

# AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DO DESEMPENHO DA DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE Si CRISTALINO APÓS 15 ANOS DE EXPOSIÇÃO EM CAMPO

**Denio Alves Cassini** – dacassini@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais/Grupo de Estudos em Energia, Instituto Politécnico da PUC/Minas

**Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz** – asacd@pucminas.br

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais/Grupo de Estudos em Energia, Instituto Politécnico da PUC/Minas

**Michele Cândida Carvalho de Oliveira** – michelecandida2004@yahoo.com.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Química

**Vanessa de Freitas Cunha Lins** – vlins@deq.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Química

**Marcelo Machado Viana** – marcelomavi@yahoo.com.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Química

**Laura Guimarães Soares** – soares.laurags@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Química

**Roberto Zilles** – zilles@iee.usp.br

Universidade de São Paulo/Instituto de Energia e Ambiente

**Lawrence Lee Kazmerski** – solarpvkaz@gmail.com

Renewable and Sustainable Energy Institute (RASEI), University of Colorado Boulder and

National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA

**Resumo.** Este artigo apresenta os resultados da investigação de perdas de desempenho de módulos fotovoltaicos de silício cristalino no Brasil e a identificação de problemas de durabilidade. Os módulos fotovoltaicos foram localizados nas regiões norte e leste do estado de Minas Gerais, sendo que o módulo mais antigo com 20 anos em operação. Essas áreas são consideradas zonas climáticas subtropicais, com invernos secos e verões chuvosos. As técnicas utilizadas foram: (1) procedimentos de inspeção visual para identificar os principais modos de degradação do módulo fotovoltaico, (2) caracterização da curva I-V por simulador solar para as características elétricas, (3) imagem IR para identificação de pontos quentes e (4) Espectroscopia na Região do Infravermelho por Reflectância Total Atenuada (FTIR-ATR) para a análise da degradação do encapsulante. A descoloração e delaminação gradual do encapsulante são atribuídas à alta incidência de radiação ultravioleta e altas temperaturas. Mecanismos extensivos de degradação de encapsulantes foram analisados e identificados. O descolamento do encapsulante foi seguido de delaminação e corrosão de interconexão. Este artigo apresenta análises detalhadas da operação e confiabilidade dos módulos de silício cristalino após 15 anos no campo. Importante, esses estudos fornecem comparações entre módulos de Si cristalino instalados na mesma região e submetidos as mesmas condições climáticas. Um conjunto sofre uma extensa degradação do encapsulante - e os outros, pouco visível. Os motivos para isso são explicados neste artigo.

**Palavras-chave:** Confiabilidade de Módulos Fotovoltaicos, Modos e Mecanismos de Degradação, Perda de Desempenho do Módulo.

## 1. INTRODUÇÃO

Uma questão muito importante para os investidores em tecnologia fotovoltaica é o "quanto tempo" o sistema fotovoltaico funcionará garantindo o retorno do investimento. Para esta análise é fundamental a compreensão de como o envelhecimento dos módulos fotovoltaicos, impacta no seu desempenho.

Os sistemas fotovoltaicos só serão competitivos economicamente, se os módulos operarem de forma confiável com vida útil superior, garantida pelos fabricantes no mínimo de 20 anos, com uma taxa de degradação da geração de energia menor que 20% para este período (tipicamente designado em "menor que 1% por ano"). Os modos de degradação nos módulos fotovoltaicos determinam os mecanismos de falha. Conseqüentemente, um mecanismo de falha é responsável pelo modo de falha, podendo ser a origem de um ou mais efeitos de falha (Tamizhmani e Kuitche, 2013).

Os modos de degradação observados em módulos fotovoltaicos em campo sugerem que os vários modos de degradação que são responsáveis por perda de desempenho e falhas podem ser de cinco tipos: (1) degradação de materiais de "embalagem", (2) perda de adesão do encapsulante, (3) degradação de interconexões célula / módulo, (4) degradação causada por intrusão de umidade e (5) degradação do dispositivo semiconductor (Tamizhmani e Kuitche, 2013).

Jordan e Kurtz (2013) revisaram recentemente as taxas de degradação dos estudos de campo realizados nos últimos 40 anos. Concluíram que as taxas de degradação observadas nos módulos / sistemas fotovoltaicos implantados após o ano 2000 diminuíram significativamente em relação aos anos anteriores, indicando uma melhoria substancial nos seus projetos, materiais e métodos de fabricação. Essas mudanças contribuíram diretamente na durabilidade dos módulos fotovoltaicos.

