ESTUDO DA DEGRADAÇÃO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE FILME FINO

Denio Alves Cassini (PUC Minas) - dacassini@gmail.com

Suellen Caroline Silva Costa (PUC Minas) - suellencscosta@gmail.com

Túlio Pinheiro Duarte (PUC MG) - tulio-p.duarte@outlook.com

Antonia Sonia Alves Cardoso Diniz (GREEN - PUCMINAS) - asacd2012@gmail.com

Lawrence Lee Kazmerski (NREL/Univ. Colorado) - solarpvkaz@gmail.com

Resumo:

Neste artigo buscou-se realizar uma breve contextualização sobre a degradação em módulos fotovoltaicos de filme fino, além da realização de ensaios elétricos em módulos de silício amorfo (a-Si) e telureto de cádmio (CdTe). Estes dispositivos foram retirados de campos após sete anos de operação em regiões de diferentes condições climáticas em Minas Gerais. Os resultados mostraram a existência de pontos quentes e delaminação nos módulos analisados, além da degradação do óxido condutor transparente (TCO) comprometendo as suas propriedades e resultando em perdas de absorção óptica. As taxas de degradação encontradas variaram entre: (1) -5,6%/ano a -7,0%/ano para módulos CdTe de 32 Wp; (2) -5,5%/ano a -5,7%/ano para módulos de a-Si de 32 Wp; e (3) -7,2%/ano a -7,5%/ano para módulos de a-Si de 22 Wp. Estes valores são maiores em relação aos encontrados em literatura, porém deve ser considerado que a degradação é uma perda diretamente associada as condições específicas da localidade, sendo que alguns módulos ensaiados operaram ao longo de sua vida útil em campo sob influência de altos índices de irradiância solar, radiação ultra-violeta e temperatura ambiente.

Palavras-chave: *Módulo Fotovoltaico, Degradação, Desempenho*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Tecnologias e ensaios de módulos fotovoltaicos*

ESTUDO DA DEGRADAÇÃO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE FILME FINO

Dênio Alves Cassini – dcassini@gmail.com
Suellen Costa – suellencscosta@gmail.com
Tulio Duarte – tulio-p.duarte@outlook.com
Antônia Sônia A. C. Diniz – asacd@pucminas.br
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Pós-Graduação Engenharia Mecânica/GREEN PUC Minas, Brasil
Lawrence Lee Kazmerski – solarpvkaz@gmail.com
Universidade do Colorado, National Renewable Energy Laboratory (NREL), EUA

Resumo. *Neste artigo buscou-se realizar uma breve contextualização sobre a degradação em módulos fotovoltaicos de filme fino, além da realização de ensaios elétricos em módulos de silício amorfo (a-Si) e telureto de cádmio (CdTe). Estes dispositivos foram retirados de campos após sete anos de operação em regiões de diferentes condições climáticas em Minas Gerais. Os resultados mostraram a existência de pontos quentes e delaminação nos módulos analisados, além da degradação do óxido condutor transparente (TCO) comprometendo as suas propriedades e resultando em perdas de absorção óptica. As taxas de degradação encontradas variaram entre: (1) -5,6%/ano a -7,0%/ano para módulos CdTe de 32 Wp; (2) -5,5%/ano a -5,7%/ano para módulos de a-Si de 32 Wp; e (3) -7,2%/ano a -7,5%/ano para módulos de a-Si de 22 Wp. Estes valores são maiores em relação aos encontrados em literatura, porém deve ser considerado que a degradação é uma perda diretamente associada as condições específicas da localidade, sendo que alguns módulos ensaiados operaram ao longo de sua vida útil em campo sob influência de altos índices de irradiância solar, radiação ultra-violeta e temperatura ambiente.*

Palavras-chave: *Módulo Fotovoltaico, Degradação, Desempenho.*

1. INTRODUÇÃO

De acordo com a Norma Brasileira (NBR) 10899/88, célula solar ou fotovoltaica é um dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica, sendo estas compostas por materiais semicondutores, constituindo como unidade básica de conversão da energia luminosa em eletricidade. Um conjunto de células solares interligadas em série e paralelo compõe um módulo fotovoltaico (FV). As células solares podem ser de primeira geração – produzidas a partir do silício cristalino e geralmente são planas, e de segunda geração – de película fina ou filme finos que são obtidas a partir materiais semicondutores fotoativos inorgânicos. De acordo com GREENPRO (2004), nos processos para fabricação de células solares de filmes finos, os semicondutores são depositados em finas camadas sobre um substrato como: vidro; plástico; cerâmica ou metal, através da utilização de métodos como disposição por vaporização, processos de disposição catódica e banhos eletrolíticos. Segundo Ogbomo *et al*. (2017), as finas camadas de filme variam de nanômetros (nm) a micrômetros (µm), o que as tornam flexíveis, leves e de baixo consumo de materiais semicondutores. Os custos de fabricação das células solares em filme finos são bem menores se comparados aos custos para a fabricação das células em silício cristalino, além de apresentarem melhor desempenho em altas temperaturas, devido ao coeficiente de temperatura da saída de potência (PMax) em menos de -0,25%. Existem vários tipos de células fotovoltaicas finas. Segundo os autores, atualmente na indústria de módulos fotovoltaicos de filme finos, predomina o emprego de células solares fotovoltaicas de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio-gálio (CIGS), telureto de cádmio (CdTe) e arseneto de gálio (GaAs).

As células de filmes finos são diferentes das células de silício cristalino que devem ser individualmente interconectadas em um módulo. Um dispositivo de filme fino pode ser feito como uma única unidade, com a sobreposição de camadas depositadas sequencialmente no substrato.

De acordo com Carvalho (2007), as células solares devem ser preservadas de ações agressivas do ambiente, e o meio de protegê-las é elas serem devidamente encapsuladas. Para tanto, o material encapsulante deve possuir determinadas propriedades como: ter a alta resistência mecânica, baixa permeabilidade, significativa resistência e inércia química, nenhum odor ou toxicidade e proporcionar alta transmissividade, mas dentre todos as propriedades do material encapsulante a que mais se destaca é possuir alto resistência à degradação física pela ação da radiação ultravioleta. Embora a região correspondente à radiação ultravioleta no espectro eletromagnético seja estreita (de 200 a 380nm), a radiação emitida nessa região tem maior energia do que na região do visível (de 380nm a 780nm), uma vez que a intensidade de energia é inversamente proporcional ao comprimento de onda, sendo que a absorção dessa radiação resultará numa maior degradação do polímero encapsulante. É importante mencionar, que no caso de módulos de silício cristalino, o encapsulamento é feito após a interligação de células solares; já no caso de módulos de filme fino, este processo ocorre posterior ao processo térmico após a deposição dos substratos formando o módulo fotovoltaico.

