

DESENVOLVIMENTO DE BANCADA PARA MONITORAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM ENSAIO DE LIGHT-SOAKING

Luiz Antonio Piccoli Junior – luiz.piccoli@ufrgs.br

Arno Krenzinger – arno.krenzinger@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, LABSOL / PPGE3M

Resumo. *Módulos fotovoltaicos com tecnologias de filmes finos foram apresentados ao mercado como uma nova geração de módulos e, atualmente, são referenciados como módulos fotovoltaicos de segunda geração. Algumas tecnologias de filmes finos apresentam instabilidade nas primeiras horas de exposição a radiação solar. Estes efeitos motivaram a padronização de um ensaio de exposição solar, do inglês light-soaking, que atualmente é previsto por uma norma internacional de qualificação de módulos fotovoltaicos de filmes finos (IEC 61646). No Brasil este ensaio ainda não é exigido para caracterização de módulos fotovoltaicos. O presente trabalho apresenta o desenvolvimento de uma bancada de testes para monitorar módulos fotovoltaicos durante o ensaio light-soaking com luz solar natural, de maneira que o critério de estabilidade previsto na IEC 61646 possa ser aplicado. Esta bancada conta com uma estrutura de fixação dos módulos, banco de cargas resistivas e programa de monitoramento das variáveis necessárias para a avaliação da estabilidade. Também são apresentados os resultados do ensaio de light-soaking para um módulo fotovoltaico com dupla junção de silício amorfo com silício microcristalino utilizando a bancada de testes desenvolvida. O ensaio foi conduzido durante 55 dias, sendo que a cada minuto o programa registrou dados de irradiância, irradiação acumulada e temperatura dos módulos. O módulo ensaiado apresentou estabilidade conforme a IEC 61646 após 44 dias de exposição solar e 167 kWh/m² de irradiação acumulada efetiva.*

Palavras-chave: Energia Solar, Light-soaking, Módulos Fotovoltaicos

1. INTRODUÇÃO

Os módulos fotovoltaicos com a tecnologia de filmes finos ganharam interesse da indústria por possuírem algumas vantagens em relação aos de silício cristalino, sendo as principais: menor quantidade de material semicondutor necessário, menor custo se produzido em grande quantidade, maior flexibilidade na confecção de módulos para atender diferentes requisitos estéticos e possibilidade de produção de módulos flexíveis.

Alguns tipos de módulos com tecnologia de filmes finos são reconhecidamente instáveis nas primeiras horas de exposição solar, sendo que algumas tecnologias apresentam aumento de potência e, outras, degradação de potência. Esse fato motivou a prática de pesquisas para estudar os efeitos que causam essa instabilidade e resultou na padronização de um ensaio de exposição solar, do inglês light-soaking, presente na norma internacional IEC 61646/2008 (IEC, 2008). Este procedimento é utilizado em muitos países como um dos testes de conformidade para módulos fotovoltaicos com a tecnologia de filmes finos.

Assim como os módulos de silício cristalino, os módulos com tecnologia de filmes finos são atualmente testados e certificados no Brasil segundo a portaria 004/2011 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO (INMETRO, 2011). Os ensaios previstos nesse documento ainda não contemplam o light-soaking. Todavia, existe a expectativa sobre a reformulação desta portaria, já discutida em reuniões técnicas, de que nos próximos anos o Brasil venha a exigir esse tipo de ensaio, fato que motiva a elaboração deste trabalho.

2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma bancada de ensaio de light-soaking, obter resultados experimentais e demonstrar a importância de submeter os módulos fotovoltaicos com tecnologias de filmes finos a este ensaio.

3. ESTABILIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A estabilidade dos módulos fotovoltaicos está diretamente ligada à qualidade dos seus materiais e a fabricação do módulo, visto que é um equipamento sujeito aos efeitos do tempo, como umidade, intensa variação de temperatura, impactos mecânicos e incidência de radiação solar. A instabilidade da potência de um módulo fotovoltaico pode ser relacionada aos modos de degradação: corrosão, descoloração, delaminação, quebra ou fissuras e, por fim, efeitos no interior do material das células.

3.1 Efeito Staebler-Wronski em módulos com silício amorfo hidrogenado

Este efeito foi identificado pela primeira vez por Staebler e Wronski (1977) e é descrito por esses autores como um efeito foto-eletrônico reversível que ocorre nas células fotovoltaicas fabricadas com filmes finos de silício amorfo por descarga de SiH₄ (a-Si:H). Segundo os autores, este efeito ocasiona: (a) Decaimento da fotocondutividade e da condutividade no escuro do material, e (b) Restauração do estado natural a temperaturas acima de 150 °C.