Com base na análise de vários relatórios da literatura, Wohlgemuth (2012), encontrou resultados de taxa de falha anual média de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados em campo, em função do tempo de instalação. Para módulos fotovoltaicos instalados em campo até 10 anos foi encontrado menos de 0,1% de taxa anual de falha, enquanto os módulos instalados em campo até 5 anos, 0,005% de taxa de falha anual. Para módulos fotovoltaicos fabricados entre 1994-2005 foi encontrado 0,13%, enquanto para módulos fotovoltaicos fabricados entre 2005-2008 a taxa de falha anual foi de 0,01%. Este parâmetro é importante para avaliar a confiabilidade dos módulos fotovoltaicos de Si cristalino, bem como o impacto no seu desempenho.

Este artigo apresenta os resultados da investigação de perdas de desempenho e a identificação dos principais mecanismos de degradação de módulos fotovoltaicos. Esses sistemas estão em operação há pelo menos 15 anos nas condições climáticas subtropicais do Brasil e possuem informações valiosas para mapeamento do desempenho dos módulos fotovoltaicos de Si cristalino, subsidiando a tomada de decisão para futuros investimentos em energia solar fotovoltaica, e na seleção de tecnologias apropriadas para o melhor desempenho nos locais de instalação, fundamental para garantir o retorno do investimento.

## 2. METODOLOGIA

Este estudo aborda uma análise de amostras de módulos fotovoltaicos escolhidas entre aproximadamente 1.000 sistemas fotovoltaicos autônomos implementados em 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). Estes sistemas foram instalados no estado de Minas Gerais nas regiões norte e leste do estado, regiões estas consideradas como zonas climáticas subtropicais, onde os invernos são secos e os verões chuvosos.

A investigação do desempenho desses sistemas fotovoltaicos começou com uma avaliação dos registros existentes no banco de dados da CEMIG, e posteriormente por uma seleção de sistemas fotovoltaicos típicos, baseada em anos de exposição em campo e de módulos que foram substituídos devido a problemas de desempenho. Todos os módulos inspecionados possuíam células solares de Si cristalino e dentre estes foi selecionada uma amostra de 20 módulos fotovoltaicos.

Uma amostra destes sistemas fotovoltaicos foi inspecionada no campo durante as visitas técnicas e os módulos fotovoltaicos com sinais de degradação foram retirados do sistema analisados nos laboratórios do GREEN PUC em Belo Horizonte. Esses módulos foram inspecionados seguindo os procedimentos de inspeção visual desenvolvidos por NREL (Packard *et al.*, 2012) e (Souza, 2014).

Nas inspeções visuais realizadas, além de sinais externos característicos de degradação em módulos fotovoltaicos, 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, os módulos tiveram suas curvas características de IxV e PxV registradas no simulador de flash no Laboratório Fotovoltaico da Universidade de São Paulo (LFV-IEE-USP).

Estes módulos fotovoltaicos também foram submetidos separadamente ao processo de imageamento termográficos (IR). Para tanto os módulos foram posicionados em banca devidamente adequada e instalada em área externa do GREEN PUC, onde os módulos foram posicionados considerando o desvio azimutal e o ângulo de inclinação ideal para o local dos testes e observada a irradiação mínimo de 700W/m<sup>2</sup>. Atendida essas premissas os módulos foram curtos circuitados e após 15 minutos nesta condição foram iniciadas as inspeções utilizando uma câmara termográfica portátil, visando identificar possíveis pontos quentes (hot spots).

Para realizar a análise química da degradação apresentada no encapsulante dos módulos fotovoltaicos, composto por copolímero de etileno de acetato de vinila (EVA), foram utilizadas amostras de EVA degradados de módulos fotovoltaicos do mesmo tipo e fabricante, e que estiveram sob as mesmas condições operacionais dos módulos selecionados para os estudos. Como material de referência utilizou-se uma amostra de EVA comercial, fornecida pelo PRL (*Photovoltaic Reliability Laboratory*), da *Arizona State University* para efeito de comparação, sendo nomeada de EVA puro. Os espectros de infravermelho com transformada de Fourier por Reflectância Total Atenuada (FTIR-ATR) foram obtidos no equipamento da marca: Bruker, modelo: Alpha e método Diamond com uma faixa de varredura de 400 a 4000 cm<sup>-1</sup>.