Assim, o aprimoramento das propriedades mecânicas dos polímeros é importante para permitir que ele suporte o excesso da carga, forneça resistência à fluência, ao impacto, à carga do vento e às variações de temperaturas. Um aumento de temperatura resultará em uma diminuição na rigidez, conduzindo à distorção ou à fluência em um polímero sob uma carga aplicada. Em relação as propriedades ópticas, na maioria dos polímeros, estas normalmente não são influenciadas por mudanças na temperatura ou na aplicação de tensões, entretanto, se os fatores ambientais puderem causar uma cristalização no polímero, pode haver uma diminuição dramática na transparência do mesmo, impactando de forma negativa em sua capacidade de transmitância e reduzindo a produção de energia da célula solar (Carvalho, 2007).

De acordo com TamizhMani e Kuitche (2012), uma das principais barreiras para difusão da utilização em larga escala de sistemas fotovoltaicos e, consequentemente, de acesso a financiamento de projetos é o risco tecnológico que está diretamente relacionado às questões de durabilidade e a confiabilidade dos módulos fotovoltaicos. O módulo FV apresenta uma taxa de degradação média de 0,8%/ano para tecnologia de silício (tecnologia primeira geração) e de 0,7%/ano para tecnologia de filme fino (tecnologia segunda geração), contabilizados a partir do segundo ano de operação, porém é importante ressaltar que a taxa de degradação mais comum é inferior a 1%/ano (Jordan e Kurtz, 2013).

Além disso, as tecnologias fotovoltaicas de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e silício policristalino (p-Si) produzidos após o ano de 2000 apresentam maior estabilidade em relação a modelos mais antigos, devido aprimoramento da tecnologia (design, materiais, equipamentos, processos). O tempo de vida útil de um módulo FV se estende entre 25 e 30 anos, porém essa pode ser reduzida se houver um funcionamento inadequado por período significativo de tempo, seja devido a instalações inadequadas, influência do clima da localidade, como por exemplo, surgimento de pontos quentes ocasionados devido ao sombreamento, sujidade, etc.

Christensen (1985) analisou os mecanismos de degradação de módulos fotovoltaicos, sendo observado que os tipos de falhas nos mesmos são determinados pelas condições ambientais nos locais de instalação dos sistemas e pelo projeto do módulo. Para o autor, os principais modos de degradação observados em módulos fotovoltaicos, causando perda de desempenho no sistema foram basicamente de cinco tipos: (i) degradação de materiais de encapsulamento; (ii) perda de aderência entre célula e o encapsulante ou entre vidro e o encapsulante; (iii) corrosão das interconexões entre células devido ao "stress mecânico" causado pela expansão e contração térmica; (iv) degradação causada pela penetração de umidade no módulo; e (v) degradação da própria célula solar: rachaduras e corrosão.

Munoz *et al*. (2011) realizaram avaliações em diversas plantas fotovoltaicas localizadas na Espanha. Avaliações estas baseadas em inspeções visuais, medições em campo das características elétricas (tensão e corrente), avaliações térmicas por imageamento (IR) e em alguns casos, de medições de curva I-V, além do comportamento térmico de módulos selecionados em laboratórios. A técnica de eletroluminescência também foi utilizada para a detecção de defeitos de fabricação ocultos. As inspeções visuais realizadas tiveram como objetivos, detectar modos de degradação e defeitos em módulos fotovoltaicos, tais como os apresentados na Tab. 1.

Tabela 1 –Tipos de degradação identificados por inspeção visual e imagens termográficas em módulos fotovoltaicos de silício cristalino.

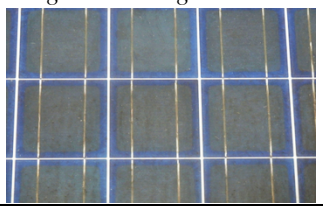
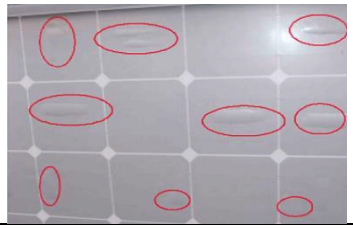
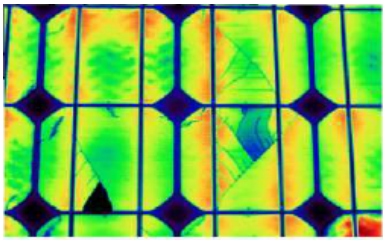
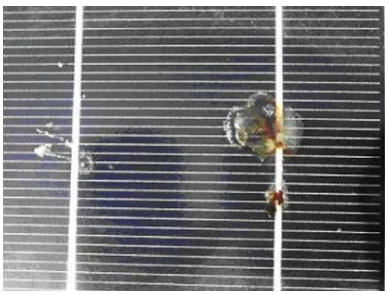
Tipo de degradação	**Descrição**
Yellowing e Browning 	▪ Degradação do material encapsulante entre o vidro frontal do módulo fotovoltaico e as células solares; ▪ Mudança na cor no material encapsulante (branco para amarelo; e, por vezes, do amarelo para marrom); ▪ Redução na transmissividade da radiação incidente sobre o vidro frontal, que atinge as células solares – diminuição na potência de saída do módulo fotovoltaico.
Delaminação	▪ Perda de aderência entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico (mais comum em climas quentes e úmidos); ▪ Aumento da perda de transmitância, ou possibilitar a penetração de água no interior da estrutura do módulo se ocorrer nas extremidades do mesmo (umidade no interior do módulo pode promover diferentes reações químicas, causando a degradação do encapsulante e a oxidação de metais envolvidos na grade metálica de absorção da corrente fotogerada pela célula solar e na estrutura suporte do módulo. Além das perdas de energia no módulo, ainda poderá expor a instalação aos riscos elétricos.
Bolhas 	▪ Falta de aderência do EVA afetando uma pequena área onde a adesão do encapsulante foi perdida devido a uma reação química onde alguns gases são libertados no interior do módulo fotovoltaico; ▪ Bolhas na parte posterior do módulo comprometem a dissipação de calor das células solares contribuindo para o sobreaquecimento das mesmas e, consequentemente, reduzindo a vida útil do módulo; ▪ As bolhas aparecem geralmente na área central da célula, devido a uma falha na aderência do encapsulante causada pela elevação da temperatura.