Desde 1977, diversos autores vêm estudando este efeito (Ruther e Livingstone, 1994; Ruther, 1995; Pearce et al., 2002; Pearce et al. 2005; Kruger, 2006; Vora et al. 2014), buscando entender os mecanismos envolvidos na degradação através de experimentos e modelos matemáticos. Segundo Vora et al. (2014), atualmente, é consenso que o efeito Staebler-Wronski ocorre por aumento da densidade de múltiplos defeitos no material da célula fotovoltaica, que alcançam a estabilização após aproximadamente 100 horas de exposição solar correspondente a 1 Sol de iluminação, ou seja, 1000 W/m². Esse estado estabilizado é conhecido como regime permanente degradado, do inglês *Degraded Steady State – DSS*.

A restauração do estado natural também é objeto de estudo, pois foi verificado que os efeitos de degradação são reversíveis e essa restauração depende da temperatura de operação das células. Esse processo é chamado de *annealing effect*, ou efeito de recozimento. Pearce et al. (2002) realizaram experimentos com células fotovoltaicas de a-Si:H e mostraram que, expondo-as a temperatura igual a 170 °C por 4 horas, foi possível obter o estado original de geração de energia, ou seja, reverter por completo o efeito Staebler-Wronski.

3.2 Outros efeitos metaestáveis intrínsecos aos semicondutores

Além do a-Si:H, outras duas dominantes tecnologias de filmes finos, CdTe e CIGS também apresentam efeitos específicos que ocorrem no interior do material semicondutor, que alteram seu desempenho. Esses efeitos são ditos metaestáveis, pois são naturalmente revertidos em condições de operação, sendo que podem ocorrer em períodos curtos como segundos ou em dias. É importante conhecer esse comportamento para não confundir as variações dos parâmetros elétricos dos módulos devidos a esses efeitos com outras razões, como, por exemplo, uma degradação real de desempenho devido à penetração de umidade no módulo.

As células com tecnologia CIGS e CdTe, em geral, apresentam aumento de potência gerada após as primeiras horas de exposição solar. Ruberto e Rothwarf (1987), mostraram este efeito através de experimentos em que as células com tecnologia Cu(InGa)Se₂ apresentaram aumento na tensão de circuito aberto, V_{oc} quando expostas à radiação solar. Os autores também comprovaram que esse efeito é causado pela polarização do módulo numa tensão próxima da tensão de circuito aberto e não pela exposição solar, pois o mesmo efeito ocorre quando o módulo é polarizado no escuro.

Para a tecnologia CdTe, o efeito de aumento na potência gerada também ocorre com o aumento da tensão de circuito aberto e também pode ser obtido no escuro com a polarização do módulo numa tensão próxima à V_{oc}. Tanto para a tecnologia CIGS quanto para a CdTe, se observa que o efeito é revertido quando a polarização é retirada.

Experimentos em módulos comerciais de CdTe foram apresentados por Cueto e Roedern (2006) para até 1000 horas de exposição solar. Um grupo de módulos apresentou de 6 a 8% de aumento na eficiência para o total de horas exposto, sendo este aumento quase totalmente revertido após serem deixados guardados no escuro. Outro grupo de módulos da mesma tecnologia apresentou de 7 a 15% de redução de eficiência, mostrando as diferenças que podem ocorrer devido a detalhes de fabricação dos módulos (Gostein e Dunn, 2011).

3.3 Critério de estabilização segundo IEC 61646

A necessidade de se normatizar ensaios específicos para módulos com a tecnologia de filmes finos se deve, principalmente, aos efeitos específicos de degradação que ocorrem com estes módulos. Em comparação com a norma IEC 61215 (IEC, 2006), que descreve ensaios para módulos com a tecnologia de silício cristalino, a norma IEC 61646 possui algumas especificidades que a tornam diferente, entre elas a inclusão do chamado ensaio de exposição solar, ou do inglês *light-soaking*.

O ensaio de exposição solar foi desenvolvido para padronizar um procedimento de se obter as características do módulo fotovoltaico após a sua estabilização, ou seja, quando sua degradação de potência atinge valores aceitáveis com o tempo. A exposição solar pode ser realizada tanto com radiação natural ou com simulador solar.

A norma IEC 61646 (IEC, 2008) estabelece que, para realizar o ensaio são necessários:

- a) Simulador solar classe CCC ou luz solar natural;
- b) Célula de referência para medição de radiação e dispositivo capaz de integrar e registrar os valores para monitoramento;
- c) Equipamentos e/ou estrutura para instalação dos módulos no mesmo plano que a célula de referência;
- d) Instrumentação para medição de temperatura dos módulos, com incerteza de no máximo 1 °C;
- e) Carga resistiva dimensionada de maneira que os módulos operem próximos ao seu ponto de máxima potência.