Através dessa técnica, a fotodegradação do EVA pôde ser estudada pela obtenção do índice carbonílico (IC), através da comparação entre as razões das intensidades das bandas de absorção associadas a modos vibracionais de grupos funcionais, com a banda de referência em 2850 cm<sup>-1</sup> (Jin *et al.*, 2010). Essa banda de referência é característica da deformação do modo vibracional do tipo *rocking* em plano do metileno (-CH<sub>2</sub>-), que é tida como um padrão interno em relação às outras bandas para compensar as diferenças de sinais. Essa banda é utilizada para normalizar as diferenças de sinais que ocorrem devido a fatores de superfície, como o ângulo de contato com o feixe de luz incidente no FTIR- ATR e as variações na espessura das amostras (Jin *et al.*, 2010).

O índice dado pelas Eq. (1) e Eq. (2), foi determinado a partir das razões entre o valor de absorvância ( $A$ ) do modo vibracional de estiramento do grupo carbonil cetona em  $1715\text{ cm}^{-1}$  e da lactona em  $1735\text{ cm}^{-1}$  (Jones *et al.*, 1959) e o modo vibracional simétrico de estiramento do metileno ( $-\text{CH}_2-$ ) em  $2850\text{ cm}^{-1}$ .

$$IC = \frac{A_{1715}(\text{carbonil cetona})}{A_{2850}(\text{metileno})} \quad (1)$$

$$IC = \frac{A_{1735}(\text{lactona})}{A_{2850}(\text{metileno})} \quad (2)$$

Visando identificar a presença de Cério, realizou-se o FTIR-ATR e os espectros foram obtidos no equipamento da marca: Bruker, modelo: Alpha e método Diamond com uma faixa de varredura de  $400$  a  $4000\text{ cm}^{-1}$ . Realizou-se também ensaio de microscopia eletrônica de varredura, em fragmentos de vidro frontal de módulos fotovoltaicos avaliados. Este ensaio foi realizado no laboratório de microscopia do Departamento de Engenharia Metalúrgica da PUC Minas, no equipamento da marca JEOL, modelo IT300, com tensão de aceleração de  $200\text{ V}$  a  $30\text{ kV}$ . O estudo composicional foi realizado por espectroscopia de raios X por dispersão em energia (EDS) e as amostras avaliadas foram metalizadas com ouro.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A partir da inspeção visual das amostras selecionadas entre diversos módulos fotovoltaicos, os principais modos de degradação identificados foram as alterações graduais na cor do encapsulante (*browning e yellowing*) e a delaminação do mesmo, seguida da corrosão das interconexões, conforme Tab. 1 e Fig. 1.

A Tab. 1 resume as medidas I -V dos módulos 1, 2, 3 e 4, incluindo os dados da folha de dados dos módulos de referência. Os módulos 1, 2 e 3 eram da mesma tecnologia, modelo, ano de fabricação e mesmo fabricante. Já o módulo 4 era de outra tecnologia, outro modelo e fabricante diferente. A Tab. 1 indica uma redução em todos os parâmetros elétricos, mas o Pmpp dos módulos 1, 2 e 3, foram mais afetados pela degradação, com aumentos significativos na resistência em série ( $R_s$ ) causada pela perda de transmissão na superfície do módulo. Pode-se observar que a taxa de degradação nos módulos 1, 2 e 3 foi muito maior do que a taxa de degradação  $0,5\%$  / ano relatada pela literatura [1-3] e o  $1\%$  / ano coberto pela garantia. A comparação dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico 4 com a folha de dados de seu módulo de referência é apresentada na Tab. 1. Como esperado, os parâmetros elétricos do módulo 4 foram ligeiramente reduzidos, com uma taxa de degradação de apenas  $0,6\%$  / ano. Estes módulos fotovoltaicos estavam no campo há mais de 15 anos e foram fabricados antes do ano 2000. Na Tab. 1 são apresentados os parâmetros elétricos dos módulos 1, 2, 3 e 4.