Tabela 1 –Tipos de degradação identificados por inspeção visual e imagens termográficas em módulos fotovoltaicos de silício cristalino (continuação)

Tipo de degradação	Descrição
Microfissuras nas células (*Micro Crack*) 	▪ Atualmente, as células solares são mais frágeis e suscetíveis a fraturas durante a sua manipulação, armazenamento e laminação dos módulos (nos últimos anos, foi observado diminuição da espessura das células solares de 300 μm para menos de 200 μm e aumento da área de 210 mm x 210 mm); ▪ Alta fragilidade acaba por contribuir para o surgimento de microfissuras que podem afetar as células, possibilitando o surgimento de um caminho possível para a fuga da corrente fotogerada ou ainda deixar uma parte da célula bloqueada transformando-se em um ponto quente e assim comprometer a geração de energia elétrica ou mesmo a perda do módulo fotovoltaico.
Pontos quentes (*Hot spot*) 	▪ Área de um módulo fotovoltaico, com temperatura muito elevada que poderá vir a danificar a célula solar ou qualquer outro dos elementos que compõem o módulo fotovoltaico; ▪ Causa: incompatibilidade, falhas ou erros na interligação entre células ou o sombreamento destas, caso o módulo não esteja devidamente protegido. Se célula gera uma corrente menor do que as demais células do módulo, esta célula irá se comportar como um ponto quente e desta forma esta célula passará a operar com uma temperatura mais elevada do que as demais células do módulo; ▪ Para evitar o sobreaquecimento da célula e consequentemente os pontos quentes, diodos de derivação (by-pass) são instalados nas caixas de ligação dos módulos, limitando assim a tensão inversa e também o aumento da temperatura que pode alcançar uma célula sombreada.

Fonte: Munoz *et al*., 2011.

A maior participação de tecnologias de filme fino para geração de energia elétrica tem motivado diversas pesquisas referentes ao desempenho desta tecnologia sobre diferentes condições climáticas, principalmente sobre os efeitos de diferentes tipos de degradação. Silvestre *et al*. (2016) avaliaram a degradação no desempenho de módulos fotovoltaicos em filme finos das tecnologias: a-Si: H, a-Si: H/lc-Si: H, CdTe e CIS. Os módulos foram expostos a condições *outdoor* durante cinco anos em local seco, ensolarado e de clima continental mediterrânico, na cidade de Leganés na Espanha. As taxas de degradação (*Degradation Rates*-DR) foram avaliadas por meio da regressão linear a partir da evolução da potência de saída efetiva de cada módulo para todas as tecnologias. Entre os valores de DR observados, destacou-se somente o valor encontrado para o módulo fotovoltaico de CdTe. Este módulo apresentou uma taxa de degradação maior que a esperada, bem como uma perda muito alta de potência de pico efetiva ao longo do período avaliado. O módulo CIS foi considerado o mais estável, apresentando os menores valores de DR e perda de potência. De acordo com os autores, os períodos de estabilização também foram avaliados, observando-se a evolução da potência de saída em função da irradiância através de uma regressão linear proposta. Em relação ao período de estabilização, o módulo de CdTe degradou-se constantemente durante um período muito longo, no qual a potência degradou mais de 22% antes da estabilização. Já o módulo de CIS mostrou-se muito estável, com apenas 2,66% de perda de potência durante os cinco anos de acompanhamento experimental e uma DR de 1,04%/ano. Os autores ressaltam que os resultados obtidos, são referentes somente a um módulo fotovoltaico para cada uma das tecnologias testadas, de modo que esses resultados não devam ser considerados como resultados gerais.

Tahria *et al*. (2017), analisaram as taxas de degradação de módulos fotovoltaicos de duas tecnologias de módulos fotovoltaicos finos de filme, disseleneto de cobre e índio (CIS) e módulos de a-Si: H/µc-Si:H conhecidos como módulos micromorfos, avaliando a potência de pico através da medição das curvas características (I-V). Essa análise foi realizada ao longo de três anos, em condições outdoor, no semiárido argelino da cidade de Saida. Foi verificado que os módulos CIS e micromorfos apresentaram uma taxa de degradação de 2,34%/ano e 1,73%/ano, respectivamente.

Ogbomo *et al*. (2017), destacam que atualmente as células solares fotovoltaicas de CdTe representam cerca de 40% do mercado de células em filmes finos e 6% do mercado de células solares fotovoltaicas, isso se deve a fatores como ser abundante na natureza, ser um subproduto de outros metais industriais, possuir procedimentos de fabricação simples e mais baratos que os das demais células cristalinas e de filmes finos. Os autores salientam que atualmente o CdTe é o único material em filme fino a rivalizar com o silício cristalino em custo/watt. A energia do gap é de 1,5 eV, o que é ótimo para uma célula solar de junção única. Segundo os autores o tempo de recuperação da energia gasta para sua produção é de oito meses, quanto instaladas em locais favoráveis, sendo o mais baixo entre todas as tecnologias fotovoltaicas produzidas em massa. Além de possuir coeficiente de 0% de temperatura de saída de potência (P_{Max}), o que implica um bom desempenho quando exposto a temperaturas ambientes elevadas, a eficiência de conversão (*Power Conversion Efficiency* - PCE) pode atingir os 21% e o tempo de vida operacional é de 20 anos. Vale ressaltar que o composto cádmio telureto (CdTe) usado em células fotovoltaicas é infinitamente menos agressivo ao meio ambiente.

Osterwald *et al*. (2006), apresentam estudos comparativos dos valores máximos das taxas de degradação de energia em módulos fotovoltaicos de diversas tecnologias de c-Si (mono e poli), a-Si (junção simples, dupla e tripla), CdTe, CIS (Heteroestrutura In-Ga-Se-S) e c-Si/a-Si, de diversos fabricantes, instalados em condições *outdoor,* nas dependências do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), na cidade de Golden no Colorado/EUA. A partir da análise de dados históricos mensais de potência registrados em *software* dedicado de monitoramento foi possível calcular as taxas de degradação (DR) a partir de regressões lineares. Os resultados obtidos são apresentados na Tab. 2

Tabela 2 – Taxa de degradação identificada para módulos de diferentes tecnologias e período de exposição