O procedimento para realização do ensaio é (IEC, 2008):

- a) Conectar as cargas resistivas aos módulos fotovoltaicos e instalá-los;

- b) Caso um simulador solar seja utilizado, o valor de irradiância deve ser entre 600 e 1000 W/m². Registrar dados de irradiância;
- c) Caso um simulador solar seja utilizado, controlar temperatura do módulo entre 40 e 60 °C;
- d) Submeter cada módulo a radiação solar até que o valor de máxima potência se estabilize.

A potência máxima do módulo é medida a cada exposição solar de 43 kWh/m², que é integrada no tempo quando o módulo está com temperatura entre 40 e 60 °C. A estabilização ocorre quando duas medições consecutivas de máxima potência satisfazem o critério da Eq. (1).

$$\frac{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}}{P_{m\acute{e}d}} < 2\% \quad (1)$$

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, $P_{m\acute{e}d}$ é o valor médio entre os dois valores.

- e) Registrar a irradiação acumulada para a qual a estabilização ocorreu.

As medições para monitoramento da potência máxima e determinação de sua estabilização podem ser realizadas em qualquer temperatura, desde que com variação de no máximo ± 2 °C. Uma vez verificada a estabilização, o valor de potência máxima nas condições padrão para ensaio não deve ser inferior a 90% da máxima potência informada na placa do equipamento.

4 DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL

A bancada experimental foi projetada e executada no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Para a realização do ensaio foi utilizada radiação solar natural, expondo os módulos no ambiente exterior e monitorando os dados necessários. O espaço definido para instalação da estrutura de suporte dos módulos foi o terraço do prédio anexo do LABSOL.

4.1 Estrutura do sistema de medição

A estrutura metálica necessária para expor os módulos à radiação solar precisa ser adaptável a fim de fixar módulos com dimensões variadas e em diferentes posições. Por isso, foram escolhidos perfis metálicos de alumínio que possuem pontos de fixação em todo o comprimento. O alumínio também é recomendável por ser relativamente leve e possuir boa resistência à corrosão. A Fig. 1 mostra duas imagens da estrutura.



Figura 1 – Fotografia da estrutura montada e módulos fotovoltaicos instalados: (a) vista de fora do prédio anexo do LABSOL; (b) vista em cima do terraço do prédio.

Após análise da área útil disponível, adotou-se uma área de 5,1 m de comprimento por 5,0 m de largura, o que corresponde a 25,5 m². Foi estimado que ao menos 15 módulos fotovoltaicos possam ser fixados nessa estrutura para a realização dos testes de exposição solar.

De cada módulo fotovoltaico saem quatro fios para que sejam conectados ao sistema de monitoramento, sistema de medição da curva característica e também às cargas resistivas. Dois fios elétricos são conectados em cada polo do módulo, sendo que um dos pares positivo e negativo foi definido como par de potência e o outro como par de sinal. Além destes cabos, são necessários fios para os medidores de temperatura e radiação solar. Toda a fiação foi projetada para ser conduzida do terraço até o interior do prédio em um painel elétrico, de onde derivam outros cabos para as demais conexões.

A Fig. 2 mostra um diagrama funcional com os instrumentos envolvidos no monitoramento e também na medição da curva característica dos módulos. Este diagrama prevê a instalação de um PT100 na face posterior de cada módulo.

Os sinais de cada medidor de temperatura e também da célula de referência são enviados para uma unidade de aquisição de dados multicanais. O computador gerencia e registra as medições para que o monitoramento do ensaio seja realizado. O sistema para medição de curva característica é conectado nos módulos e os dados são enviados para o computador para registro e monitoramento.

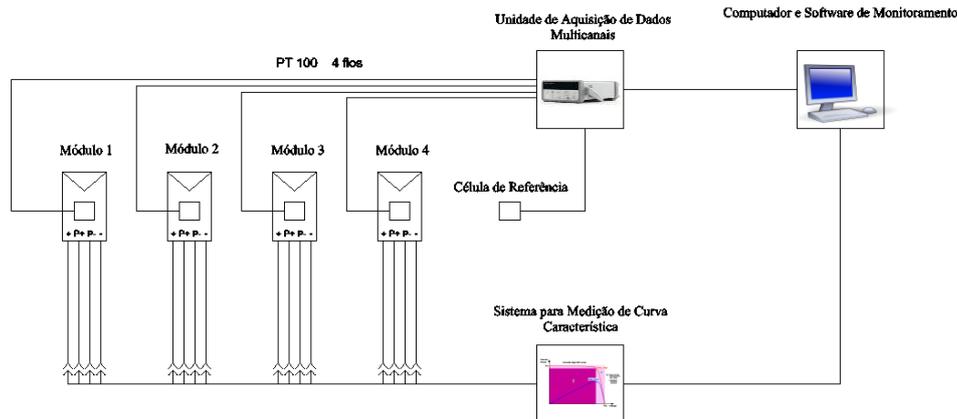


Figura 2 – Diagrama funcional da interligação dos equipamentos envolvidos.

