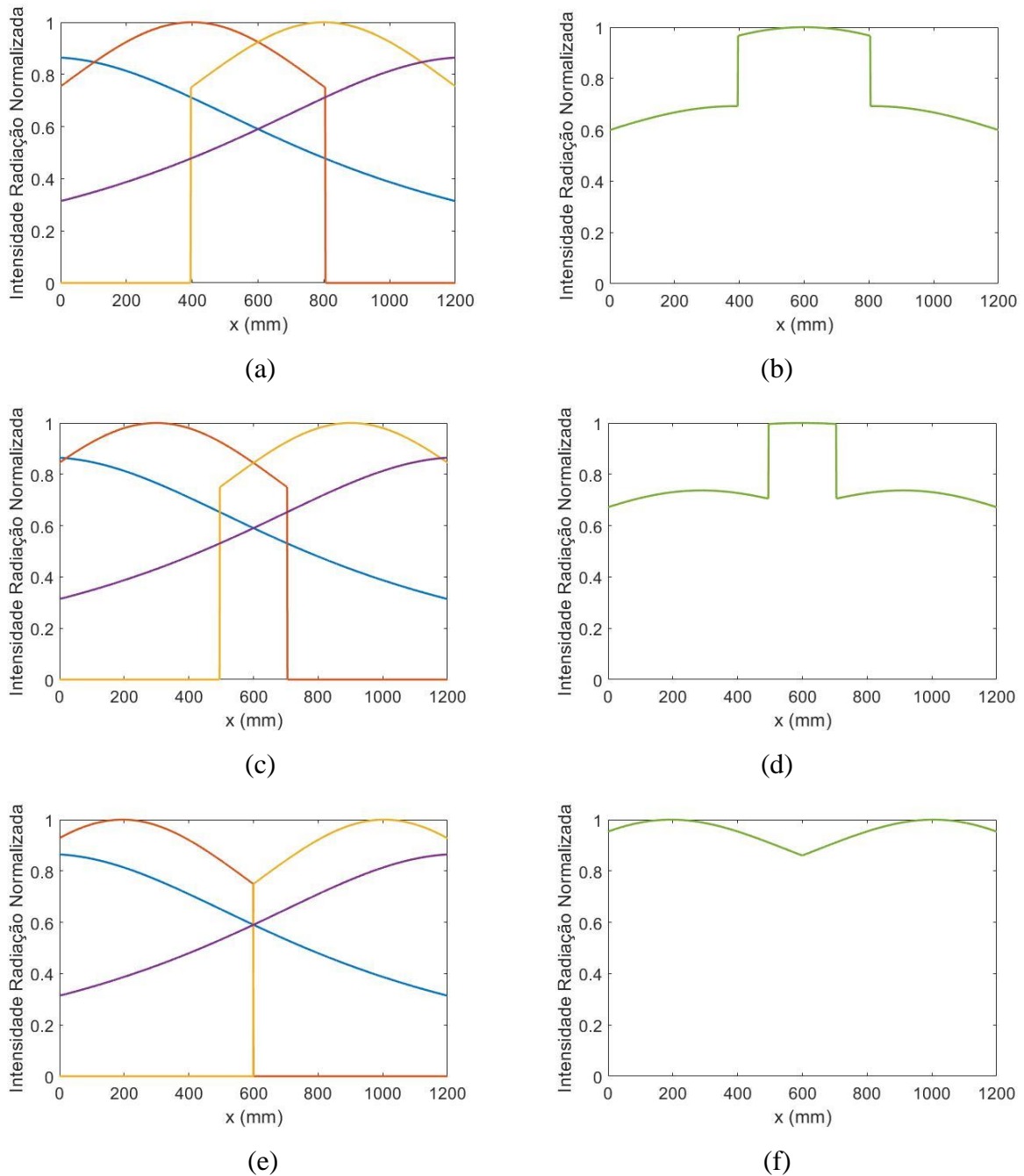


Figura 5.9 – Valores calculados para irradiância no plano de teste para 4 refletores posicionados com altura de 400 mm do plano de teste. Refletores 1 e 4 inclinados em 30° .

Posicionamento nos refletores no eixo x, respectivamente, conforme: (a) e (b) posições -100, 400, 800 e 1300 mm. (c) e (d) posições -100, 300, 900 e 1300 mm. (e) e (f) posições -100, 200, 1000 e 1300 mm.

Gradativamente, aumentou-se a distância entre os refletores 2 e 3, reduzindo a intensidade de radiação no centro do plano de teste para melhorar a uniformidade. A melhor alternativa recaiu sobre as distribuições mostradas nas Figuras 4.9, com os refletores nas posições -100, 200, 1000 e 1300 mm. Com este resultado, conclui-se que é necessário adquirir novas lâmpadas e redistribuí-las no simulador nas posições indicadas por 5.9 (e) e (f). Todavia sabe-se que esta análise qualitativa e teórica é apenas uma indicação e servirá como uma base para a realização do ajuste durante os ensaios de uniformidade espacial a serem realizados. As lâmpadas foram adquiridas e instaladas nas posições indicadas, conforme apresentado na Figura 5.10.



Figura 5.10 – Imagem do novo simulador solar com as 16 lâmpadas em operação.

5.1.3. Lâmpadas de vapor metálico

A fonte de radiação do simulador consiste em 16 lâmpadas tubulares de vapor metálico com potência elétrica nominal de 1 kW cada, modelo Philips HPI T 1000W 543 E40 com reatores elétricos, 220V 60Hz. Os reatores são necessários para fornecer altas tensões de partida e regular a corrente dentro do bulbo da lâmpada durante a operação. As lâmpadas foram instaladas em refletores retangulares de alumínio equipados com uma haste para ajustar sua inclinação. A Figura 5.11 mostra esses componentes.

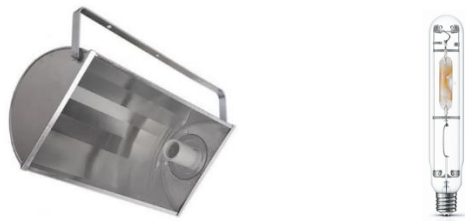


Figura 5.11 – Imagem do refletor de alumínio e da lâmpada de vapor metálico.

É esperado que as lâmpadas de vapor metálico apresentem cintilação na intensidade da radiação em frequência igual ao dobro da frequência de alimentação elétrica (Dong et al., 2015). Nesse trabalho, essa cintilação foi medida com o uso de um osciloscópio e 4 células de referência, cada uma posicionada abaixo de uma das fileiras de lâmpadas no plano de teste do simulador. As células de referência utilizadas foram encapsuladas e disponibilizadas pelo Laboratório de Pesquisa Aplicada do NTEEL (Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica da UFSC). As fileiras 1, 2 e 3 estão sendo alimentadas por fases diferentes, enquanto a fileira 4 está sendo alimentada pela mesma fase da fileira 3. A Figura 5.12 apresenta os resultados para a irradiância normalizada obtida por cada célula de referência. A frequência da cintilação foi determinada sendo próxima a 120 Hz e o percentual de variação da irradiância foi de, aproximadamente, 30 % em relação ao valor máximo. A frequência obtida em cada célula corresponde a um período de, aproximadamente, 8,4 ms. Dessa maneira, para minimizar esse efeito durante a aquisição de curvas $I-V$ com o simulador, deve-se configurar o tempo de integração da medida de cada par $I-V$ em um valor superior ao período da oscilação da radiação.

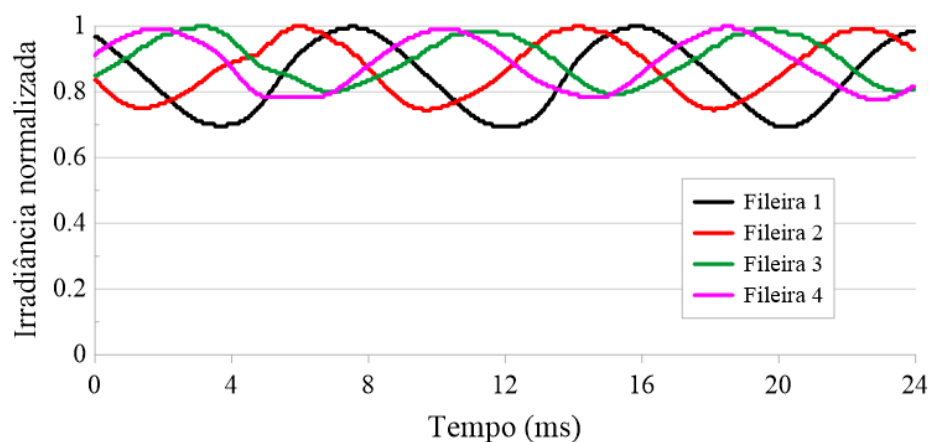


Figura 5.12 – Gráfico da variação da irradiância normalizada, medido com osciloscópio.

5.2. Envoltória e ventilação

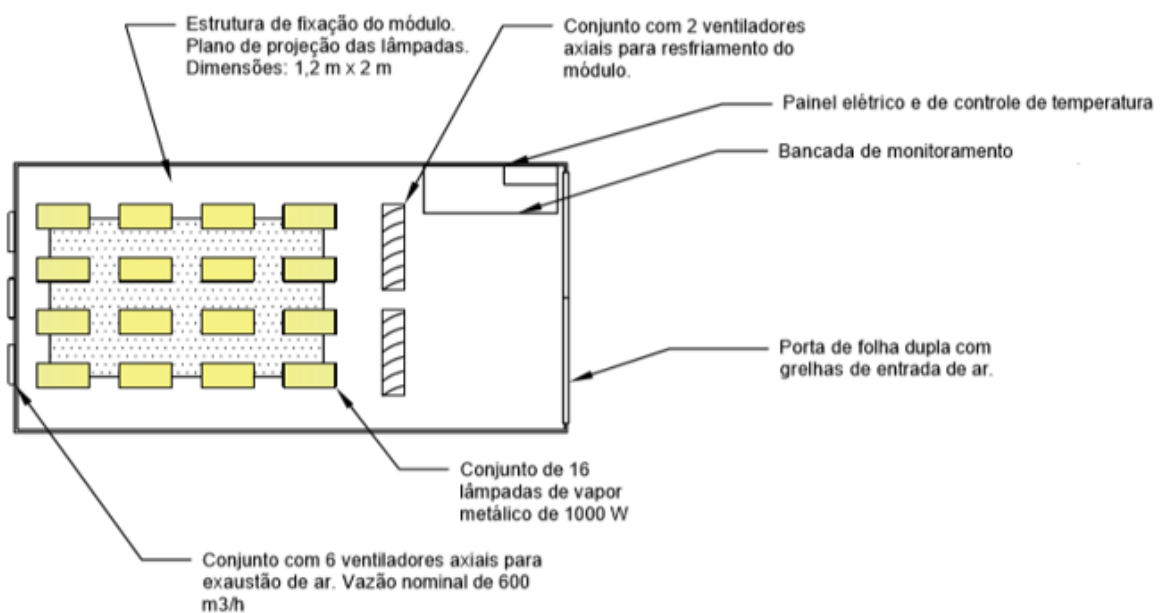
O simulador solar desenvolvido nesse trabalho está instalado dentro de um contêiner metálico. Com o objetivo de controlar a temperatura interior do simulador e retirar calor gerado pelas lâmpadas, a envoltória do simulador foi desenvolvida para criar um fluxo de ar unidirecional. As premissas consideradas para isso foram as que seguem: (a) O sistema de resfriamento precisa ser capaz de eliminar o calor excessivo produzido pelas lâmpadas dentro do contêiner de maneira a manter a temperatura do ar no seu interior em valores de no máximo 30 °C; (b) O módulo fotovoltaico em teste precisa receber fluxo de ar forçado de maneira a eliminar calor por convecção em quantidade suficiente para que a sua temperatura possa ser controlada em valores próximos a 50 °C; (c) Assim como os módulos, as lâmpadas precisam sofrer o resfriamento por convecção de maneira a preservar a sua vida útil; (d) Deve haver um dispositivo de controle para que a temperatura do módulo em teste fique dentro da faixa admissível para o ensaio.

A Figura 5.13 mostra uma fotografia externa do contêiner onde é possível verificar que a porta de acesso possui grelhas que permitem a entrada de ar. A Figura 5.14 apresenta uma imagem do fluxo de ar e a identificação dos principais componentes do simulador: Estrutura de fixação dos módulos, lâmpadas, exaustores axiais para retirada do calor, ventiladores axiais para convecção forçada, grelhas de entrada de ar, painel elétrico e estação de monitoramento.