Fabricante	Tipo de módulo	Exposição (anos)	Taxa de degradação (% por ano)	Nº de módulos
BP Solar	BP Solar BP 585F (x-Si)	7	-0,30	2
BP Solar	BP 270F (x-Si)	8	-0,32	2
Kyocera	KC40 (poli-Si)	4.5	-0,91	2
Solarex	SX40U (poli-Si)	5.6	-0,01	2
Siemens	PC-4-JF (x-Si)	9,5	-0,51	1
Photowatt	PWX500 (poli-Si)	6	-0,13	1
Sanyo	H124 (a-Si / x-Si HIT)	2.6	-1,59	1
ECD Sovonix	(a-Si)	12	-1,17	1
Solarex	SA5 (a-Si)	12	-0,69	1
Uni-Solar	UPM-880 22W (a-Si)	12	-0,62	2
APS	EP55 (a-Si)	9,5	-1,62	2
Solarex	MST-22ES (a-Si)	6	-0,86	1
Uni-Solar	US-32 (a-Si)	8,5	-0,39	1
EPV	EPV40 (a-Si)	6.5	-1,40	2
BP Solarex	MST-50 MV (a-Si)	4	-2,47	2
Siemens	ST40 (CIS)	7	-1,63	1
Solar Cells Inc.	(CdTe)	10	-1,84	1
Solarex	SX40U (poli-Si)	5.6	-0,01	2

Fonte: Adaptado de Osterwald *et al*. (2006).

Pode ser observado na Tab. 2 que as maiores taxas de degradação foram identificadas em módulos de filme fino, que podem ser relacionadas devido a problemas no óxido condutor transparente (*transparent conductive oxide electrode* - TCO). No caso de módulos de tecnologia de filme fino, o TCO era amplamente usado como eletrodo frontal, devido à sua alta transmitância óptica e baixa resistividade que é um parâmetro chave na determinação do desempenho elétrico do módulo fotovoltaico, que quanto expostos a umidade e tensões térmicas causam um aumento gradual na resistividade do TCO, contribui para o aumento da resistência série do mesmo o que acaba por contribuir na redução no fator de forma (FF) e a potência máxima (P_{max}) deste, como discutido por Sinha *et al*. (2017). Porém, devido as falhas identificadas quanto ao funcionamento do TCO que ocasionaram no aceleramento do processo de degradação dos módulos de filme fino, este óxido condutor foi substituído por um encapsulante, sendo que os módulos de filme fino mais recentes possuem a composição como a apresentada na Fig. 1. A Fig. 1 mostra de forma esquemática a configuração básica e sobreposição de camadas dos diversos componentes em um módulo fotovoltaico de silício cristalino e de filme fino.

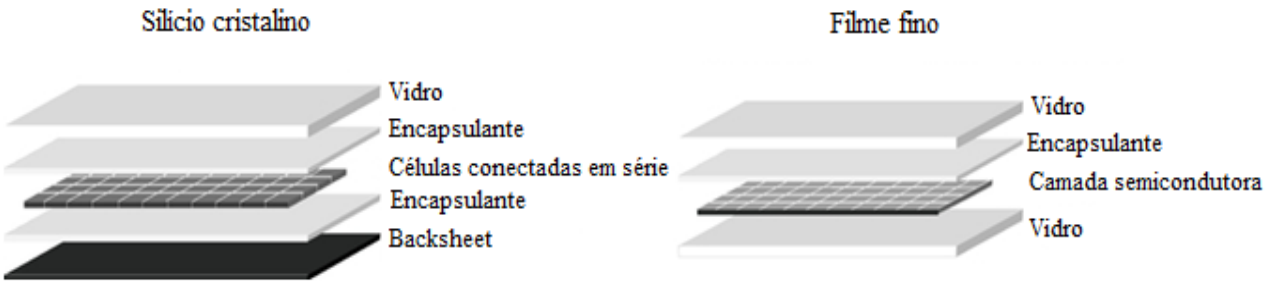


Figura 1 – Comparação entre a estrutura de composição de módulos fotovoltaico cristalino e filme fino.
Fonte: Adaptado de STR Holdings, Inc. (2013)

Em módulos de silício cristalino, as células são conectadas em série, com metalizações na parte frontal e traseira, e posteriormente encapsuladas formando uma camada que é posicionada entre o vidro solar frontal e o backsheet, normalmente utilizado o EVA um tipo de polímero. Já nos módulos de filme fino, a camada semicondutora com metalização pode ser depositada sobre o vidro solar frontal (superestratos) ou sobre o vidro traseiro (superestratos), sendo

o encapsulante inserido na parte frontal da camada semicondutora. Anteriormente, os módulos de filme fino possuíam TCO entre a camada de vidro frontal e a camada semicondutora, como mostrado na Fig. 2.

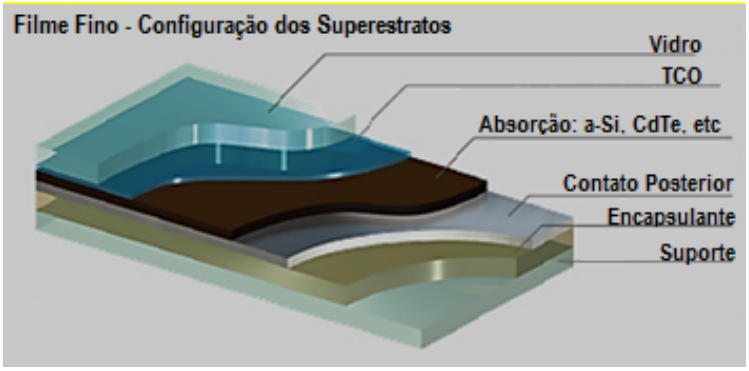


Figura 2 – Representação da sobreposição dos diversos componentes de um módulo fotovoltaico em filme fino contendo TCO.
Fonte: Adaptado de Pilkington (2019)

Tendo em vista os avanços referentes à pesquisa quanto aos processos de degradação em módulos fotovoltaicos de silício cristalino, que contribuíram para o aprimoramento dessa tecnologia, impulsionando o aumento quanto ao uso da tecnologia filme fino no mercado fotovoltaico, esse estudo tem como objetivo avaliar os diferentes tipos de degradação que podem ser identificados em módulos fotovoltaicos de filme fino, com o intuito de identificar o desempenho dessa tecnologia ao longo de sua vida útil sobre a influência do clima tropical.

2. METODOLOGIA

Este estudo consiste na análise de amostras de módulos fotovoltaicos de filme fino, pertencentes a segunda geração, retirados de campo após longos anos de operação sobre influência da zona climática Equatorial localizada em Minas Gerais, com o objetivo de identificar os tipos de degradação encontrados nesse tipo de tecnologia fotovoltaica e quantificar as perdas provenientes da degradação. A região é caracterizada por longos períodos de estiagem durante o inverno e período chuvoso no verão, com temperaturas médias em torno de 20,5 °C, podendo a temperatura média dos módulos aproximar de 65 °C durante o verão.