4.2 Banco de cargas resistivas

Conforme descrito pela norma IEC 61646 (IEC, 2008), os módulos fotovoltaicos devem ser conectados a cargas resistivas de maneira que funcionem próximos do ponto de máxima potência para as condições padrão de irradiação e temperatura desta norma. Neste trabalho, foram utilizados resistores fixos calculados para o módulo a ser ensaiado, com base nos parâmetros I_{mp} e V_{mp} medidos em simulador solar para o módulo fotovoltaico e também com base na potência máxima que cada resistor disponível para instalação pode dissipar. A Tab. 1 mostra os parâmetros obtidos da curva característica do módulo.

Tabela 1 – Informações de placa e dados obtidos no simulador solar do módulo fotovoltaico a ser ensaiado.

Tecnologia	Placa de Identificação ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$)					Medição no simulador ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$)				
	P_{mp} (W)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{mp} (W)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
Tandem a-Si/ μ -Si	142	1,13	126,2	1,34	161,95	151,1	1,21	124,69	1,40	157,33

Quatro resistências em paralelo com valor nominal igual a 470Ω foram utilizadas para este módulo. Com a curva característica do módulo, se verificou que o ponto de operação nesse caso é muito próximo do ponto de máxima potência, pois o valor de potência para essa carga é aproximadamente igual a 148 W e valores de corrente e tensão iguais a $1,13 \text{ A}$ e $131,4 \text{ V}$, respectivamente.

4.3 Sistema para medição de curva característica

O sistema para medição da curva característica utilizado foi o desenvolvido por Gasparin (2009). Este sistema utiliza uma fonte regulável de -100 V a $+100 \text{ V}$ para polarizar os módulos e multímetros para medida simultânea de corrente e tensão. Também são utilizados multímetro e célula de referência de silício cristalino para medição de irradiação solar e multímetro para medição da temperatura dos módulos por meio de sensor PT100. No trabalho de Gasparin (2009), também foi desenvolvido um software em Visual Basic® para gerenciar o sistema. A Fig. 3 mostra a tela do software desenvolvido por Gasparin (2009), que apresenta uma curva característica medida.

Como a bancada experimental desenvolvida neste trabalho utiliza radiação solar natural e realiza os testes em ambiente externo, a correção da curva característica I-V para as condições padrão de temperatura e irradiação se faz necessária. Ainda, como a tecnologia dos módulos a serem ensaiados é diferente da tecnologia da célula de referência da bancada do traçador de curvas utilizado, será necessário também realizar a correção espectral dos resultados.

Para a escolha do método de correção da curva característica, deve-se levar em consideração que o método de correção por translação geométrica é prático e produz resultados confiáveis para correções relativamente pequenas.

Considerando também que a norma IEC 61646 (IEC, 2008) prevê que as medições de monitoramento consecutivas podem ser realizadas em qualquer temperatura, desde que dentro de um intervalo máximo igual a 2 °C, pode-se determinar uma condição de temperatura específica, o mais próxima possível de todas as medições para comparar os resultados de potência máxima com a Eq. (1). Dessa maneira, decidiu-se por utilizar o método de translação geométrica neste trabalho através do programa desenvolvido por Buhler et al 2014.

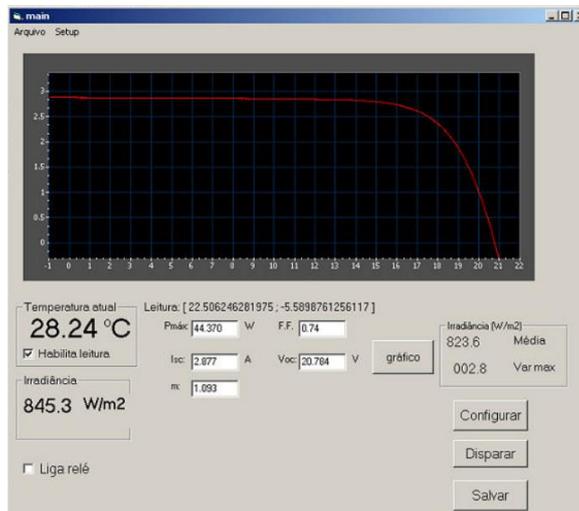


Figura 3 – Tela do software traçador de curvas características (Gasparin, 2009).