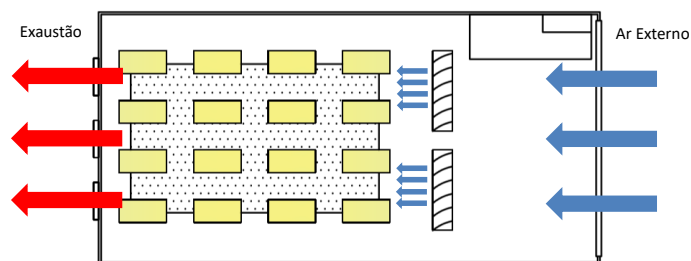


Figura 5.13 – Fotografia externa do contêiner que abriga o simulador solar.

O controle de temperatura é realizado através de um sensor Pt100 instalado na parte posterior do módulo fotovoltaico submetido ao teste e conectado ao sistema de automação e monitoramento, que será detalhado mais adiante nesta Tese. Esse sistema também conta com um sensor de temperatura do tipo *thermistor* NTC (*Negative Temperature Coefficient*) acoplado a um sistema independente cujo objetivo é atuar como um dispositivo de proteção, desligando as lâmpadas no caso de superaquecimento por falha no sistema de automação. A Figura 5.15 apresenta uma imagem do interior do simulador, onde se podem ver os ventiladores axiais de convecção forçada.



(a)



(b)

Figura 5.14 - (a) Desenho do simulador com as alterações realizadas e anotações de cada componente. (b) Desenho do simulador com ilustração do fluxo de ar.



Figura 5.15 – Imagem do interior do simulador, com destaque para os ventiladores de convecção forçada.

5.3. Instrumentação: sistema de controle do ensaio

Este sistema aciona as lâmpadas, exaustores, ventiladores e dispositivos de proteção, de acordo com as condições definidas no software desenvolvido especificamente para o sistema. Além disso, é possível definir o início e o fim do teste configurando o horário de funcionamento do simulador através do software. A Figura 5.16 mostra o diagrama esquemático deste sistema, onde foi utilizado um *datalogger* Agilent, modelo 34972A, juntamente com uma placa de entradas e saídas digitais (níveis de tensão 0 e 5 V) e outra unidade de aquisição de sinal para dispositivos analógicos, ambas da Agilent. Foram utilizadas quatro saídas digitais, conectadas a quatro relés de estado sólido. Estes relés ativam os ventiladores e a contatora que alimenta as lâmpadas. Na Figura 5.16, os exaustores são referidos como Grupo 1 e os dois ventiladores de ventilação forçada são referidos como Grupos 2 e 3 porque podem ter diferentes configurações de *setpoint*.

A temperatura do módulo fotovoltaico é monitorada por um sensor de temperatura Pt100, que também é conectado ao *datalogger* via placa analógica. Além disso, como mencionado anteriormente, um termostato independente é usado para monitorar a temperatura do módulo fotovoltaico para desligar as lâmpadas em caso de superaquecimento que pode

resultar de uma falha no sistema de controle de temperatura. A Figura 5.17 mostra uma foto da tela de controle do software desenvolvido. Este programa pode ser usado para operar manualmente cada relé ou inserir uma configuração para operação automática do simulador. Por exemplo, o usuário pode configurar um teste especificando a data e hora de início e a data e hora de término. Também é necessário configurar o valor da temperatura de controle (*on* e *off*) para os exaustores e ventiladores de ventilação forçada. Os limites de temperatura superior e inferior mostrados na Figura 5.17 definem a temperatura na qual cada grupo de ventiladores liga e desliga, respectivamente. Para as lâmpadas, o limite superior de temperatura é um valor de segurança no qual as lâmpadas se apagam e, neste caso, ligam novamente no limite inferior. Com essas informações, o programa liga as lâmpadas automaticamente no horário programado e controla o funcionamento dos exaustores e ventiladores de ventilação forçada para manter a temperatura do módulo dentro da faixa definida pelo operador do sistema. Ao final do tempo programado, as lâmpadas são desligadas automaticamente. A Figura 5.18 mostra uma foto do painel de controle instalado no simulador.

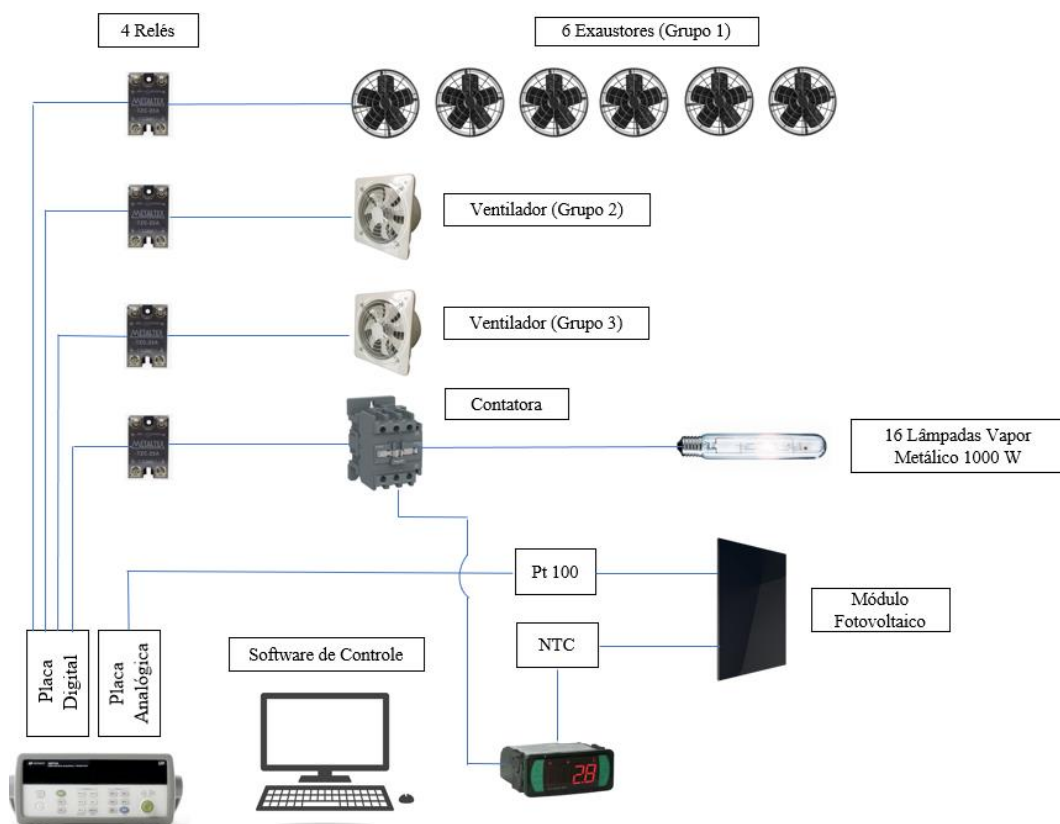


Figura 5.16 - Representação esquemática do sistema de controle do simulador.

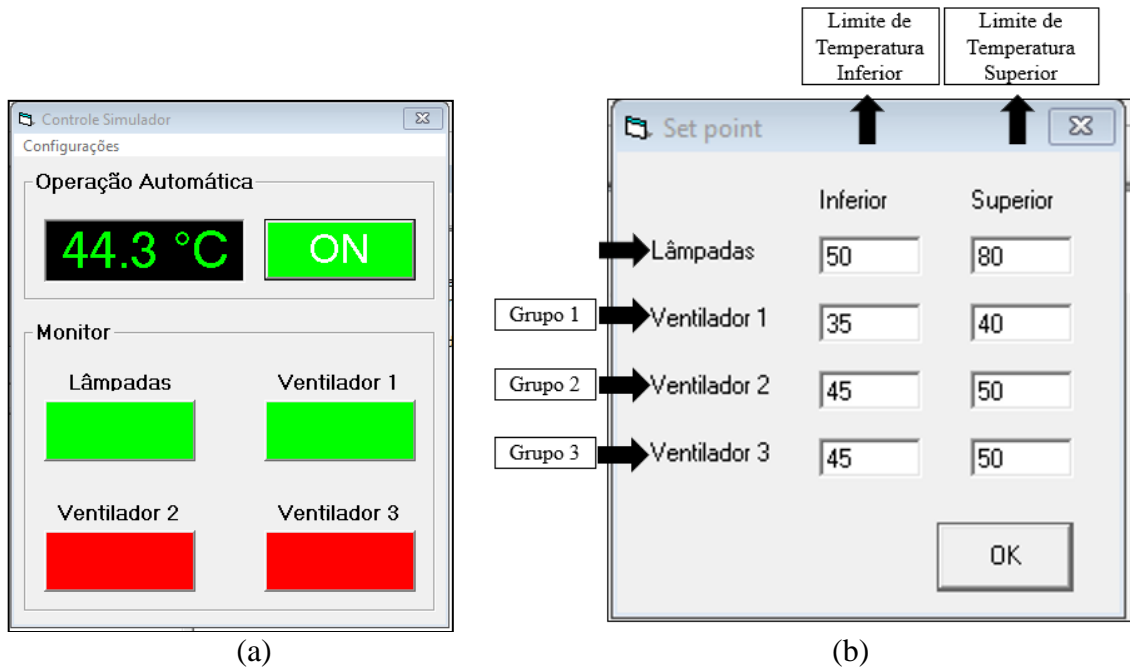


Figura 5.17 - (a) Tela principal do software de controle. (b) Tela de configuração dos *setpoints* de temperatura.

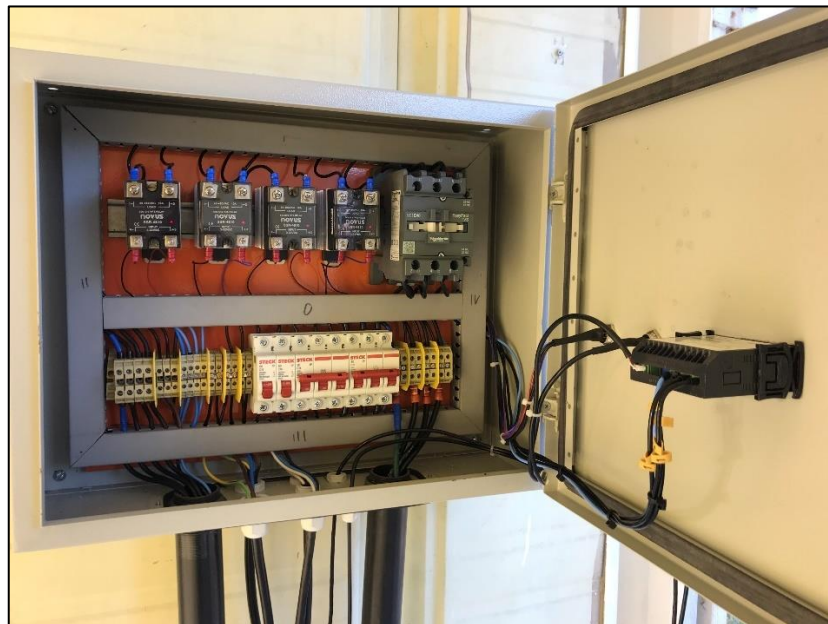


Figura 5.18 - Painel elétrico do sistema de controle do simulador.

5.4. Instrumentação: traçador de curva *I-V*

O sistema de aquisição e tratamento dos dados é composto por um traçador de curva *I-V* e software de controle. O programa foi desenvolvido no LABSOL para que as curvas possam

ser obtidas de maneira programada, conforme intervalo definido pelo usuário. O software permite realizar, em cada medida, a translação da curva para uma condição de irradiância e temperatura previamente especificada e extração dos parâmetros elétricos. O sistema traçador de curvas foi desenvolvido com base no trabalho de Gasparin (2009). A Figura 5.19 apresenta um diagrama esquemático deste sistema.