Inicialmente, uma inspeção visual foi realizada nos módulos seguindo a metodologia proposta por Packard *et al*. (2012) e Souza (2014), com o objetivo de identificar o processo de degradação no módulo fotovoltaico. Nas inspeções visuais realizadas, além de sinais externos característicos de degradação em módulos, procurou-se também avaliar a extensão, a não uniformidade dos produtos de sujidade e indicações de cimentação nas superfícies do vidro do módulo. Após os procedimentos detalhados de inspeção visual, as medições das curvas características dos módulos (I-V e P-V) foram realizadas em ensaios outdoor utilizando traçador portátil, modelo PV200, e considerando condições de irradiância acima de 800 W/m^2, conforme descrito em norma internacional IEC 60904-1 (*Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*) e de céu limpo. A irradiância solar foi determinada utilizando o equipamento Solar Survey 200R, que possui uma incerteza de ± 5%, sendo este posicionado com a mesma inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos ensaiados, medindo os dados de irradiância através de uma célula de referência de filme fino. A temperatura de operação dos módulos foi monitorada através de um termopar fixado na parte posterior dos módulos fotovoltaicos, e um segundo termopar posicionado próximo aos módulos coletando dados de temperatura ambiente. Os equipamentos utilizados no processo de medição, o PV200 e o Solar Survey 200 R, pertencem ao kit oferecido pela Seaward que atende as exigências descritas nas normas internacionais IEC 62446-1 (*Photovoltaic (PV) Systems - Requirements For Testing, Documentation And Maintenance - Part 1: Grid Connected Systems - Documentation, Commissioning Tests And Inspection*) e IEC 61829 (*Photovoltaic (PV) array – On-site measurement of current-voltage characteristics*).

A taxa de degradação foi calculada através da relação entre os parâmetros elétricos de referência indicados em *datasheet* dos módulos e os parâmetros elétricos medidos. Dessa forma, a porcentagem da diferença da potência no ponto de máxima potência nominal e medido, dividido pelo número de anos em operação, resultou na taxa de degradação.

Vale ressaltar, que essa mesma metodologia foi aplicada a módulos fotovoltaicos de silício cristalino retirados de sistemas pertencentes a vários programas de demonstração da tecnologia fotovoltaica na eletrificação rural entre os anos de 1995/1999 e operados pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e os resultados podem ser encontrados em Cassini *et al*. (2018).

3. RESULTADOS

A Fig. 3 mostra a bancada de teste onde os módulos fotovoltaicos foram ensaiados, considerando condições ideias para realização do procedimento: inclinação de 20° para Belo Horizonte, com desvio azimutal para o Norte Verdadeiro, e irradiância solar acima de 800 W/m² e temperatura ambiente inferior a 40 °C.

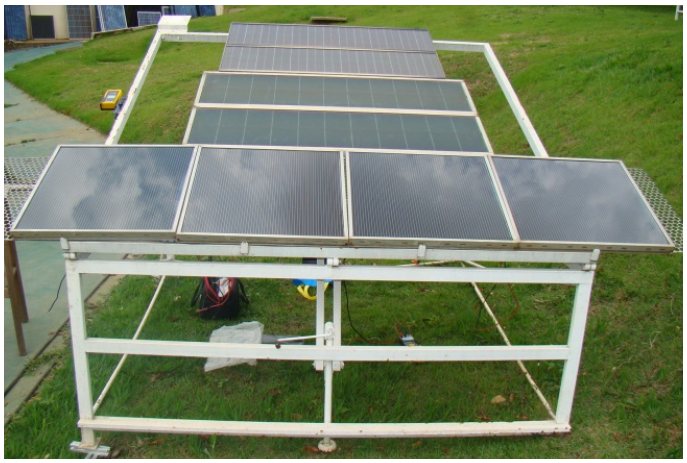


Figura 3 – Bancada de testes para realização dos ensaios em módulos de filme fino instalada no GREEN PUC Minas em Belo Horizonte/MG.

Foram identificados diferentes modos de degradação nos módulos fotovoltaicos inspecionados. A Fig. 4 apresenta alguns modos de degradação diferenciados, em especial: delaminação no encapsulante, processo de oxidação na camada do óxido condutor transparente (TCO) observados nos módulos de telureto de cádmio (CdTe) e pontos de interconexões oxidados em módulos de silício amorfo (a-Si).

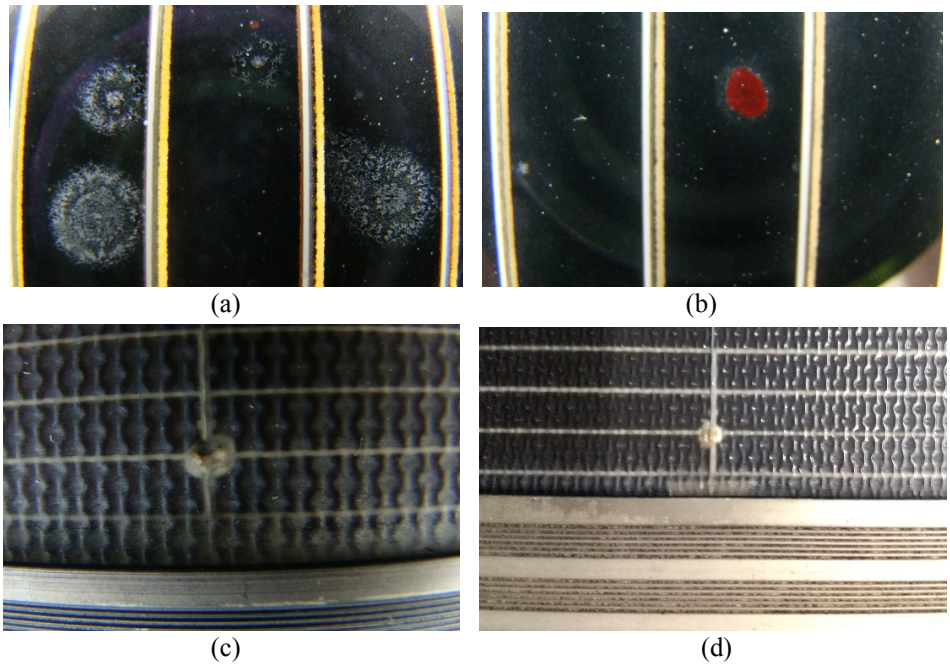
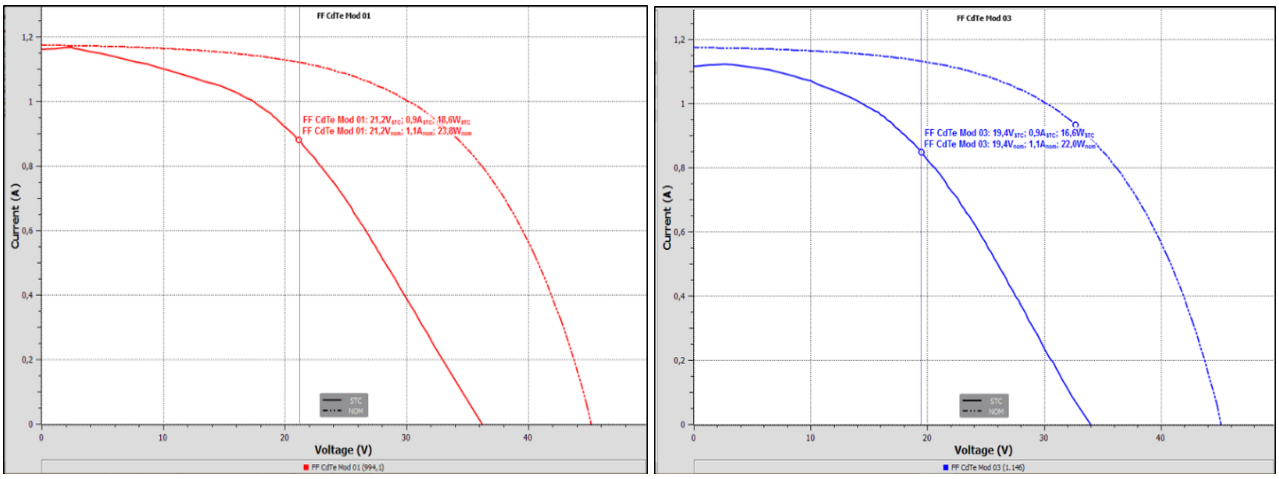