Tab. 1 - Resultados obtidos a partir de ensaios realizados em simulador tipo flash

Parametros	Fabricante 1			Fabricante 2		
	Módulo Referência	Módulo 1 (55/97)	Módulo 2 (55/97)	Módulo 3 (55/97)	Módulo Referência	Módulo 4 (45/96)
Isc (A)	3,50	3,18	3,14	3,19	3,25	3,15
Im (A)	3,17	2,47	1,80	2,18	3,02	2,89
Voc (v)	21,70	21,34	21,08	21,34	19,06	18,90
Vm (V)	17,40	13,00	10,18	11,71	15,00	14,36
Pm (W)	55,00	32,17	18,28	25,56	45,30	41,46
FF (U)	0,73	0,47	0,28	0,37	0,73	0,70
$R_s$ ( $\Omega$ )	-	2,67	6,72	3,95	-	0,99
Varição Pm (%)	-	-41,51	-66,76	-53,52	-	-8,47
Taxa de Degradação Média Anual (%)		-3,19	-5,14	-4,12		-0,61

A Fig. 1 apresenta a fotografia, imageamento termográfico e respectivas curvas I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos 1, 2 e 3 do Fabricante 1, mostrando o impacto da degradação acentuada do encapsulante nas características elétricas dos módulos fotovoltaicos e presença de pontos quentes (hot spots), principalmente no módulo 2, com redução acentuada da potencia produzida e aumento da resistência série.

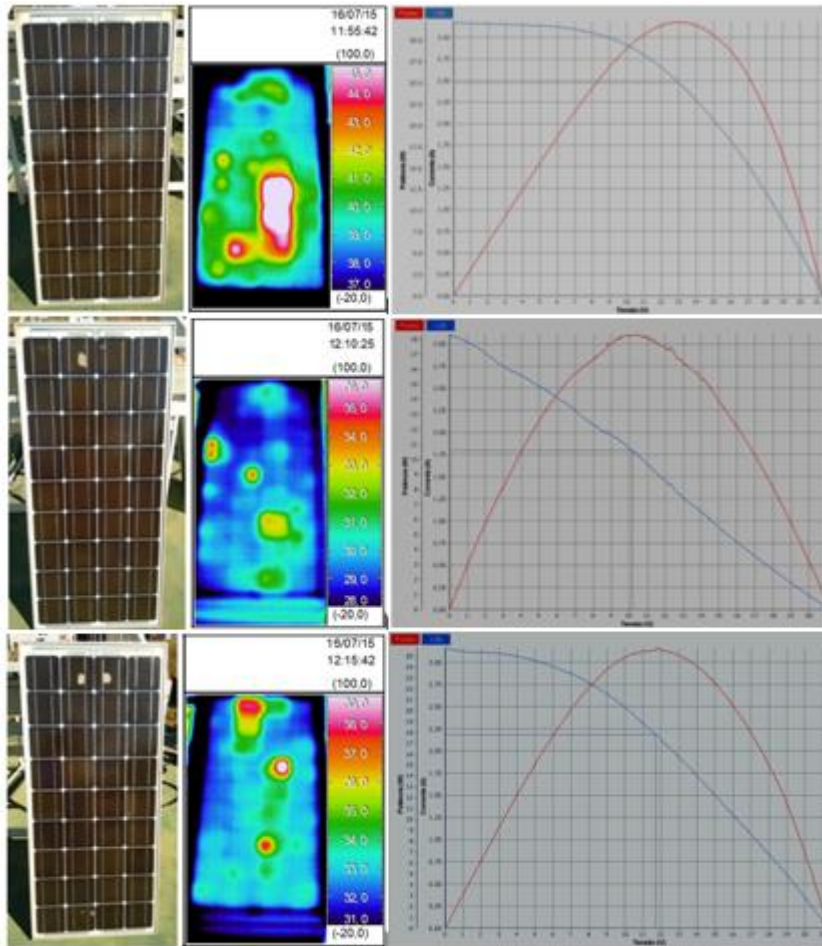


Fig. 1 – Fotografia, imageamento termográfico e respectivas curvas I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos 1, 2 e 3 do Fabricante 1

O módulo (4) do Fabricante 2, de tecnologia e características semelhantes às dos demais módulos 1, 2 e 3 do Fabricante 1, que também esteve em campo por mais de 15 anos, fabricado anteriormente ao ano 2000, instalado na mesma região e ao mesmo tempo, também foi analisado. Foi observado que o mesmo não apresenta nenhum tipo de degradação visível a olho nu, e preservação das suas propriedades elétricas.