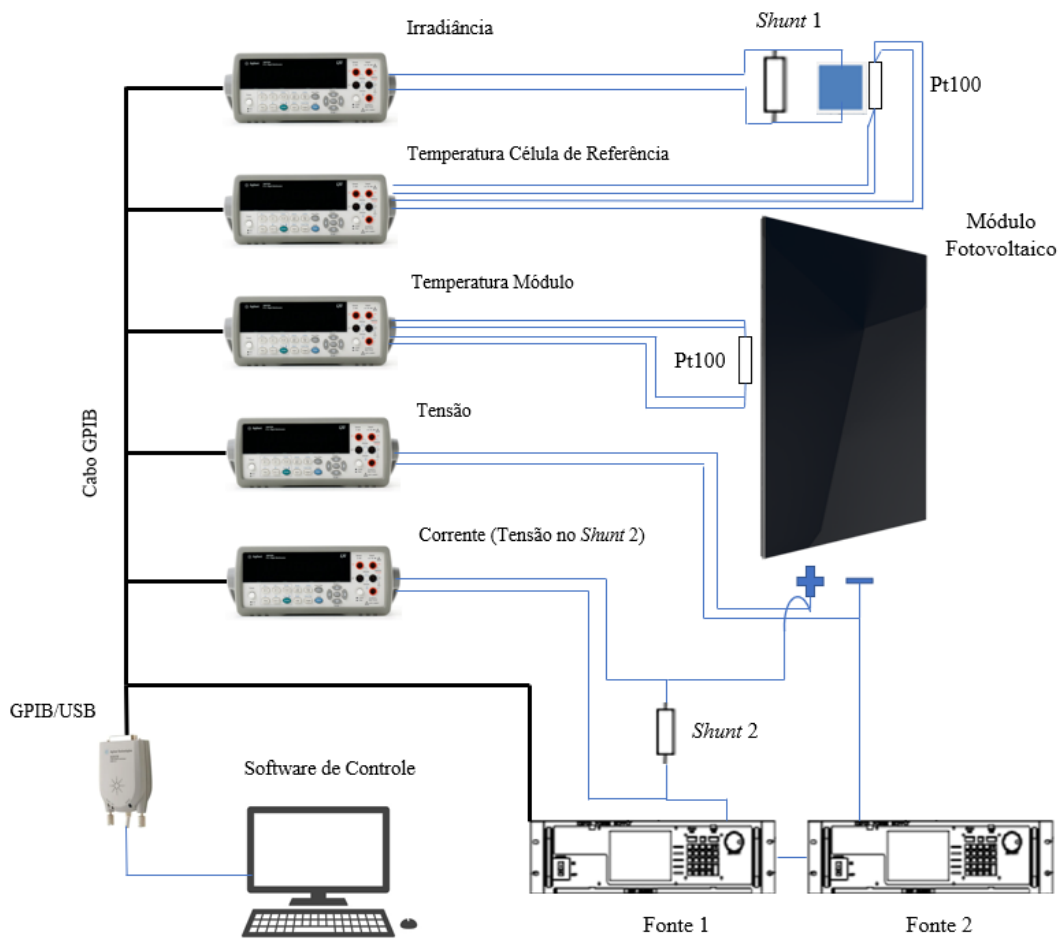


Figura 5.19 – Diagrama esquemático do sistema de aquisição e tratamento de dados.

O traçador é composto de 5 multímetros, responsáveis pela medição de corrente do módulo, tensão do módulo, irradiância, temperatura do módulo e temperatura da célula de referência. Igualmente, estão instaladas duas fontes Kepco BOP 100-10MG em série, responsáveis por variar a tensão no módulo ensaiado e também por mantê-lo polarizado próximo ao ponto de máxima potência enquanto exposto no simulador. Conforme também realizado por Gasparin (2009), foi utilizado barramento GPIB, interligando todos os instrumentos, e um adaptador GPIB/USB para conexão dos instrumentos ao computador. A

correção da curva característica I - V , que foi inserida no software de monitoramento, utiliza o método de translação geométrica, conforme programa de pós-processamento desenvolvido por Buhler et al. (2014a). A Figura 5.20 apresenta imagem da tela principal do programa de aquisição e tratamento dos dados do ensaio. Já a Figura 5.21 apresenta uma imagem da instrumentação deste sistema.

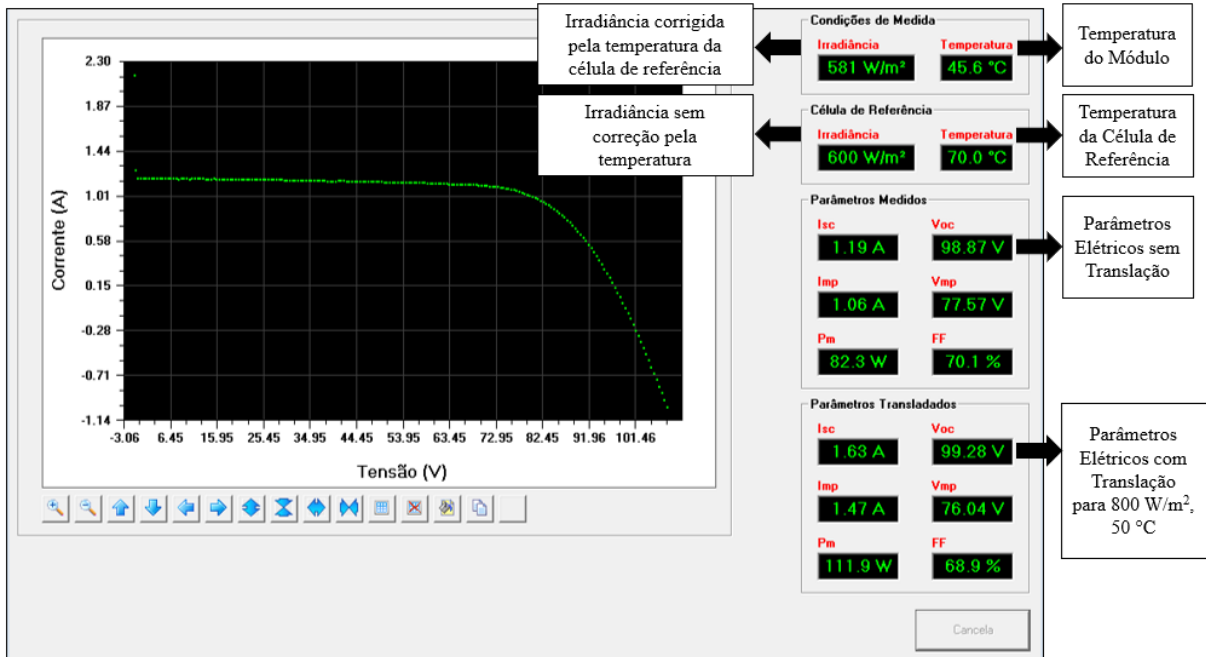


Figura 5.20 – Imagem da tela principal do software de aquisição e tratamento dos dados.



Figura 5.21 – Imagem da instrumentação do sistema de aquisição e tratamento de dados.

6. METODOLOGIA: CARACTERIZAÇÃO E ENSAIO LIGHT-SOAKING

6.1. Descasamento espectral

O descasamento espectral de um simulador solar é definido pela razão entre o espectro medido no simulador e o espectro de referência AM 1,5 definido na IEC 60904-9. A norma IEC 60904-9 (IEC, 2020) estabelece que a verificação seja feita para 6 intervalos de comprimento de onda conforme apresentado na Tabela 6.1 e limita a faixa de comprimento de onda entre 400 e 1.100 nm. A Tabela 6.1 também lista o percentual da irradiância total em cada faixa para o espectro de referência AM 1,5.

A Tabela 6.2 apresenta os requisitos para as classificações A, B ou C conforme a IEC 60904 – 9:2020. Para o descasamento espectral, todas as seis faixas da Tabela 6.1 precisam cumprir com o requisito da respectiva classe para validação. Desta maneira, para o simulador ser classificado como classe B, todas as faixas precisam apresentar descasamento espectral entre os limites 0,6 e 1,4.

Tabela 6.1 – Distribuição da irradiância global conforme IEC 60904 – 9:2020.

Faixa	Comprimento de onda (nm)	Total de irradiância na faixa de comprimento de onda (%)
1	400 - 500	18,4
2	500 - 600	19,9
3	600 - 700	18,4
4	700 - 800	14,9
5	800 - 900	12,5
6	900 - 1100	15,9

A metodologia para este teste consiste na medição do espectro da irradiação no plano de ensaio, integração dos valores de irradiância nos intervalos previstos na Tabela 6.1, obtenção dos percentuais do total de irradiância em cada faixa para o espectro medido, considerando a faixa de 400 a 1100 nm, cálculo do descasamento através da razão entre os valores

percentuais em cada faixa da Tabela 6.1 e, por fim, verificação da classe através da definição apresentada na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Critérios para classificação de simuladores solares, IEC 60904 – 9:2020.

Classificação	Descasamento Espectral para todos os intervalos especificados na Tabela 5.1	Não uniformidade de Irradiância	Instabilidade Temporal	
			Instabilidade de Irradiância no Curto Prazo (STI)	Instabilidade de Irradiância no Longo Prazo (LTI)
A	0,75 - 1,25	2%	0,5%	2%
B	0,6 - 1,4	5%	2%	5%
C	0,4 - 2,0	10%	10%	10%

O espectro do simulador solar foi adquirido usando o espectrorradiômetro EPP-2000VIS-50 da Stellar Net com uma matriz CCD de 2048 pixels para uma faixa de comprimento de onda de 342 a 1166 nm. Foi utilizado um atenuador de intensidade na sonda óptica para evitar a saturação do instrumento. O material do atenuador é o politetrafluoretileno (Teflon ®), que possui uma transmitância muito pouco dependente do comprimento de onda incidente. Mesmo assim, o espectrorradiômetro foi previamente calibrado com o atenuador instalado para evitar efeitos da transmitância do mesmo. A calibração do instrumento está descrita no trabalho de Piccoli et al., (2020), que utilizou método descrito em Haag, (2012). O espectro foi obtido no plano de teste do simulador com todas as lâmpadas em operação e comparado ao espectro de referência ASTM G173 (ASTM, 2020) para as faixas de comprimento de onda definidas pela IEC 60904-9:2020 (IEC, 2020). Os dois espectros são comparados na seção Resultados da presente Tese.

6.2. Não-uniformidade espacial de irradiância

Para a avaliação da não-uniformidade de irradiância no plano de teste, foi utilizada a Equação 6.1, prevista na IEC 60904-9:2020:

$$NUR = \left[\frac{E_{max} - E_{min}}{E_{max} + E_{min}} \right] \cdot 100\% \quad (6.1)$$

onde NUR é a não uniformidade de irradiância, em %; E_{max} é a máxima irradiância medida no plano de teste, em W/m^2 ; e E_{min} é a mínima irradiância medida no plano de teste, em W/m^2 . O plano de teste do simulador, com dimensões de 2,0 m x 1,2 m, foi dividido e uma matriz 4 x 7 para esta avaliação, com 28 pontos de medição.

6.3. Instabilidade temporal de irradiância: curto prazo

A Instabilidade de Irradiância no Curto Prazo (*STI – Short term instability of irradiance*) representa a capacidade do simulador em manter a intensidade de irradiância estável durante o tempo de aquisição de dados da curva característica do módulo fotovoltaico. Este parâmetro é importante quando o simulador é utilizado para obtenção de curvas *I-V*. O simulador desenvolvido nesta Tese é um simulador de exposição solar contínua, mas que também terá sua fonte luminosa utilizada para obtenção de curvas características dos módulos enquanto expostos no ensaio. Estes fatos tornam a instabilidade de irradiância de curto prazo importante assim como a instabilidade de irradiância de longo prazo para este equipamento.

A metodologia consiste em medir a irradiância durante a aquisição da curva *I-V*, para cada par de tensão e corrente medida, aplicar a Equação 6.2 e obter o valor de *STI* em percentual.

$$STI = \left[\frac{E_{max,s} - E_{min,s}}{E_{max,s} + E_{min,s}} \right] \cdot 100\% \quad (6.2)$$

onde $E_{max,s}$ é a máxima irradiância medida durante o tempo de aquisição da curva *I-V* e $E_{min,s}$ é a mínima irradiância medida durante o tempo de aquisição da curva *I-V*. O parâmetro *STI* foi obtido nesse trabalho com o simulador configurado para medir 200 pontos por curva, com um tempo por medição de 25 ms para cada ponto de dados *I-V*.

6.4. Instabilidade temporal de irradiância: longo prazo

A Instabilidade de Irradiância no Longo Prazo (*LTI – Long term instability of irradiance*) mede a capacidade do simulador em manter a irradiância estável durante todo o ensaio de exposição solar contínua. Para a avaliação deste parâmetro, aplica-se a Equação 6.3, similar a Equação 6.2, porém agora comparando os valores máximos e mínimos de irradiância obtidos em todo o monitoramento do ensaio de exposição contínua:

$$LTI = \left[\frac{E_{max,l} - E_{min,l}}{E_{max,l} + E_{min,l}} \right] \cdot 100\% \quad (6.3)$$

onde $E_{max,l}$ é a máxima irradiância medida durante o tempo total do ensaio de exposição contínua e $E_{min,l}$ é a mínima irradiância medida durante o tempo total do ensaio de exposição contínua. O tempo de monitoramento para verificação do *LTI* neste trabalho foi de 25 horas e as medições foram feitas a cada 30 segundos.