Figura 4 – Tipos de degradação identificados: (a) pontos de delaminação, (b) oxidação no TCO, (c) e (d) oxidação em interconexão em módulos fotovoltaicos de a-Si.

A degradação de módulos fotovoltaicos pode ser relacionada à resistência elétrica dos módulos fotovoltaicos. Basicamente é considerado dois tipos de resistências em um módulo fotovoltaico: resistência série e resistência *shunt*. A resistência série (R_s) é constituída pela resistência do semicondutor, resistência do contato entre o semicondutor e a metalização da célula, e a resistência da metalização. O ideal que a resistência série tenda a zero, permitindo menor queda de tensão e maior fluxo de corrente. Elevada resistência série afeta diretamente a forma da curva I-V próximo ao ponto de máxima potência. Já a resistência *shunt* (R_{sh}) está associada a corrente de fuga na superfície das bordas das células solares, falhas no material (semicondutor), entre outros, associadas ao processo de fabricação. Valores baixos de R_{sh} possibilitam um caminho alternativo para a corrente fotogerada, reduzindo a corrente e diminuindo a tensão da célula. A resistência *shunt* influencia na inclinação da curva I-V na condição de curto-circuito.

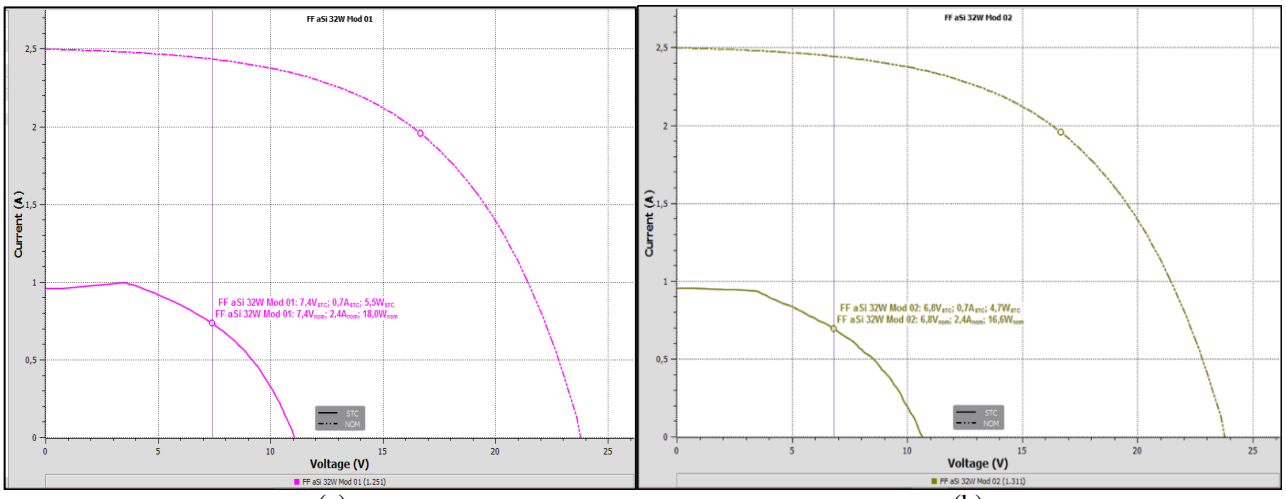
Os ensaios realizados nos módulos fotovoltaicos indicados na Fig. 4 foram realizados utilizando medidor de curva I-V portátil, e os resultados obtidos são apresentados nas Fig. 5-7. Nas Fig. 5-7 são apresentadas duas curvas I-V em cada gráfico, sendo uma curva I-V a medida corrigida para Condições Padrão de Teste e a outra, a curva de referência obtida através de dados fornecidos pelo fabricante. Para avaliar a degradação em módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe), quatro módulos fotovoltaicos foram selecionados, porém foi notada uma instabilidade dos parâmetros elétricos dos módulos, sendo utilizadas neste trabalho, somente duas curvas que apresentam melhores resultados para realização dessa análise, Fig. 5. Essa instabilidade foi discutida e abordada pelo fabricante dos módulos CdTe que, após inúmeros esforços visando o aprimoramento destes dispositivos, optaram por retirá-los de fabricação devido as falhas registradas. Essas curvas I-V dos módulos CdTe mostraram influência da ação da resistência série que induziu na redução considerada do fator de forma dos módulos. O aumento da resistência série pode estar associada a degradação do TCO, como abordado por Sinha *et al*. (2017), e delaminação. Estes módulos ficaram em operação ao longo de sete anos sobre influência do clima semi-árido na região Norte de Minas, caracterizado por índices elevados de irradiância solar, radiação ultra-violeta e temperatura ambiente, resultando numa taxa de degradação entre -5,6%/ano a -6,6%/ano.