4.4 Programa desenvolvido para monitoramento do ensaio light-soaking

Nesse trabalho, foi desenvolvido um programa em Visual Basic® para monitorar a temperatura e integrar a irradiância recebida pelos módulos fotovoltaicos submetidos ao ensaio light-soaking. A Fig. 4 mostra uma imagem deste programa.

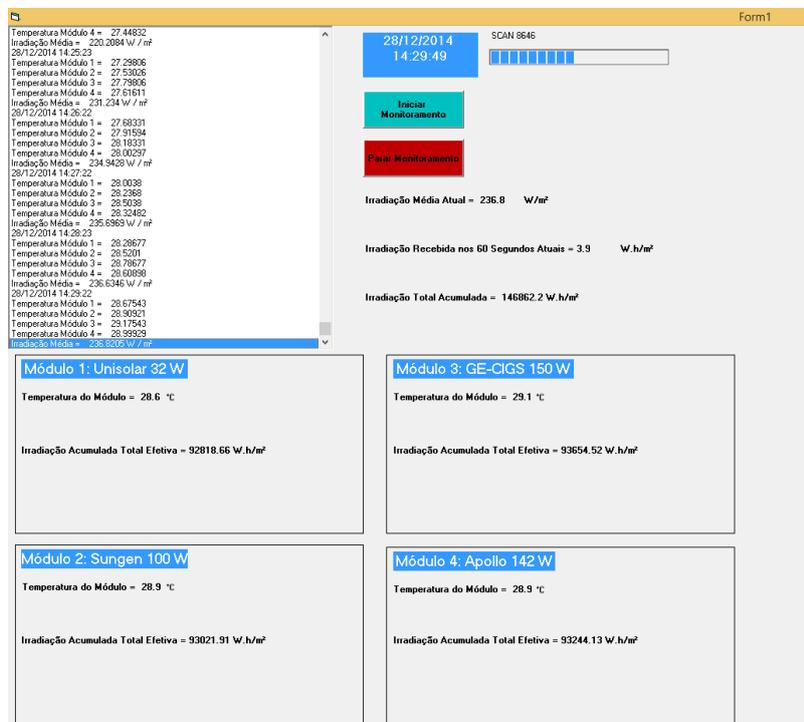


Figura 4 – Imagem do programa de monitoramento desenvolvido.

Este sistema conta com um instrumento multiplexador Agilent 34972A conectado a um computador por USB, quatro PT100 Classe A para medição de temperatura e uma célula de referência de silício monocristalino. O software

realiza as funções de enviar comandos para o instrumento, receber e calcular os valores medidos pelos sensores e integrar a radiação para cada módulo caso a condição relacionada a sua temperatura seja satisfeita.

Os parâmetros mostrados na imagem do programa para o monitoramento são os listados na Tab. 2. Esta tabela também mostra uma breve descrição explicando cada parâmetro. Como o objetivo deste programa é monitorar a irradiação total recebida em cada módulo quando estes estão entre 40 e 60 °C, o programa foi desenvolvido para funcionar continuamente e realizar a integração das medidas a cada minuto.

Tabela 2 – Parâmetros mostrados na tela do programa desenvolvido.

Nome do Parâmetro	Descrição
SCAN	É um contador. Registra o número de ciclos de intervalo de 60 segundos que ocorreram desde o início do monitoramento.
Irradiância Média Atual	É a média das medições de irradiância durante o minuto atual, em W/m^2 .
Irradiação Recebida nos 60 Segundos Atuais	É a irradiância média atual integrada em um minuto, em $W.h/m^2$.
Irradiação Total Acumulada	É a soma das irradiações de cada minuto anterior até o atual, em $W.h/m^2$.
Temperatura do Módulo	É a temperatura do módulo no início do minuto atual, em °C.
Irradiação Acumulada Total Efetiva do Módulo	É a soma das irradiações de cada minuto anterior, para quando esse módulo esteve entre 40 e 60 °C, até o atual.

A temperatura, no sistema de monitoramento, tem a função de determinar se a parcela de irradiação recebida durante esse ciclo irá ou não contabilizar para o ensaio de light-soaking. Considerando esse fato, mede-se apenas uma vez a cada minuto a temperatura dos módulos e usa-se esse valor na condição do ensaio. Já a irradiância é medida 52 vezes, ao longo deste ciclo de 1 minuto de duração, para cálculo do valor médio e posterior integração.