6.5. Ensaio light-soaking

Para avaliar a capacidade do simulador em monitorar os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos ao longo do ensaio e testar o equipamento por completo, são propostos dois ensaios de *light-soaking* com módulos fotovoltaicos de filmes finos, um com tecnologia CIGS e outro com tecnologia CdTe. Ambos não são módulos fotovoltaicos novos, mas estavam armazenados no escuro por mais de 1 ano antes do ensaio. Essas tecnologias tradicionalmente apresentam variações nos parâmetros elétricos nas primeiras horas de exposição solar. A Tabela 6.3 apresenta os parâmetros nominais dos módulos utilizados. A Tabela 6.4 apresenta os principais dados de configuração utilizados no software de controle e traçador de curvas do simulador. Os resultados de cada curva *I-V*, obtidos a cada 30 segundos para o módulo CIGS e a cada 20 segundos para o módulo CdTe, foram trasladados para uma condição comum de irradiância e temperatura. Entre cada medição da curva *I-V*, o módulo é automaticamente polarizado na tensão do ponto de máxima potência, V_{mp} , através das fontes

de quatro quadrantes do sistema, que atuam como cargas eletrônicas acionadas pelo software desenvolvido.

Tabela 6.3 – Características nominais dos módulos fotovoltaicos utilizados
($G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$).

Tecnologia	P_{mp} (W)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	α (% $I_{sc}/^\circ\text{C}$)	β (% $V_{oc}/^\circ\text{C}$)
CuInGaSe₂	150	1,90	79,0	2,10	110	0,02	-0,33
CdTe	410	2,30	178,3	2,52	217,4	0,04	-0,28

Tabela 6.4 – Parâmetros principais configurados no ensaio light-soaking

Parâmetro	Valor		Unidade
	CIGS	CdTe	
Tensão inicial varredura curva $I-V$	-1	-5	V
Tensão final varredura curva $I-V$	115	235	V
Tempo entre cada medida da curva $I-V$	30	20	s
Constante de calibração célula de referência	39,3		mV/kWm ⁻²
Constante de calibração sensor de corrente	6,15		mV/A
Número de medidas em cada curva $I-V$	200		-
Tempo integração por ponto medido	25		ms
Polarização final módulo	V_{mp}		V
Condição translação Irradiância	800		W/m ²
Condição translação Temperatura	50		°C

6.6. Preparo e Configuração da Instrumentação

Os módulos a serem ensaiados serão previamente submetidos ao ensaio no simulador pulsado disponível no LABSOL obtendo-se, assim, a sua condição inicial antes da exposição neste experimento. Dessa forma, a sequência de atividades de preparo e configuração segue conforme:

- a) Medição da condição inicial do módulo a ser ensaiado: Utilizar simulador pulsado classe AAA disponível no LABSOL para obtenção da curva $I-V$ do módulo fotovoltaico nas condições padrão de temperatura e irradiância;

- b) Posicionamento do módulo fotovoltaico no simulador de exposição contínua, no plano de teste. Realizar a conexão dos cabos MC4 do módulo ao sistema de aquisição de curva I - V ;
- c) Fixação dos sensores Pt100 no módulo, um deles conectado ao sistema de controle do simulador e outro conectado ao sistema de aquisição de curva I - V . Fixação do sensor NTC conectado ao relé de proteção do sistema;
- d) Posicionamento da célula de referência adjacente ao módulo a ser ensaiado, no plano de teste e conexão do cabo de medição de tensão e do sensor Pt100 ao sistema de aquisição de curva I - V ;
- e) Conexão do cabo de comando da placa digital até o painel de automação do experimento;
- f) Ligar todos os instrumentos, inicializar o computador e os softwares de controle e traçador de curva I - V .

Para configurar o software traçador de curva I - V , deve-se acessar três telas de parametrização, conforme relação abaixo:

- a) Configurações Iniciais: Conforme apresentado na Figura 6.1, o usuário informa os limites de tensão para varredura das fontes; constantes de calibração da célula de referência e do sensor de corrente (*shunt*); números de medidas, tempo por medida e o valor a ser configurado manualmente na fonte de tensão adicional, em série. Em seguida, o usuário define se a polarização do módulo ao final da medida será pelo parâmetro I_{sc} , V_{oc} ou V_{mp} , indica se a curva será exportada automaticamente a cada medida e escolhe o endereço a ser salvo. Ao clicar em “Conectar”, o programa conecta o computador aos instrumentos com as configurações realizadas.

Figura 6.1 – Tela de configurações iniciais do software traçador de curvas.

- b) Configurações de Parâmetros da Curva I - V : Conforme Figura 6.2 o usuário pode informar os parâmetros para cálculo da I_{sc} , V_{oc} e P_{max} na curva característica. Igualmente, nesta configuração são informadas as características de módulo e condições para translação da curva. Caso a translação da curva seja habilitada, o programa exporta os dados da curva medida e da curva transladada em cada medida.

The image shows a software window titled "Configura Dados" with several configuration panels:

- Região para Cálculo de Isc:**
 - % inicial de Voc: 0
 - % final de Voc: 20
 - Valores pré-definidos
- Características do Módulo:**
 - Número de células: 172
 - Área (m²): 1.6
 - Valores pré-definidos
- Região para Cálculo de Voc:**
 - % inicial de Isc: 20
 - % final de Isc: 0
 - Valores pré-definidos
- Condições para Translação:**
 - Temperatura (°C): 50
 - Irradiância (W/m²): 800
 - Alpha (%Isc/°C): 0.02
 - Betha (%Voc/°C): 0.33
 - Betha (%Voc/°C)
 - Valores pré-definidos
 - Habilita translação da curva
 - Habilita condições climáticas
- Região para Cálculo de Pm:**
 - % inicial de Vmp: 0.75
 - % final de Vmp: 1.15
 - Valores pré-definidos

An "OK" button is located at the bottom right of the window.

Figura 6.2 – Tela de configurações de parâmetros da curva *I-V*.

- c) Configurações Medidas Contínuas: Nesta parte, conforme Figura 6.3, podem-se inserir os dados para que as medidas iniciem e terminem de forma automática. Devem-se inserir também o intervalo entre cada medida e a condição mínima de irradiância para o disparo. Ao marcar a caixa “Exporta os parâmetros da curva” o software registra os parâmetros de cada curva característica medida em um único arquivo, de maneira que seja possível avaliar a variação destes valores ao longo do tempo.

Figura 6.3 – Tela para configuração de medições contínuas.

Após estas etapas o programa está pronto para iniciar as medidas de curva I - V automaticamente. Em seguida, deve-se fazer também uma breve configuração no software de controle do ensaio. O programa de controle pode ser operado de maneira manual, possibilitando ao usuário ligar e desligar as lâmpadas e ventiladores do simulador. Para a operação em modo automático, deve-se seguir a sequência abaixo:

- a) Conectar instrumento: O programa conecta o computador ao instrumento de aquisição de dados.
- b) Configuração *set points*: Conforme imagem já apresentada na Figura 5.17, o usuário informa os valores para ligar (coluna “Superior”) e para desligar os ventiladores do simulador. A lógica para as lâmpadas é inversa e funciona como uma proteção ao sistema, caso a temperatura do módulo exceda o valor configurado na coluna “Superior”.

- c) Programa desligamento: Configurar uma data e hora para o desligamento automático do ensaio, se desejado. Neste caso, o programa desliga as lâmpadas e os ventiladores na data e hora configurados.

6.7. Sequência Operacional

Uma vez realizado o preparo e a configuração da instrumentação, a seguinte sequência operacional pode ser realizada:

- a) Iniciar as medições contínuas do sistema traçador de curvas;
- b) Cobrir o módulo fotovoltaico posicionado dentro do simulador com o objetivo de mantê-lo sem incidência da radiação nos minutos iniciais do ensaio, enquanto as lâmpadas estiverem em estabilização;
- c) Iniciar a operação automática do ensaio, ligando as lâmpadas e mantendo em automático o controle de temperatura do módulo;
- d) Aguardar a estabilização da irradiância e retirar o anteparo de bloqueio de irradiância. A partir deste momento, o ensaio inicia-se;
- e) Ao final do tempo programado de ensaio, retirar módulo do simulador de exposição solar contínua e realizar medição final da curva $I-V$ no simulador pulsado.

7. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados para a caracterização do simulador, bem como os resultados de dois ensaios de teste de desempenho do simulador solar, utilizando-se a metodologia descrita e a instrumentação desenvolvida neste trabalho.

7.1. Resultado caracterização do simulador

O espectro de radiação solar do simulador no plano de teste em comparação ao espectro de referência ASTM G173 é mostrado na Figura 7.1. O espectro medido foi integrado na faixa entre os comprimentos de onda de 400 - 1100 nm e normalizado com a integral do espectro padrão ASTM G173 para a mesma faixa com o objetivo de corrigir a sua intensidade. Dessa forma, ambos os espectros são comparados com a mesma intensidade com base apenas na distribuição espectral ao longo da faixa de 400 - 1100 nm. Lâmpadas de vapor metálico apresentam alguns picos na irradiância espectral, conforme mostrado na Figura 7.1. A Tabela 7.1 mostra os valores calculados para a porcentagem de irradiância total em cada faixa de comprimento de onda para a medição do simulador e também para o espectro de referência. Os valores calculados de descasamento espectral em cada faixa também são mostrados nesta tabela, bem como a classificação alcançada de acordo com a IEC 60904-9:2020. Por definição, a classificação para descasamento espectral é o pior caso e, portanto, o simulador é classificado como "C" neste quesito.

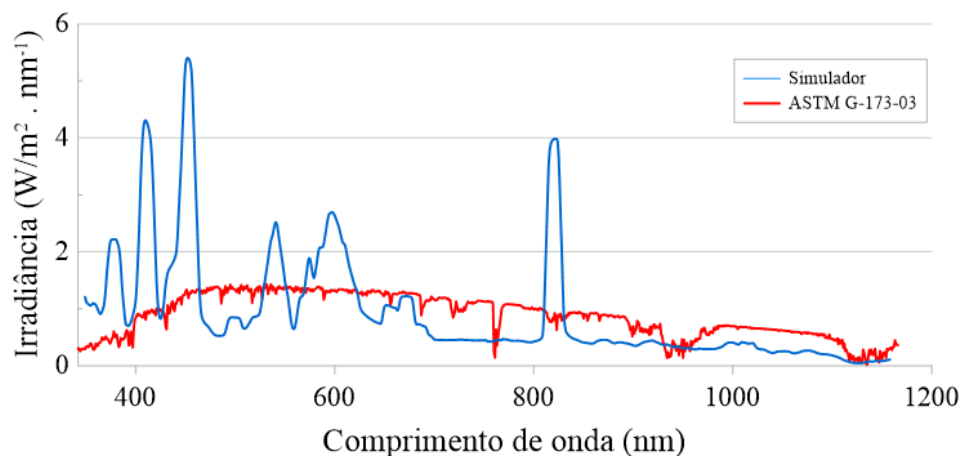


Figura 7.1 – Espectro da radiação medida no plano de teste do simulador e espectro de referência.

Tabela 7.1 – Descasamento espectral e classificação para cada faixa de comprimento de onda.

Faixa	Comprimento de onda (nm)	Irradiância total na faixa de comprimento de onda:		Descasamento Espectral	Classificação
		Simulador	ASTM G173-03 (Global)		
1	400 - 500	31%	18%	1,70	C
2	500 - 600	22%	20%	1,11	B
3	600 - 700	17%	18%	0,92	A
4	700 - 800	6%	15%	0,44	C
5	800 - 900	14%	13%	1,13	B
6	900 - 1100	9%	16%	0,57	C

Com a utilização da Equação 6.1, a não uniformidade da irradiância no plano de teste resultou em $NUR = 8,9\%$ para o posicionamento configurado das lâmpadas e a distância de 400 mm do plano de teste. A irradiância média obtida neste teste foi de 794 W/m^2 . Para valores de irradiância maiores é necessário aproximar o plano de teste das lâmpadas e a caracterização de não uniformidade deve ser repetida para verificação. O simulador solar nesta configuração é classificado como "C" para não uniformidade de irradiância. A Figura 7.2 mostra um mapa de valores interpolados com os dados de irradiância medidos no plano de teste. A distribuição das lâmpadas com os refletores utilizados alcançou a classificação mínima conforme IEC 60904-9:2020, mas apresentou alguns picos de irradiância ao longo do plano e também uma zona central com menor irradiância. Os valores máximos e mínimos medidos ao longo de todo o plano foram 723 e 864 W/m^2 , respectivamente.