(a) (b)

Figura 5 – Curva característica I-V módulo CdTe de 32 Wp: (a) módulo 1 e (b) módulo 3.

Na Fig. 6 são apresentadas as curvas I-V dos módulos de silício amorfo de 32 Wp retirados de operação após 15 anos de um sistema fotovoltaico localizado em região de clima Equatorial, com períodos secos longos durante o inverno e período chuvoso no verão. As curvas I-V foram medidas durante elevados índices de irradiância solar, acima de 1000W/m², porém a corrente registrada foi menor do que a em condições padrão de teste, indicando degradação da célula solar. Além disso, foi notado uma redução significativa do fator de forma, como resultado do efeito das resistências. Também foi observado uma deformação na superfície dos módulos formada acima do contato que liga os strings até a caixa de junção, provavelmente resultado de um aquecimento diário, e uma coloração diferenciada nas bordas em relação ao restante da superfície dos módulos, devido a degradação do TCO. A taxa de degradação destes módulos variou entre -5,5%/ano a -5,7%/ano.

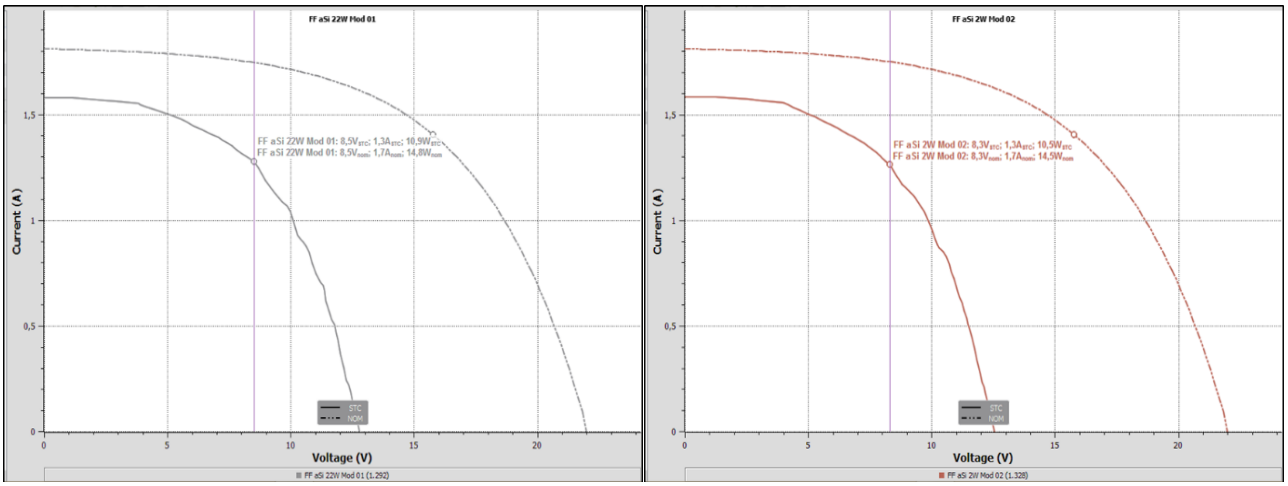


(a) (b)

Figura 6 – Curva característica I-V módulo a-Si de 32 Wp: (a) módulo 1 e (b) módulo 2.

A Fig. 7 apresenta as curvas I-V para os módulos de silício amorfo de 22 Wp que estiveram em operação em campo durante sete anos na região do semi-árido mineiro. Na inspeção visual foi identificado pontos quentes que podem estar

relacionados com a elevada temperatura de operação ao longo de sua vida útil em campo. Assim como obervado para o módulo a-Si de 32 Wp, a corrente no ponto de máxima potência reduziu consideravlente mesmo em elevados níveis de irradiância solar, indicando problemas relativos a degradação das células solares. Além disso, o fator de forma reduziu consideravelmente, indicando uma taxa de degradação para potência variando entre -7,2%/ano a -7,5%/ano.



(a) (b)

Figura 7– Curva característica I-V módulo a-Si de 22 Wp: (a) módulo 1 e (b) módulo 2.

Na Tab. 3 são apresentados os resultados detalhados dos parâmetros elétricos e térmicos dos módulos analisados. É possível notar que as taxas de degradação para os módulos foram maiores do que as identificadas por Osterwald *et al*. (2006). No geral, foi observado maior impacto sobre a potência no ponto de potência máxima do que na corrente, podendo este resultado ser relacionado com a instabilidade do TCO e a influência das variáveis meteorológicas. Os módulos fotovoltaicos estavam instalados em uma região de elevada incidência de irradiância solar, alto índice de ultravioleta e elevadas temperaturas ambiente durante todo o ano, ocasionando em altas temperaturas de operação dos módulos FV. Estes fatores meteorológicos podem ter contribuído e acelerado o processo de degradação da potência de saída.

Tabela 3 – Detalhamento dos parâmetros elétricos e térmicos obtidos nos ensaios e as relativas taxas de degradação de módulos a-Si e CdTe

Resultados Medições Realizadas durante os Ensaios												
Módulo	**Voc (VDC)**	**Isc (ADC)**	**Irr (W/m²)**	**Ta (C)**	**Tpv (C)**	**FF**	**Vmpp (V)**	**Impp (A)**	**Pmpp (W) STC**	**Pnom (W)**	**Exposição (anos)**	**% de degradação (ano)**
CdTe 32W Mod 01	36,5	1,2	994,1	33,1	52,7	**43,9**	21,0	0,9	18,6	30,5	7	**5,6**
CdTe 32W Mod 02	35,7	1,0	1039	31,8	55,5	**46,4**	24,0	0,7	15,6	30,5	7	**7,0**
CdTe 32W Mod 03	37,7	1,3	1146	30,9	53,6	**41,4**	21,2	1,0	16,5	30,5	7	**6,6**
a.Si 32W Mod 01	12,5	2,0	1251	32,0	44,4	**51,9**	8,3	1,6	5,5	32,6	15	**5,5**
a.Si 32W Mod 02	12,4	2,1	1311	32,9	44,0	**49,5**	8,3	1,5	4,7	32,6	15	**5,7**
a.Si 22W Mod 01	12,8	2,1	1292	31,5	43,1	**51,6**	8,7	1,6	10,9	22,1	7	**7,2**
a.Si 22W Mod 02	12,7	2,2	1328	32,4	44,7	**50,1**	8,5	1,6	10,5	22,1	7	**7,5**