4.5 Metodologia para o ensaio light-soaking

Quando os disjuntores estiverem acionados, todos os módulos estarão dissipando potência nas resistências. O software de monitoramento fica funcionando continuamente, monitorando a quantidade de irradiação que os módulos recebem. Abaixo segue a sequência de ensaio de exposição solar com o experimento desenvolvido:

- Uma vez instalados os módulos, monitorar quantidade total de irradiação recebida com o programa de monitoramento;
- Caso a irradiação total efetiva dos módulos ultrapasse 43 kWh/m^2 , pode-se realizar a primeira medição da curva característica do módulo;
- Aguardar dia com céu limpo e realizar medida de curva característica, preferencialmente em horário próximo ao meio dia;
- Desligar disjuntor do módulo que será ensaiado;
- Conectar plugues do traçador de curvas nos bornes do módulo que será ensaiado, dentro do painel elétrico;
- Obter curva característica e utilizar software de pós-processamento para correção da curva;
- Desconectar cabos do traçador e religar o disjuntor;
- Repetir sequência a partir do passo (b) até que a condição da Eq. (1) seja satisfeita.

5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Após o ensaio em simulador solar, o módulo foi exposto a radiação solar natural na bancada de ensaio, conectado a carga resistiva e monitorado através do programa desenvolvido. O tempo total de exposição deste ensaio foi de 55 dias, no qual foram executados ao todo 8 ensaios de curva característica. Nem todas as medições foram feitas com os intervalos de 43 kWh/m^2 , contudo a condição da Eq. (1) foi aplicada somente para as medições cuja irradiação efetiva ultrapassou esse valor mínimo. A condição de referencia definida para medição da curva característica durante o ensaio de light-soaking, para comparar os resultados, foi de $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ °C}$, visto que 60 °C foi aproximadamente o valor médio de temperatura no qual os módulos ficaram enquanto expostos a radiação solar.

A Tab. 3 apresenta a relação de medidas do módulo fotovoltaico, considerando uma medição inicial e final no simulador solar, sob condições controladas de temperatura e radiação. O simulador solar instalado no prédio do LABSOL é do fabricante PASAN, modelo IIIc, com área iluminada útil de $2 \text{ m} \times 2 \text{ m}$ para o ensaio de módulos fotovoltaicos. Este equipamento é classificado como A+A+A+ por superar todos os requisitos da classificação AAA estabelecidos na norma IEC 60904-9 (IEC, 2007).

Tabela 3 – Relação de medidas realizadas no módulo fotovoltaico.

Nº Med	Condição	Data	Hora aproximada (UTC/GMT -3)
1	Inicial/Simulador	18/11/2014	-
2	Exposto	14/12/2014	13:35
3	Exposto	20/12/2014	12:18
4	Exposto	03/01/2015	12:13
5	Exposto	05/01/2015	11:39
6	Exposto	10/01/2015	13:52
7	Exposto	24/01/2015	12:46
8	Exposto	27/01/2015	11:39
9	Exposto	07/02/2015	12:42
10	Final/Simulador	08/02/2015	-

Como a célula de referência utilizada na bancada de testes é de tecnologia diferente do módulo ensaiado, faz-se necessário realizar a correção espectral da irradiância medida. A distribuição espectral da irradiância não foi medida no momento em que as curvas características foram adquiridas, por isso obteve-se uma estimativa do espectro solar utilizando-se o método proposto por Haag (2012). Assim, foram calculados os fatores de correção espectral para cada uma das 8 medidas realizadas com luz solar natural e estes foram aplicados na correção das curvas características.

A Tab. 4 apresenta os resultados das medições 2-9, durante o ensaio de light-soaking. Os valores de potência máxima do módulo para esta condição foram verificados segundo o critério da IEC 61646 para ensaios light-soaking, os resultados podem ser verificados na Tab. 5. O módulo atendeu o critério de estabilização ficando com os valores de resultado da Eq. (1) abaixo de 2% nas duas últimas verificações.

Tabela 4 – Valores de parâmetros obtidos nos ensaios, após corrigir as curvas I-V das medições em condições expostas com o método de translação geométrica para $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=60 \text{ }^\circ\text{C}$.

Nº Med	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{mp} (W)	FF(%)
2	1,45	135,33	135,1	68,9
3	1,43	133,45	132,0	69,2
4	1,57	133,80	144,2	68,7
5	1,42	133,37	129,9	68,4
6	1,44	136,18	134,8	68,7
7	1,42	134,45	131,4	68,9
8	1,37	134,02	127,0	69,2
9	1,39	135,79	129,3	68,3

Tabela 5 – Verificação da estabilidade de acordo com a IEC 61646 durante o ensaio light-soaking considerando os pares de medidas em que a irradiação efetiva acumulada foi superior a 43 kWh/m^2 .