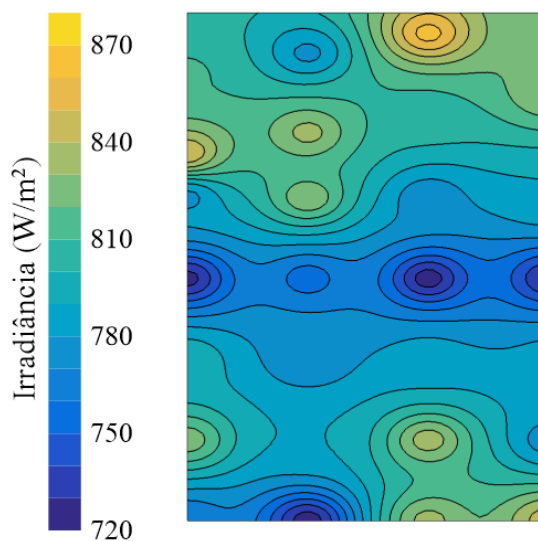


Figura 7.2 – Mapa de irradiância gerado pela interpolação de 28 medições de irradiância no plano de teste do simulador.

A Figura 7.3 mostra os dados de irradiância obtidos durante 25 horas de funcionamento do simulador. As maiores flutuações ocorrem entre as 7 e 13 horas do teste. O valor LTI para o tempo total foi de 4,41%, resultando em uma classificação B. Pelo gráfico da Figura 7.3, pode-se observar que a irradiância aumenta gradativamente da hora 2 até a hora 14, o que provavelmente está relacionado ao aumento da tensão elétrica na rede de distribuição durante a noite, considerando que não foi utilizado regulador de tensão neste simulador e que este teste começou próximo das 19 horas. A variação da irradiância durante a medição de uma curva $I-V$ com o sistema desenvolvido é mostrada na Figura 7.4. O parâmetro STI calculado para esses valores foi de 0,34%, resultando em Classe A. A medição de cada curva leva 5 segundos devido à configuração realizada e descrita na metodologia deste trabalho. A classificação em termos de STI mostra que os parâmetros configurados para traçar a curva $I-V$ foram satisfatórios e conseguiram minimizar os efeitos de cintilação da fonte de luz.

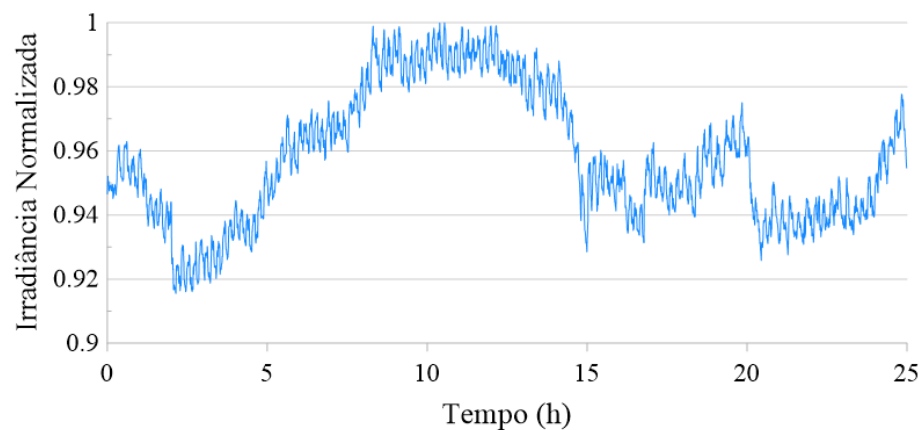


Figura 7.3 - Irradiância medida no plano de teste do simulador durante 25 horas de monitoramento.

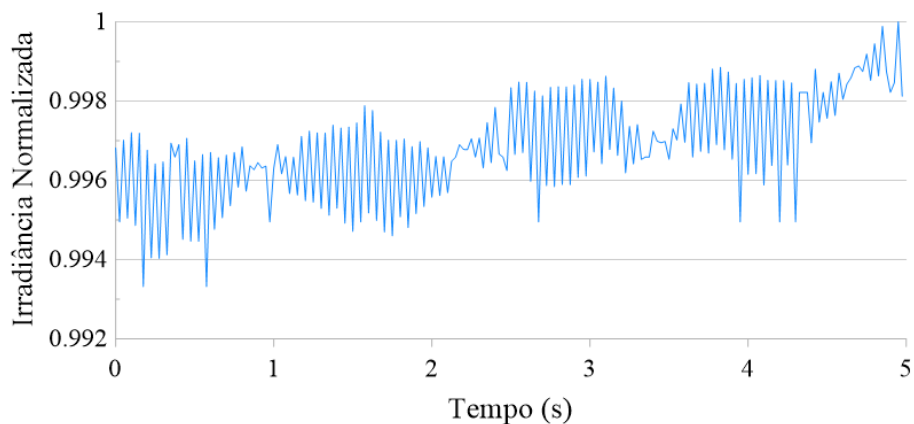


Figura 7.4 – Irradiância durante medição da curva $I-V$.

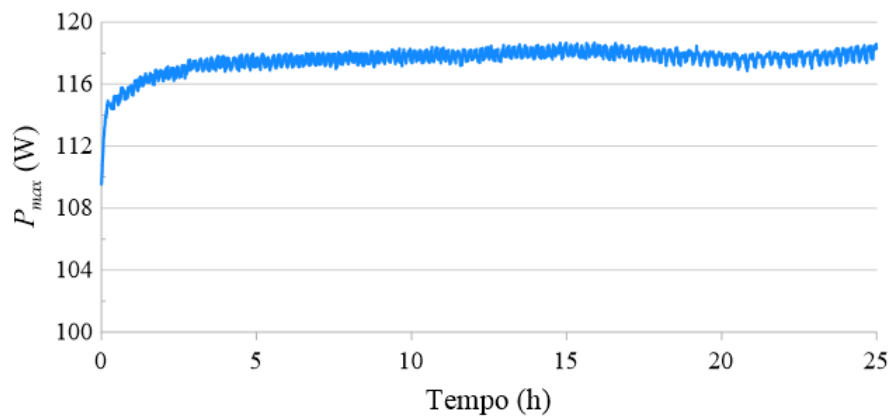
7.2. Resultados ensaios light-soaking

7.2.1. Módulo tecnologia CIGS

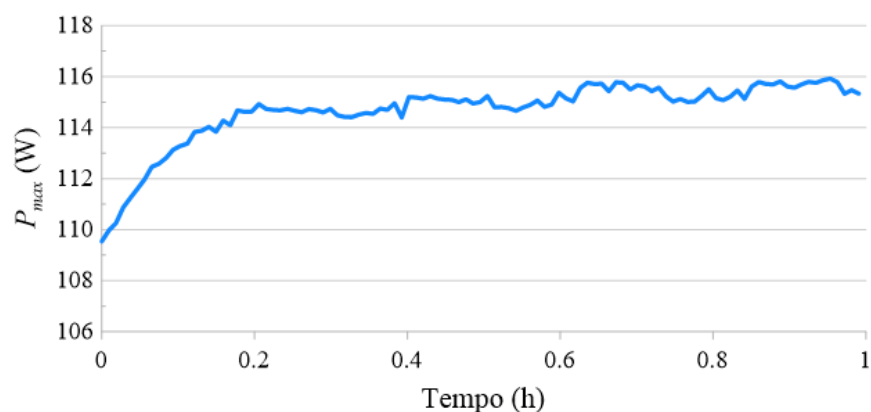
Os valores de potência do módulo fotovoltaico com tecnologia CIGS durante as 25 horas de teste são apresentados na Figura 7.5 (a) e, para a primeira hora, na Figura 7.5 (b). Cada medição da curva I - V é transladada para a condição de 800 W/m^2 e $50 \text{ }^\circ\text{C}$ no programa desenvolvido e armazenada para análise. A temperatura $50 \text{ }^\circ\text{C}$ foi definida porque o controle de temperatura foi configurado para manter o módulo próximo deste valor. A potência aumenta em 4,9% nos primeiros 12 minutos de teste e se mantém estável em 118 W após 5 horas de teste. Existem pequenas flutuações nos valores de potência da ordem de 0,8% causadas por imprecisões na correção da curva I - V . As variações de irradiância observadas pelo fator LTI foram minimizadas corrigindo os dados para uma determinada condição. O fator de forma (FF) para este teste variou de 66 a 70%, conforme mostrado no gráfico da Figura 7.6, que também mostra uma grande mudança nas primeiras horas, seguida de estabilização após 15 horas. O valor médio de irradiância medido neste ensaio foi de 612 W/m^2 e a integral para as 25 horas resultou em $15,3 \text{ kWh/m}^2$.

O controle de temperatura do simulador foi configurado para manter o módulo o mais próximo possível de $50 \text{ }^\circ\text{C}$. No entanto, a operação de ventilação forçada resulta em uma variação na temperatura do módulo de cerca de $\pm 5 \text{ }^\circ\text{C}$, conforme mostrado na Figura 7.7. Nos primeiros minutos do teste, o módulo aquece de 26 a $55 \text{ }^\circ\text{C}$ e, a partir desse ponto, a temperatura oscila entre 45 e $56 \text{ }^\circ\text{C}$. O controle proposto aciona o Grupo 1 (6 Ventiladores de Exaustão) quando a temperatura do módulo atinge $40 \text{ }^\circ\text{C}$, liga o Grupo 2 (Ventilador) e o Grupo 3 (Ventilador) juntos quando a temperatura do módulo atinge $50 \text{ }^\circ\text{C}$ e, em seguida, desliga o Grupo 2 e 3 quando atinge $45 \text{ }^\circ\text{C}$. No entanto, a temperatura do módulo continua subindo até quase $55 \text{ }^\circ\text{C}$, mesmo quando os ventiladores são ligados a $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Esta inércia térmica provocou uma variação de temperatura superior a $5 \text{ }^\circ\text{C}$. A Figura 7.7 (b) mostra que no momento em que a temperatura atinge $45 \text{ }^\circ\text{C}$, ela começa a subir novamente com os ventiladores desligados. Os *setpoints* de temperatura foram ajustados com um intervalo de $5 \text{ }^\circ\text{C}$ para evitar que os ventiladores ligassem e desligassem muito rapidamente. No entanto, diferentes valores de ajuste podem ser testados com a configuração desenvolvida para melhor controle.

Apesar da flutuação de temperatura, cada resultado de medição na curva $I-V$ é transladado para $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, que é o valor médio. Para testes de *light-soaking indoor*, de acordo com IEC 61215-1:2021(IEC, 2021a), a temperatura do módulo deve estar entre 40 e $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ para tecnologias c-Si, CdTe e CIGS, enquanto para a-Si a temperatura deve estar abaixo de $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ devido aos efeitos reversíveis do efeito Staebler-Wronski. A capacidade de ventilação e controle desenvolvidos neste simulador se mostraram suficientes para atender a este requisito da norma e realizar uma análise do perfil dos parâmetros do módulo fotovoltaico sob diferentes condições de irradiância, temperatura e tempo de exposição. O módulo com tecnologia CIGS foi submetido ao ensaio com simulador pulsado nas condições padrão de irradiância e temperatura, antes e depois do *light-soaking*, apresentando valores de 134 e 152 W , respectivamente. O valor final ficou muito próximo à potência nominal declarada pelo fabricante.



(a)



(b)

Figura 7.5 - (a) Variação da potência máxima do módulo CIGS medida no simulador a cada 30 segundos durante 25 horas, transladada para a condição 800 W/m^2 e $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. (b) Resultados da primeira hora do teste.