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho são apresentados resultados obtidos de ensaios elétricos realizados em módulos de filme fino com mais de sete anos de operação em campo instalados em diferentes zonas climáticas no Brasil. Os testes foram realizados no GREEN PUC Minas, iniciando com inspeção visual para identificação dos tipos de degradação observados nos módulos, para posterior medição das características elétricas e térmicas dos módulos fotovoltaicos através do uso de um medidor de curva I-V portátil. As medições foram realizadas posicionando os módulos com inclinação igual a latitude de Belo Horizonte, com desvio azimutal para o Norte Verdadeiro, e irradiância solar acima de 800 W/m² e temperatura ambiente inferior a 40 °C. Os resultados mostraram problemas relativos a resistência série e *shunt* nos módulos de silício amorfo, e maior influência da resistência série nos módulos de CdTe, além do comprometimento das propriedades do TCO. Os fabricantes destes módulos de CdTe abordaram problemas relativos a instabilidade dos parâmetros elétricos, sendo esta falha averiguada e confirmada através de repetições de ensaios realizados nestes dispositivos mostrando variação significativa dos parâmetros elétricos e térmicos dos módulos mesmo em condições constantes de irradiância e temperatura. As taxas de degradação encontradas variaram entre -5,6%/ano a -7,0%/ano para módulos CdTe de 32 Wp; de -5,5%/ano a -5,7%/ano para módulos de a-Si de 32 Wp; e de -7,2%/ano a -7,5%/ano para módulos de a-Si de 22 Wp. Esses valores foram maiores em relação aos encontrados em literatura mostrando que a degradação pode ser uma perda diretamente associada as condições específicas da localidade.

Esse trabalho é proveniente de um estudo inicial, sendo que essa pesquisa será continuada com o objetivo de aprimorar a relação entre tipos de degradação e efeitos nos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos de filme fino (curvas características I-V e P-V). Essa análise possui significativa relevância no cenário atual fotovoltaico, devido ao aumento do uso da tecnologia de filme fino em usinas fotovoltaicas por apresentar melhor desempenho a elevadas temperaturas de operação.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica (PROP&D) da ANEEL e a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUCMINAS) pelo o apoio ao desenvolvimento deste projeto. Agradecemos também a ajuda e os insumos de toda a equipe técnica do GREEN PUC Minas.

REFERÊNCIAS

Carvalho, I. A.S. Preparação e estudo da fotodegradação de compósitos de matriz polimérica para encapsulamento de módulo fotovoltaico. Dissertação (Mestrado). REDEMAT - Rede Temática em Engenharia de Materiais: UFOP – CETEC – UEMG. 2007.

Cassini, D. A.; Oliveira, M. C. C.; Soares, L. G.; Viana, M. M.; Lins, V. F. C.; Diniz, A. S. A. C.; Zilles, R.; Kazmerski, L. L. Avaliação experimental do desempenho da degradação de módulos fotovoltaicos de Si cristalino após 15 anos de exposição em campo. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

Christensen, E. Electricity from Photovoltaic Solar Cells Flat-Plate Solar Array. Project of the U.S. Department of Energy's National Photovoltaics Program - 10 Years of Progress, October /1985.

Souza, F. H. A. F., 2014. Inspeção e Monitoramento do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica: Estudo de Caso Real. Master thesis – Pontificia Universidade Catolica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Minas Gerais.

GREENPRO. Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. UE, 2004.

Jordan, D. C.; Kurtz, S. R. Photovoltaic degradation rates – an analytical review. Progress in Photovoltaics, v. 21, p. 12 – 29, 2013.

Munoz, M.A., Alonso-García, M.C., Vela, Nieves, Chenlo, F. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. Solar Energy, v. 85, p. 2264 – 2274, 2011.

Ogbomo, O. O.; Amalu, E. H.; Ekere, N.N.; Olagbegi, P.O. - A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. Renewable and Sustainable Energy Reviews v.75, p.1225 –1238, 2017.

Packard, C., Wohlgemuth, J., Kurtz, S., 2012. Development of a Visual Inspection Data Collection Tool for Evaluation of Fielded PV Module Condition. National Renewable Energy Laboratory (Technical Report: NREL/TP-5200-56154).

Pilkington. Disponível em: <https://www.pilkington.com/en/my/commercial-applications/types-of-glass/solar-energy /solar-technologies/thin-film-photovoltaics>. Acessado em: 01 dez. 2019.

Santos Júnior, S. L. R. - Análise de Materiais e Técnicas de Encapsulamento de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação (Mestrado) - Pontificia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS, Porto Alegre. 2008.

Silvestre, S.; Kichou, S.; Guglielminotti, L.; Nofuentes, G.; Alonso-Abella, M. Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long-term exposure in Spanish continental climate conditions. Solar Energy, v. 139, p. 599 – 607, 2016.

Sinha, A.; Bliss, M.; Wu, X.; Roy, S.; Gottschalg, R.; Gupta, R. Imaging of TCO lateral resistance effects in thin-film PV modules by lock-in thermography and electroluminescence techniques. 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, p. 1020 – 1023, 2017

STR Holdins, Inc. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1473597/000104746913002790/a2213352z10-k.htm>. Acessado em: 15 fev. 2020.

Tahria, A.; Silvestre, S.; Tahric, F.; Benlebnaa, S.; Chouderd, A. Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long-term exposure in semi-arid climate conditions. Solar Energy, v. 157, p. 587 – 595, 2017.

Tamizhmani, J. Kuitche, 2012. ABC Report- A Literature Review and Analysis on: Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules. Solar ABCs report, Dec.

THE STUDY OF DEGRADATION ON THIN-FILM PHOTOVOLTAIC MODULES

Abstract. *This paper aimed to briefly describe the degradation of thin-film photovoltaic modules, as well as to perform electrical tests on amorphous silicon (a-Si) and cadmium telluride (CdTe) modules. These devices were remove from fields after seven years of operation, installed in regions of different climatic conditions in Minas Gerais. The results showed the existence of hot spots and delamination in the analyzed modules, due the degradation of the transparent conductive oxide (TCO) compromising its properties and resulting in optical absorption losses. The degradation rates identified ranged from: (1) -5.6%/year to -7.0%/year for 32 Wp CdTe modules; (2) -5.5%/year to -5.7%/year for 32 Wp for a-Si modules; and (3) -7.2%/year to -7.5%/year for 22 Wp a-Si modules. These values are higher than those present*

in the literature, but it should be considered that degradation is a loss dependents conditions sites, being that some modules operated over its lifespan under the influence of high irradiance, ultraviolet radiation and ambient temperature.

***Key words**: Photovoltaic Module, Degradation, Performance.*