Par de medidas	Irradiação efetiva acumulada no intervalo (kW.h/m^2)	Resultado Eq. (1) (%)
2 ; 5	68,6	3,9
5 ; 7	47,7	1,1
7 ; 9	43,2	1,6

Para ajudar a analisar a degradação do módulo, os resultados de potência máxima são apresentados no gráfico da Fig. 5 em função da irradiação acumulada efetiva. Os dados estão corrigidos para a condição padrão de irradiância e temperatura ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$), podendo assim ser comparados com os valores obtidos no simulador solar. A medição inicial no simulador solar resultou em $P_{mp} = 151,1 \text{ W}$ e a final em $P_{mp} = 133,0 \text{ W}$, demonstrando uma degradação total de 11,98 % de potência máxima nas condições padrão.

Foi realizada uma estimativa da incerteza total relacionada a medição da potência dos módulos fotovoltaicos com luz solar natural neste ensaio, considerando a incerteza do sistema de aquisição de curva I-V de Gasparin (2009), o descasamento espectral e também considerando as condições não ideais para medição de curva característica. Esta estimativa resultou em uma incerteza de medição igual a 5,64 %. A incerteza aparece no gráfico da Fig. 5, representada por barras em torno dos valores obtidos nos ensaios com luz solar natural.

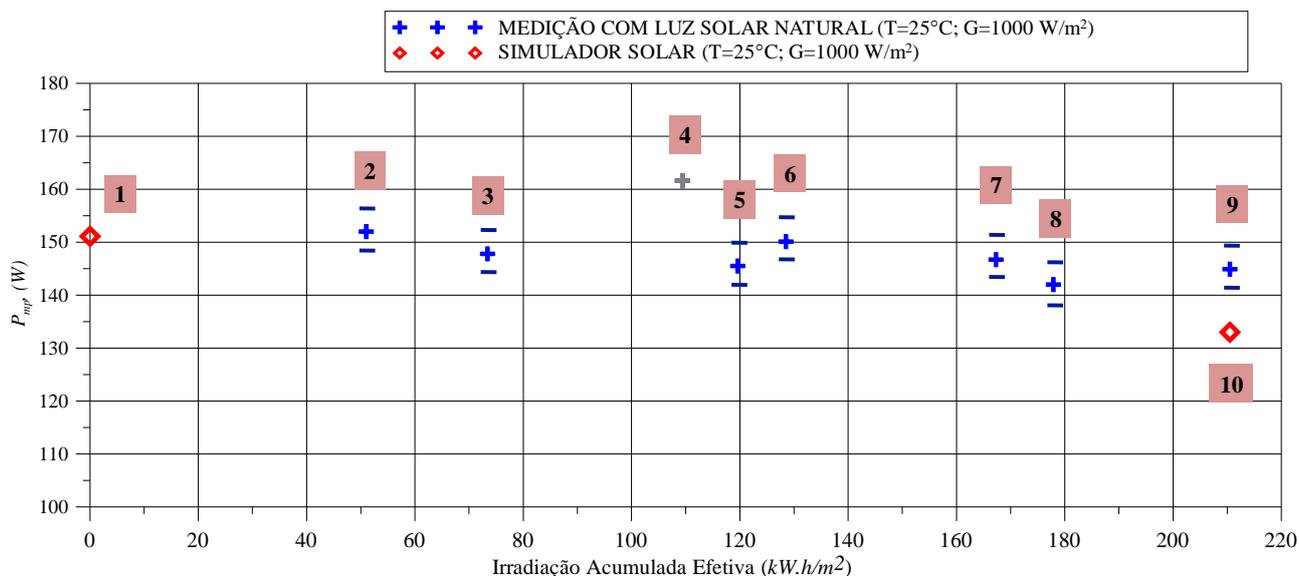


Figura 5 – Medições de potência máxima do módulo em função da irradiação acumulada efetiva recebida (enquanto esteve entre 40 e 60 °C), corrigidas para as condições padrão $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ °C}$. Estão indicados os números das medições em cada valor. A medição número 4 aparece em cinza porque foi obtida com variação significativa de temperatura nos módulos e por isso desconsiderada.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou o experimento desenvolvido para a realização do ensaio de exposição solar *light-soaking*, seguindo as recomendações propostas pela norma IEC 61646. As tecnologias de filmes finos apresentam variações de desempenho difíceis de prever. De maneira objetiva e prática, o ensaio de *light-soaking* estabelecido na IEC 61646 propõe avaliar o desempenho do módulo em condições parecidas com as de real utilização. O propósito do ensaio não é avaliar comportamentos específicos de diferentes tecnologias, que são variados e complexos, e sim padronizar uma condição na qual o módulo pode ser considerado estável. Os resultados obtidos no simulador solar para o módulo de tecnologia a-Si/ μc antes e depois da exposição solar comprovaram que houve degradação de potência, conforme esperado. Durante o ensaio de *light-soaking*, verificou-se que houve estabilização conforme Eq. (1) após aproximadamente 167 kWh/m² de irradiação acumulada efetiva, o que ocorreu após 41 dias de exposição solar.