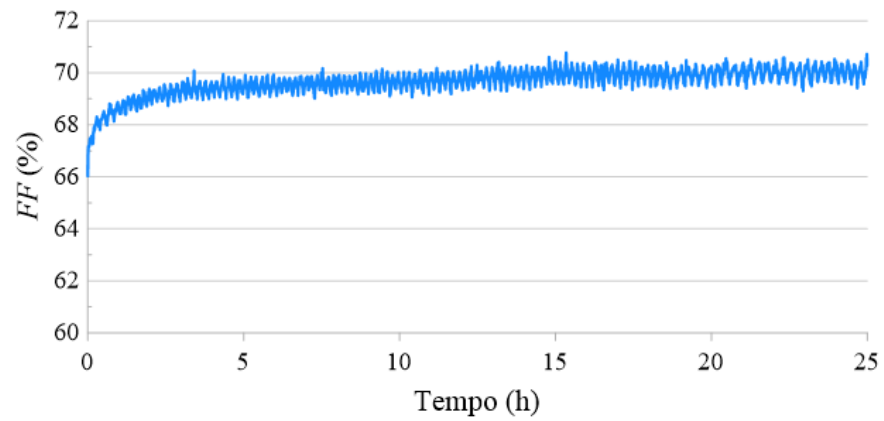
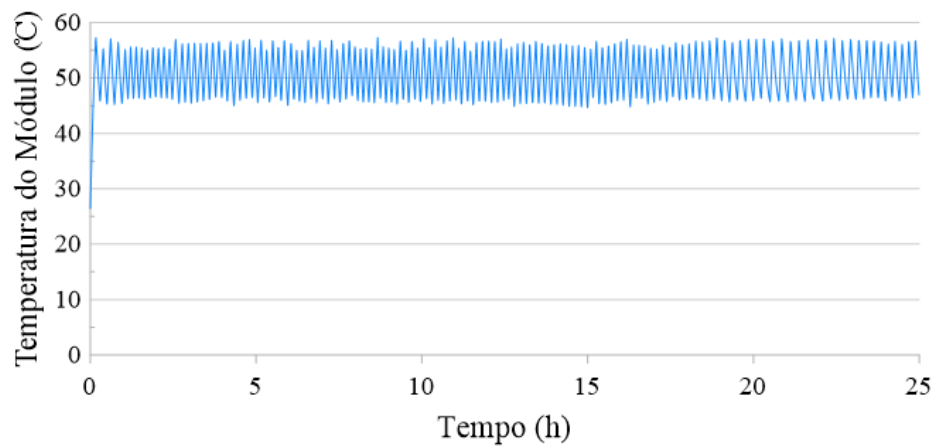
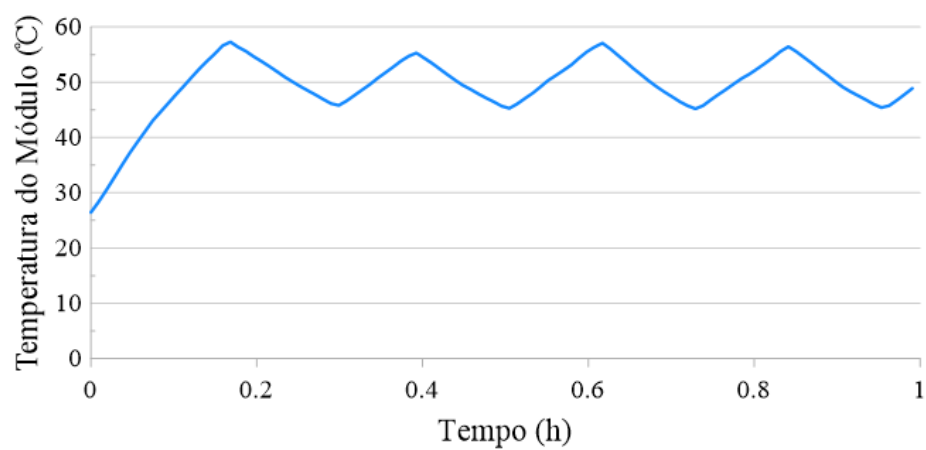


Figura 7.6 - Variação do fator de forma do módulo CIGS durante as 25 horas de teste.



(a)



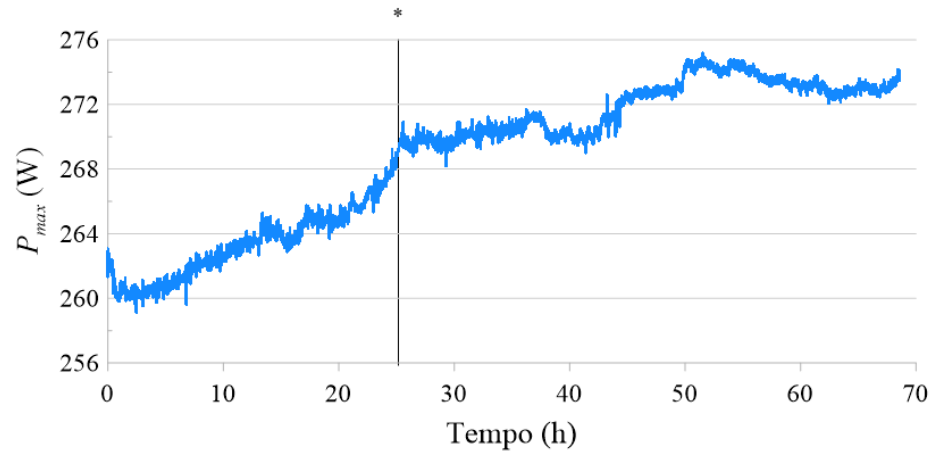
(b)

Figura 7.7 - (a) Variação da temperatura do módulo CIGS ao longo das 25 horas. (b) Variação da temperatura do módulo durante a primeira hora do teste.

7.2.2. Módulo tecnologia CdTe

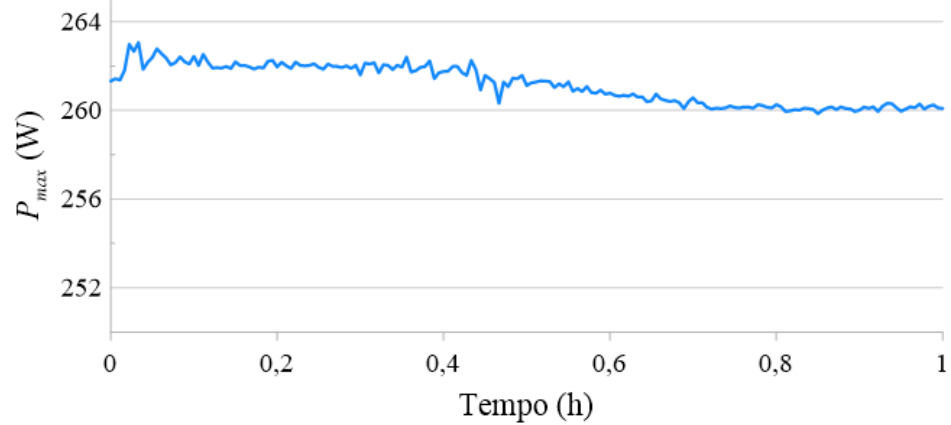
O módulo fotovoltaico com tecnologia CdTe foi testado por um período total de 68 horas. O ensaio foi interrompido após as primeiras 25 horas, quando o módulo foi submetido a ensaio no simulador pulsado para verificação. O módulo permaneceu armazenado no escuro por 3 dias antes de retornar novamente ao simulador de exposição contínua. Mesmo assim, não houve perda significativa de potência nas medições durante o *light-soaking* após esse intervalo, conforme é possível ver na Figura 7.8. Nas primeiras 25 horas, o módulo fotovoltaico aumentou 10 W, equivalente a 3,8 % de potência. Após 50 horas de *light-soaking*, o valor medido manteve-se variando entre 272 e 274 W e, com 68 horas foi retirado e submetido ao ensaio no simulador pulsado. Os valores de potência inicial e final para este módulo obtidas no simulador pulsado, nas condições padrão de irradiância e temperatura, foram de 355 e 398 W, respectivamente. O valor final ficou 2,93 % abaixo da potência nominal informada pelo fabricante, que é de 410 W. O valor médio de irradiância no simulador durante este teste foi de 695 W/m^2 , indicando que o total recebido pelo módulo foi de aproximadamente 47 kWh/m^2 . Conforme apresenta a Figura 7.8 (b), a primeira hora de medição no simulador para este módulo mostra uma pequena queda no valor de potência, comportamento bastante diferente do observado no módulo com tecnologia CIGS, que neste intervalo já apresentou aumento. Os resultados para o fator de forma do módulo CdTe estão na Figura 7.9 e mostram estabilização após 45 horas de ensaio.

A Figura 7.10 apresenta os dados da variação da temperatura do módulo e mostra que a variação ocorreu entre 45 e 60 °C. O valor de temperatura aumentou gradativamente durante o dia, quando a temperatura externa é mais alta. O perfil de variação da temperatura sugere que os ventiladores permaneceram ligados durante todo o ensaio. O módulo CdTe possui maior área em comparação ao módulo CIGS e, por isso, a quantidade de calor absorvida pelo módulo durante o ensaio é superior. Mesmo assim, o sistema de resfriamento foi capaz de manter a temperatura do módulo abaixo de 60 °C durante 98,5 % do tempo de ensaio.



(a)

* O ensaio foi interrompido após 25 horas para avaliação. O módulo foi armazenado no escuro por 3 dias antes de retornar ao ensaio.



(b)

Figura 7.8 - (a) Variação da potência máxima do módulo CdTe medida no simulador a cada 20 segundos durante 68 horas, transladada para a condição 800 W/m^2 e $50 \text{ }^\circ\text{C}$.
(b) Resultados da primeira hora do teste.

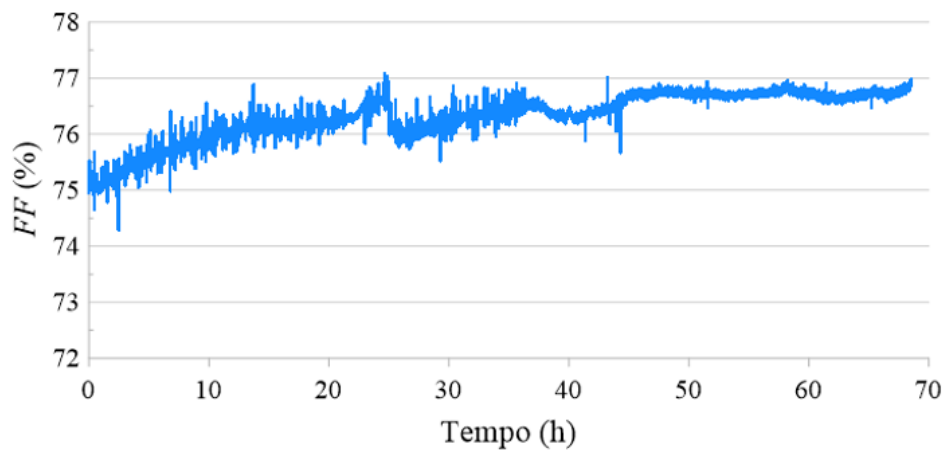
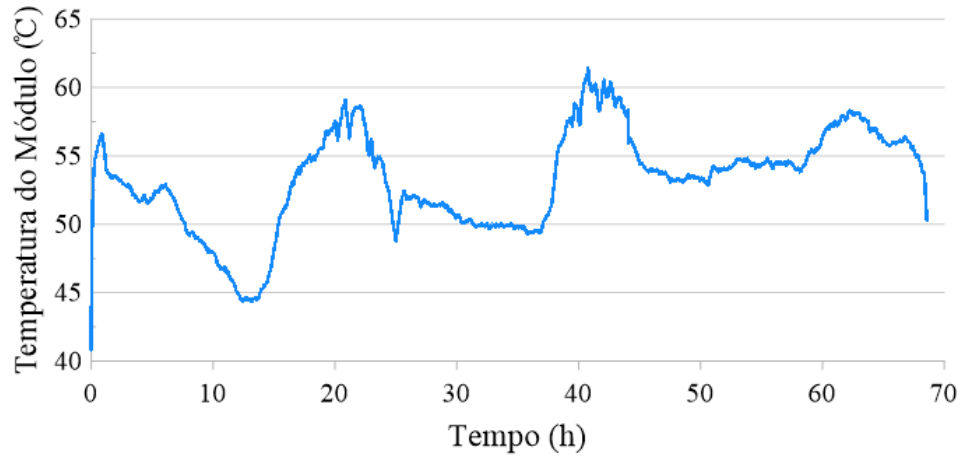
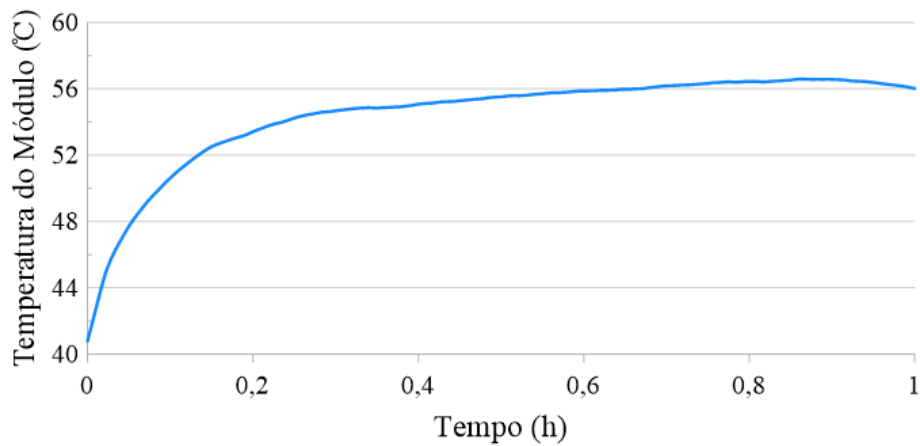


Figura 7.9 - Variação do fator de forma do módulo CdTe durante as 68 horas de teste.



(a)



(b)

Figura 7.10 - (a) Variação da temperatura do módulo CdTe ao longo das 68 horas. (b) Variação da temperatura do módulo durante a primeira hora do teste.

O custo total para a construção do simulador apresentado nesta Tese foi estimado em R\$ 163 mil. Desse valor, R\$ 130 mil correspondem a equipamentos de instrumentação, que também podem ser utilizados em outras funções dentro do Laboratório (Fontes Kepco, Multímetros Agilent, Multiloger Agilent e placas acessórias). Os restantes R\$ 33 mil são referentes aos demais componentes (lâmpadas, reatores, estruturas mecânicas, contêiner, ventiladores, cabos e dispositivos elétricos).

8. CONCLUSÕES

No presente trabalho foi projetado, desenvolvido e testado um simulador solar para incidência contínua capaz de realizar testes de estabilização em módulos fotovoltaicos e simultaneamente monitorar a variação dos parâmetros da curva $I-V$ ao longo do tempo. O dispositivo não apenas atende aos requisitos do padrão IEC 61215-1 para testes de estabilização *light-soaking*, mas também é capaz de obter e processar automaticamente os dados das curvas $I-V$ em intervalos de segundos e estabelecer o perfil da variação desses parâmetros ao longo do tempo. Há tecnologias fotovoltaicas conhecidas por apresentarem efeitos de instabilidade durante as primeiras horas de exposição solar, que muitas vezes são reversíveis quando o módulo é armazenado no escuro ou em altas temperaturas. O equipamento desenvolvido neste trabalho, além de atender as normas para ensaio de estabilização, também pode ser utilizado para pesquisa, auxiliando na análise do comportamento dessas instabilidades em condições de temperatura e irradiância controladas.

Os resultados obtidos na caracterização do simulador mostraram uma classificação CCB conforme a norma IEC 60904-9:2020, com a qual se atribui uma classificação geral de simulador classe C, suficiente para utilização em ensaios oficiais de exposição solar de módulos fotovoltaicos. A uniformidade espacial da radiação solar incidente no plano foi o principal desafio no desenvolvimento deste dispositivo, considerando que a área de 2 m x 1,2 m deve ser operada a uma distância de apenas 0,4 m da fonte de luz para garantir intensidade de 800 W/m². As lâmpadas de vapor metálico se mostraram uma boa solução para este tipo de simulador.

O espectro medido no simulador atendeu aos requisitos mínimos para assegurar a aprovação na classificação C. O uso do espectrorradiômetro com prévia calibração permitiram avaliar com segurança a qualidade da radiação fornecida pelas luminárias. Foi observada oscilação da intensidade de radiação da lâmpada com frequência de cerca de 120 Hz, cujo efeito pôde ser minimizado com ajustes no tempo de integração nas medições da curva $I-V$.

A instrumentação desenvolvida a partir de equipamentos comerciais demonstrou ser muito adequada, as fontes de quatro quadrantes utilizadas para o traçador de curva $I-V$ mantiveram os módulos polarizados no ponto de máxima potência entre as medições, e o software permitiu configuração flexível para testes. O sistema de controle do simulador operou satisfatoriamente, controlando e monitorando automaticamente os ensaios realizados. O software permitiu que cada curva $I-V$ fosse transladada automaticamente para uma

condição específica, a fim de corrigir os resultados e compará-los nas mesmas condições. O parâmetro *LTI* atingiu 4,42%, que mede a variação da irradiância durante as 25 horas.

O módulo com tecnologia CIGS foi submetido ao ensaio de 25 horas e foi possível obter o perfil de variação de potência ao longo do tempo. A maior variação de potência neste módulo fotovoltaico ocorreu nos primeiros 12 minutos do teste, quando a potência aumentou 4,9%. Após 5 horas de teste, a potência aumentou mais 2,7%, totalizando 7,6%, não havendo mais variação significativa até o final do teste.

O módulo com tecnologia CdTe foi submetido a ensaio de 68 horas e os resultados apresentaram variação mais intensa nas primeiras 25 horas, quando o ensaio foi interrompido. Após 3 dias no escuro, o módulo retornou à exposição no simulador e continuou a apresentar aumento de potência por aproximadamente mais 25 horas. Os resultados sugerem que a estabilização para o módulo CdTe ocorreu após 50 horas de exposição solar, com 34,75 kWh/m², enquanto para o módulo CIGS, os resultados indicam estabilização após 5 horas, totalizando irradiação de 3,06 kWh/m². As análises do efeito do *light soaking* nos módulos CIGS e CdTe demonstraram a capacidade do equipamento desenvolvido para avaliar a variação das características de módulos fotovoltaicos em condições controladas de irradiância e temperatura.

Finalmente, a presente Tese apresentou o desenvolvimento de um simulador que integra equipamentos dentro do próprio laboratório de pesquisa, de maneira a obter uma estação para exposição de longa duração à radiação solar simulada. Esta estação pode ser montada com custo razoável e qualidade suficiente tanto para atender especificações normativas de ensaios quanto para permitir as pesquisas em efeitos da exposição à radiação solar. O monitoramento com obtenção das características elétricas do módulo fotovoltaico simultaneamente com a exposição agregou especial potencialidade de acompanhamento do comportamento dos efeitos. A metodologia descrita nesta Tese para caracterização da fonte luminosa do simulador, bem como o desenvolvimento da instrumentação fornecem informações úteis para outros trabalhos com simuladores solares, mesmo que possuam diferentes tipos de lâmpadas e características construtivas.

Trabalhos futuros podem ser desenvolvidos para estudar a variação dos parâmetros elétricos de módulos com novas tecnologias em ensaios *light-soaking*. Também podem ser elaborados estudos para aperfeiçoamentos do simulador desenvolvido, como a substituição da fonte luminosa por outra capaz de produzir radiação com espectro solar mais próximo ao

espectro de referência, envoltória e controle de temperatura otimizados para maior resfriamento do módulo e ampliação do tamanho do plano de teste para possibilitar atender módulos fotovoltaicos com maior área.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991, “NBR12302 Módulos fotovoltaicos – Correção das curvas características corrente versus tensão (IxV), em função da temperatura e radiação”, Rio de Janeiro, RJ.

Alonso-Abella, M., 2002, “**Medida y evaluación de productos para El mercado fotovoltaico: Sistemas de bombeo fotovoltaico**”, trabajo tutelado, ETSIT-UPM, Madrid.

Al-Ahmad, A. Y. T., 2019, **Design and construction of a novel large area LED solar simulator for photovoltaic cell characterization**. Tese de Doutorado. University of Newcastle. Outubro 2019.

ANEEL, 2023a, Agência Nacional de Energia Elétrica, Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA, disponibiliza dados da matriz elétrica brasileira, disponível em “<https://www.aneel.gov.br/siga>”, capturado em 15 de abril de 2023.

ANEEL, 2023b Agência Nacional de Energia Elétrica, disponibiliza dados da geração de energia distribuída no Brasil, disponível em “http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp”, capturado em 15 de abril de 2023.

Artegiani, E., Major, J. D., Shiel, H., Dhanak, V., Ferrari, C., Romeo, A., 2020, How the amount of copper influences the formation and stability of defects in CdTe solar cells, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v204, 2020.

Araújo, G. L.; Cuevas, A.; Eguren, J.; Fullea, J.; Lorenzo, E.; Luque, A.; Pascual, J. L.; Ruiz, J. M.; Sala, G.; Sánchez, C.; Tapia, M. A., 1985, **Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autonomos**, Universidad Politecnica de Madrid, 2nd ed, Servicio de Publicaciones E.T.S.I. de Telecomunicación.

ASTM, American Society for Testing and Materials, 2012a, “ASTM E 1036 Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells”, International, West Conshohocken, PA.

ASTM , American Society for Testing and Materials, 2020, “ASTM G-173 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface”.

Bellini, E., 2021, PV Magazine, “Amorphous silicon solar cells still niche market”. Disponível no endereço eletrônico: “<https://www.pv-magazine.com/2021/04/16/amorphous-silicon-solar-cells-still-niche-market/>”.

Bellini, E., 2023, PV Magazine, “Midsummer develops 24.9% efficient 4T tandem perovskite-CIGS solar cell”. Disponível no endereço eletrônico: “<https://www.pv-magazine.com/2023/03/20/midsummer-develops-24-9-efficient-4t-tandem-perovskite-cigs-solar-cell/>”.

Birant, G., Wild, J. D., Kohl, T., Buldu, D. G., Brammertz, G., Meuris, M., 2020, Innovative and industrially viable approach to fabricate AlO_x rear passivated ultra-thin Cu (In , Ga) Se₂ (CIGS) solar cells, **Solar Energy**, v207, p1002-1008, 2020.

Bodnár, I., Koós, D., Iski, P., & Skribanek, Á., 2020, Design and construction of a sun simulator for laboratory testing of solar cells. **Acta Polytechnica Hungarica**, 17(3), 165–184. <https://doi.org/10.12700/APH.17.3.2020.3.9>

Bosio, A., Pasini, A., Romeo, N., 2020, The History of Photovoltaics with Emphasis on CdTe Solar Cells and Modules, **Coatings**, v2, 2020.

Buchroithner, A., Gerl, B., Felsberger, R., & Wegleiter, H., 2021, Design and operation of a versatile, low-cost, high-flux solar simulator for automated CPV cell and module testing. **Solar Energy**, 228(August), 387–404. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.08.068>

Buhler, A. J.; Gasparin, F. P.; Krenzinger, A., 2014a, Post-processing data of measured I-V curves of photovoltaic devices, **Renewable Energy**, 68, p602-610.

Buhler, A. J.; Gasparin, F. P.; Rampnelli, G. A.; Krenzinger, A., 2014b, Uma análise sobre efeitos metaestáveis em módulos fotovoltaicos CI(GS) por exposição à luz solar, **Revista Brasileira de Energia Solar**, V, p27-33.

Buhler, A. J., 2011. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Corwine, C. R, Pudov, A. O., Gloeckler, M., Demtsu, S. H., Sites, J. R., 2004, Copper inclusion and migration from the back contact in CdTe solar cells, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v82, p481-489, 2004.

Costa, E. R., 2018, **Desenvolvimento De Simulador Solar Contínuo Para Teste De Estabilização De Módulos Fotovoltaicos**, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, RS.

Cueto, J. A.; Roedern, B. von., 2006, Long-term transient and metastable effects in cadmium telluride photovoltaic modules, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2006, 14, p615-628.

Cueto, J. A., Osterwald, C., Pruett, J., 2005, Advanced Indoor Module Light-Soaking Facility, **Conference Paper NREL/CP-520-36986**, 2005.

Cueto, J. A., Deline, C. A., Rummel, S., 2011, Analysis of Alternate Methods to Obtain Stabilized Power Performance of CdTe and CIGS PV Modules, **NREL Reliability Workshop**. NREL/PR-5200-51046, 2011.

Delahoy, A., E.; Guo, S., 2011, Transparent Conducting Oxides for Photovoltaics, **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, 2nd Ed, p. 716 – 788.

DOE – US Department of Energy/Energy Efficiency & Renewable Energy, 2021, Disponibiliza informações atualizadas sobre energia fotovoltaica no endereço eletrônico: “<https://www.energy.gov/eere/solar/>”, acessado em 15 de dezembro de 2021.

Dong, X., Sun, Z., Nathan, G. J., Ashman, P. J., & Gu, D., 2015, Time-resolved spectra of solar simulators employing metal halide and xenon arc lamps. **Solar Energy**, 115, 613–620. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.017>

Eeles, A. S., Gottschalg, R., Betts, T. R., 2013, Preconditioning effects on CIGS solar cells and modules based on metastabilities caused by the Se-Cu di-vacancy complex, **28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, p2887-2892, 2013.

Edwards, P., 2003. Introductory tutorial for some of the concepts of thin film solar cells. Acesso em 16/06/2010 e disponível em <http://www.dur.ac.uk/~dph0www5/solar.html>.