A infraestrutura montada, como estrutura de sustentação, interligação entre equipamentos e programa de monitoramento poderá ser utilizada futuramente para outros trabalhos. Futuros trabalhos podem ser desenvolvidos para ensaiar módulos com tecnologia de filmes finos em tempos de exposição mais longos. Igualmente, o experimento pode ser aperfeiçoado com a instalação de cargas resistivas com seguidor de ponto de máxima potência, pois com esse equipamento os módulos poderiam ser substituídos sem que fosse necessário reinstalar novas as cargas resistivas específicas. Além disso, o sistema traçador de curvas pode utilizar célula de referência com resposta espectral igual a do módulo que está sendo medido para que as correções espectrais não precisem ser realizadas.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Centro Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro a esse trabalho.

REFERÊNCIAS

- Buhler, A. J.; Gasparin, F. P.; Krenzinger, A., 2014, Post-processing data of measured I-V curves of photovoltaic devices, *Renewable Energy* 68, p602-610.
- 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.
- Gasparin, F. P., 2009, Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.
- Gostein, M.; Dunn, L., 2011, Light Soaking Effects on Photovoltaic Modules: Overview and Literature Review, *Photovoltaic Specialists Conference*, 2011. 37th IEEE. p 3126 – 3131.
- Haag, R., 2012, Estimativa da distribuição espectral da radiação solar sobre o território brasileiro através de análise multiinstrumental. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2012.
- IEC, International Electrotechnical Commission, 2006, “IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”

- IEC, International Electrotechnical Commission, 2007, “IEC 60904-9: Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements”
- IEC, International Electrotechnical Commission, 2008, “IEC 61646 Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”
- 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)”.
- Kruger, T., 2006, On the origin of the Staebler-Wronski effect, *Journal of Applied Physics* 99.
- Pearce, J. M.; Koval, R. J. ; Collins, R. W. ; Wronski, C. R. ; Al-Jassim, M. M. ; Jones, K. M., 2002, Correlation of light-induced changes in a-Si:H films with characteristics of corresponding solar cells, *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, p1098-1101.
- Pearce, J. M.; Deng, J.; Albert, M. L.; Wronski, C. R.; Collins, R. W., 2005, Room temperature annealing of fast state from 1 sun illumination in protocrystalline Si:H materials and solar cells, *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*, p1536-1539.
- 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.
- Ruther, R. ; Livingstone, J. , 1994, Seasonal Variations in Amorphous Silicon Solar Module Outputs and Thin Film Characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 36, p. 29-43.
- 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.
- Staebler, D. L.; Wronski, C. R., 1977, Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si, *Applied Physics Letters* 31, 292.
- Vora, A.; Gwamuri, J.; Pearce, J. M.; Bergstrom, P. L.; Guney, D. O., 2014, Multi-resonant silver nano-disk patterned thin film hydrogenated amorphous silicon solar cells for Staebler-Wronski effect compensation, *Journal of Applied Physics* 116.

DEVELOPMENT OF BENCH FOR MONITORING PHOTOVOLTAIC MODULES UNDER LIGHT-SOAKING TESTS

Abstract. *Photovoltaic modules with thin film technologies were presented to the market as a new generation of modules and are currently referred to as second generation photovoltaic modules. Some thin film technologies show instability in the first few hours of exposure to solar radiation. These effects led to the standardization of a sun exposure test called a light-soaking, which is currently established by the international standard for the qualification of thin film photovoltaic modules (IEC 61646). In Brazil this test is not yet required for the characterization of photovoltaic modules. The present work shows the development of a test bench to monitor photovoltaic modules during the light-soaking test with natural sunlight, so that the stability criterion established in IEC 61646 can be applied. This bench has a structure of fixation of the modules, bank of resistive loads and monitoring program of the necessary variables for the stability evaluation. The light-soaking test results for a dual-junction photovoltaic module of amorphous silicon with microcrystalline silicon using the developed test bench is also presented. The test was conducted for 55 days, and every minute the program recorded data of irradiance, accumulated irradiance and temperature of the modules. The tested module presented stability according to IEC 61646 after 44 days of sun exposure and 167 kWh / m² of effective accumulated irradiation.*

Key words: *Solar Energy, Light-soaking, Photovoltaic Modules*