Feurer, T., Reinhard, P., Avancini, E., Bissig, B., Löckinger, J., Fuchs, P., Carron, R., Weiss, T., Perrenoud, J., Stutterheim, S., Buecheler, S., Tiwari, A. N., 2017, Progress in thin film CIGS photovoltaics – Research and development, manufacturing and applications, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 25, p645-667, 2017.

FirstSolar, 2021, Disponibiliza imagens de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “<https://www.firstsolar.com/> “.

Gasparin, F. P., 2009, **Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Gasparin, F. P., 2012, **Análise de Efeitos Transientes na Caracterização Elétrica de Módulos Fotovoltaicos**, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

GlobalSolar, 2021, Disponibiliza imagens e catálogos de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “<http://www.globalsolar.com/> “.

Gostein, M.; Dunn, L., 2011, Light Soaking Effects on Photovoltaic Modules: Overview and Literature Review, **Photovoltaic Specialists Conference**, 2011. 37th IEEE. p 3126 – 3131.

G2V Optics, 2023a. Disponibiliza informações sobre simuladores comerciais no endereço eletrônico: “<https://g2voptics.com/>”.

G2V Optics, 2023b. Disponibiliza relatório: “*Solar Simulator Prices*” no endereço eletrônico: “<https://g2voptics.com/>”.

Haag, R., 2012, **Estimativa da distribuição espectral da radiação solar sobre o território brasileiro através de análise multiinstrumental**. 155 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2012.

Hamada, N., Nishimura, T., Chantana, J., Kawano, Y., Masuda, T., 2020, Fabrication of flexible and bifacial Cu (In , Ga) Se 2 solar cell with superstrate- type structure using a lift-off process, **Solar Energy**, v199, p819-825, 2020.

Haug, F. J., Rudmann, D., Zogg, H., Tiwari, A. N., 2003, Light soaking effects in Cu(In,Ga)Se₂ superstrate solar cells, **Thin Solid Films**, V431-432, p431-435, 2003.

IDEAL, Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2014. Disponibilizou imagens de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2010/07/filme_fino_aSi.jpg “ .Capturado em 25/05/2014.

IEA, International Energy Agency, 2021, **Global Energy Review 2021** , disponível no endereço eletrônico “<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>”.

IEA, International Energy Agency, 2022, **World Energy Outlook 2022** , disponível no endereço eletrônico “<https://www.iea.org/reports/>”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2005, “IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”.

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

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

IEC, International Electrotechnical Commission, 2020, “IEC 60904-9:2020 Photovoltaic devices - Part 9: Classification of solar simulator characteristics”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2021a, “IEC 61215-1-1 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2021b, “IEC 61215-1-2 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2021c, “IEC 61215-1-3 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”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2021d, “IEC 61215-1-4 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film $\text{Cu}(\text{In},\text{GA})(\text{S},\text{Se})_2$ based photovoltaic (PV) modules”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2021e, “IEC 61215-1 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements”.

IEC, International Electrotechnical Commission, 2021f, “IEC 61215-2 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures”.

INMETRO, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2011, “Portaria 004/2011 e anexo: Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de carga, Inversor e Bateria)”.

ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2020, “**Photovoltaics Report**”.

ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2022, “**Photovoltaics Report**”.

Jinko, 2023. Disponibiliza folhas de dados de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico: “<https://www.jinkosolar.com/en/>”.

Korevaar, B. A., Shuba, R., Yakimov, A., Cao, H., Rojo, J. C., Tolliver, T. R., 2011, Initial and degraded performance of thin film CdTe solar cell devices as a function of copper at the back contact, **Thin Solid Films**, v519, p7160-7163, 2004.

Krenzinger, A., 1987, **Contribucion al diseño de sistemas fotovoltaicos com paneles bifaciales em combinacion com reflectores difusos de caracter general**, Tesis Doctoral, Universidad Politecnica de Madrid, 1987.

Kumar, A., Saurabh, D. S., Sharma H., 2021, Perovskite-CIGS materials based tandem solar cell with an increased efficiency of 27.5%, **Materials Today Proceedings**, v46 p6, p5047-5051.

Lany, S., Zunger, A., 2006, Light- and bias-induced metastabilities in Cu(In,Ga)Se₂ based solar cells caused by the (VSe-VCu) vacancy complex, **Journal of Applied Physics**, v100, 2006.

LONGi, 2023, disponibiliza folhas de dados de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico: “<https://www.longi.com/br/>”.

López-Fraguas, E., Sánchez-Pena, J. M., & Vergaz, R., 2019, A Low-Cost LED-Based Solar Simulator. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, 68(12), 4913–4923. <https://doi.org/10.1109/TIM.2019.2899513>

Luque, A.; Hegedus, S, 2011. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, 2nd Ed. John Wiley & Sons Ltd.

Laurenti J. P., Bastide G, Rouzeyre M., 1988, Localized defects in p-CdTe: Cu doped by copper incorporation during bridgman growth. **Solid State Communications** ,v67,p1127–30, 1988.

Martínez-Manuel, L., Wang, W., & Peña-Cruz, M. I., 2021, Optimization of the radiative flux uniformity of a modular solar simulator to improve solar technology qualification testing. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 47(September 2020). <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101372>

The MathWorks Inc. (2022). MATLAB version: 9.4.0 (R2018a), Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc. <https://www.mathworks.com>”.

MiaSolé (Hanergy), 2021, Disponibiliza imagens e catálogos de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico “<https://miasole.com/products/>”.

Mufti, N., Amrillah, T., Taufiq, A., Sunaryono., Aripriharta., Diantoro, M., Zulhadjri., Nur, H., 2020, Review of CIGS-based solar cells manufacturing by structural engineering. **Solar Energy**, v207, p1146-1157, 2020.

NREL, National Renewable Energy Laboratory, 2023, disponibiliza dados de recordes de eficiência ao longo do tempo para diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos em seu endereço eletrônico: “<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>”. Capturado em 15 de abril de 2023.

NREL, National Renewable Energy Laboratory, 2022, “**Spring 2022 Solar Industry Update**”.

ONU, Organização das Nações Unidas, 2022, “**The sustainable development goals report 2022**”. United Nations publication issued by the Department of Economic and Social Affairs.

Parupudi, R. V., Singh, H., & Kolokotroni, M., 2019, Sun simulator for indoor performance assessment of solar photovoltaic cells. **Energy Procedia**, 161(0), 376–384. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.02.102>

Piccoli, L. A. J., 2015, **Desenvolvimento de Metodologia e Bancada para Ensaio de Exposição Solar Prolongada de Módulos Fotovoltaicos de Filmes Finos**, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, RS.

Piccoli, L. A. J., Winck, A. L., Krenzinger, A., Determinação da Variação Espectral da Irradiância na Substituição das Lâmpadas de um Simulador Solar, **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020.

Pinho, J. T., Galdino, A. A., 2014, **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro. Março, 2014.

Research and Markets, 2022, Solar Simulator Market By Type, By Light Source, By Application: Global Opportunity Analysis and Industry Forecast, 2021-2031.

Ruther, R., 2004, Edifícios Solares Fotovoltaicos – **O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública no Brasil**, UFSC/LABSOLAR, 1ª Edição.

Ruther, R., 1995, **Degradation and Other Phenomena in Hydrogenated Amorphous Silicon Thin Films and Solar Cells**, Tese de Doutorado, Electrical And Electronic Engineering, The University of Western Australia, UWA, Austrália.

Ruther, R., Nascimento, L. R. 2014, A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública, **Revista Brasileira de Energia Solar**, V, p73-81, 2014.

Ruther, R., Knob, P., Beyer, H. G., Dacoregio, M. M., Montenegro, A. A., 2003. High performance ratios of a double-junction a-Si BIPV grid-connected installation after five years of continuous operation in Brazil, **3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, 2003, Osaka, Japão.

Ruther, R., Viana, T. S., Salamoni, I. T., 2010. Reliability and long term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil, **IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, Julho, 2010.

Ruberto, M. N.; Rothwarf, A., 1987, Time-dependent open-circuit voltage in CuInSe₂/CdS solar cells: Theory and experiment, **Journal of Applied Physics** 61, 4662.

Ramanujam, J. Bishop, D. M., Todorov, T. K., Gunawan, O., Rath, J., Nekovei, R., Artegiani, E., Romeo, A., 2020, Flexible CIGS, CdTe and a-Si:H based thin film solar cells: A review, **Progress in Materials Science**, v110, p1-20, 2020.

Salam, R. A., Munir, M. M., Warsahemas, T., Saputra, C., Latief, H., & Khairurrijal, K., 2019, A simple solar simulator with highly stable controlled irradiance for solar panel characterization. **Measurement and Control** (United Kingdom), 52(3–4), 159–168. <https://doi.org/10.1177/0020294019827327>

Sasala, R. A., Sites, J. R., 1993, Time dependent voltage in CuInSe₂ and CdTe solar cells, **IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p543-568, 1993.

Sciencetech, 2023. Disponibiliza informações sobre simuladores comerciais no endereço eletrônico: “<https://www.sciencetech-inc.com/shop/category/solar-simulators-steady-state-solar-simulator-large-area-solar-simulators-48/>”.

Schicho, S.; Hrunski, D.; Aubel, R. van.; Gordijn, A., 2010, High potential of thin (<1µm) a-Si:H/µc-Si:H tandem solar cells, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2010, 18, p83-89.

Schiff, E. A.; Hegedus, S.; Deng, X, 2011. Amorphous Silicon-based Solar Cells, **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, 2nd Ed, p. 487 – 536.

Shi, S, Yao, L, Ma, P, Jiao, Y, Zheng, X, Ning, D, Chen, M, Sui, F, Liu, H, Yang, C, Li, W., 2021, Recent progress in the high-temperature-resistant PI substrate with low CTE for CIGS thin-film solar cells, **Materials Today Energy**, v20, 2021.

Silverman, T. J., Deceglie, M. G., Marion, B., Kurtz, S. R., 2015, Performance stabilization of CdTe PV modules using bias and light, **IEEE Journal of Photovoltaics**, v5, no. 1, p344-349, 2015.

Solaronix, 2023. Disponibiliza informações sobre simuladores comerciais no endereço eletrônico: “<https://www.solaronix.com/equipment/largeunits/>”.

SolarPower Europe, 2021. **Global Market Outlook for Solar Power 2021-2025**, disponível no endereço eletrônico “<https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2021-2025/>”, capturado em 15 de dezembro de 2021.

SolarPower Europe, 2022. **Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026**, disponível no endereço eletrônico “<https://www.solarpowereurope.org/>”.

Staebler, D. L.; Wronski, C. R., 1977, Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si^a), **Applied Physics Letters** 31, 292.

Schafarman, W. N.; Siebentritt, S.; Stolt, L, 2011. Cu(InGa)Se₂ Solar Cells, **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, 2nd Ed, p. 546 – 592.

Sunpower, 2023. Disponibiliza folhas de dados de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico: “<https://us.sunpower.com/products/solar-panels>”.

SUNEW, 2021, Disponibiliza imagens de módulos fotovoltaicos com tecnologia OPV no endereço eletrônico: “<https://sunew.com.br/>”, capturado em 15 de dezembro de 2021.

Tavakoli, M., Jahantigh, F., & Zarookian, H., 2021, Adjustable high-power-LED solar simulator with extended spectrum in UV region. **Solar Energy**, 220 (February 2020), 1130–1136. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.081>

Tawfik, M., Tonnellier, X., & Sansom, C., 2018, Light source selection for a solar simulator for thermal applications: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 90(November 2016), 802–813. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.059>

Unisolar, 2021. Disponibiliza imagens que ilustram a tecnologia de tripla junção de silício amorfo hidrogenado em seu endereço eletrônico: “<http://www.uni-solar.com/wp-content/uploads/2010/06/Trifold-Brochure-A4-EN.pdf>”. Capturado em 15/12/2021.

Urbaniak, A., Igalson, M., 2009, Relaxation of light induced metastabilities in Cu(In,Ga)Se₂ with different Ga content, **Thin Solid Films**, v517, p2231-2234, 2009.

Yandri, E., 2018, Uniformity characteristic and calibration of simple low cost compact halogen solar simulator for indoor experiments. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, 13(3), 218–230. <https://doi.org/10.1093/IJLCT/CTY018>

Zabierowski, P., Rau, U., Igalson, M., 2001, Classification of metastabilities in the electrical characteristics of ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂ solar cells, **Thin Solid Films**, v387, p147-150, 2001.