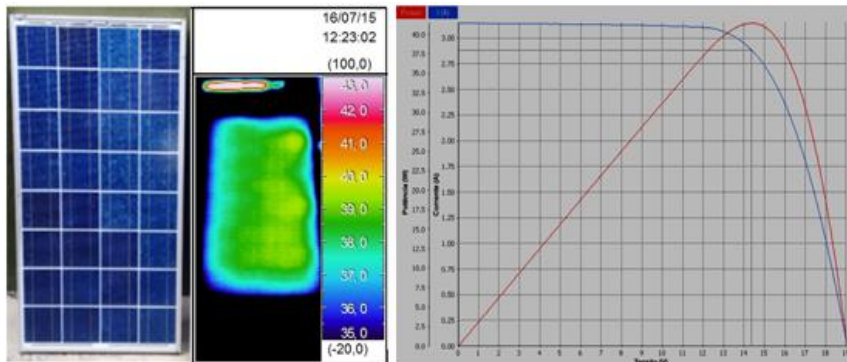


Fig. 2 – Fotografia, imageamento termográfico e as respectivas curvas I-V e P-V do módulo fotovoltaico 4 Fabricante 2

A degradação do encapsulante dos módulos e interconexões, e presença de pontos quentes (hot spots) podem ter sido causada pelas altas temperaturas operacionais dos locais de instalação, associadas a alta incidência de radiação ultravioleta (UV) nas regiões norte leste do estado de Minas Gerais, que podem provocar reações de quebra de cadeia polimérica do encapsulante de EVA, conduzindo à formação dos cromóforos, que podem aumentar drasticamente a absorção na escala espectral na faixa do ultravioleta ou do visível ou em ambos, causando o aumento da fotodegradação.

O copolímero de EVA pode apresentar em sua estrutura blocos de vinte ou mais etilenos e diversas unidades do acetato de vinila (VA). Sendo assim, os mecanismos da degradação podem envolver as mesmas sequências para o polietileno e o poliacetato de vinila. Através do FTIR-ATR, o mecanismo de degradação do EVA foi analisado através das bandas correspondentes aos grupos químicos presentes e também através do índice de grupos carbonílicos (IC). O

IC foi determinado para se obter uma comparação quantitativa dos grupos funcionais do copolímero EVA: puro e aqueles presentes nas amostras nos módulos fotovoltaicos 2 e 3 do Fabricante 1 e do módulo 4 do fabricante 2.

A Tab. 2 apresenta os valores obtidos do índice de grupos carbonílicos: carbonil cetona e lactona, de acordo com o fabricante de cada um dos módulos fotovoltaicos.

Tab. 2– Valores médios de IC para amostras do copolímero de EVA.

COPOLÍMERO	$A_{1735}/A_{2850}$	$A_{1715}/A_{2850}$
Amostra EVA Puro	0,0124	0,0125
Módulo 4 Fabricante 2	0,0112	0,0107
Módulo 1 Fabricante 1	0,0147	0,0148
Módulo 2 Fabricante 1	0,0143	0,0149

Fonte: Adaptado de dados de pesquisa (2016)

Os maiores índices carbonílicos (IC) estão presentes nos encapsulantes dos módulos 1 e 2 do Fabricante 1, e o resultado está de acordo com o aspecto degradado apresentado por estes módulos fotovoltaicos. O amarelamento do copolímero de EVA ocorre devido à sua degradação (Ndiaye *et al.*, 2013; Schneller *et al.*, 2016; López-Escalantea *et al.*, 2016).

O encapsulante presente nos módulos 1 e 2 do Fabricante 1 apresentou um valor maior do índice IC que o EVA puro, indicando que houve uma maior degradação. O encapsulante presente no módulo do Fabricante 2 apresentou um valor para IC menor que o EVA puro, o que pode ser atribuído à presença de aditivos, tais como: aceleradores de cura, promotores de aderência, iniciadores, antioxidantes e estabilizadores ou absorventes de UV (Schneller *et al.*, 2016). A Fig. 3 apresenta os espectros de infravermelho FTIR-ATR obtidos para as amostras de EVA puro e do módulo 2 do Fabricante 1.

No espectro (b) observa-se bandas fortes entre  $3600$  a  $3200\text{ cm}^{-1}$ , região de estiramento axial, nesta região indicam a presença do grupo  $\text{-OH}$  presente em ácidos carboxílicos, logo é um indicativo da presença do ácido acético. Entre as bandas  $3300$  a  $2500\text{ cm}^{-1}$ , região de estiramento axial, bandas fortes nesta região é característica de hidroxila presente em ácidos carboxílicos. Já as bandas fracas na região de  $3300$  a  $2500\text{ cm}^{-1}$  podem indicar o estiramento axial da ligação  $\text{-CH}$  do grupo formila de aldeídos. As bandas fortes em torno de  $2900\text{ cm}^{-1}$ , presente em todos os espectros, são decorrentes da presença do estiramento  $\text{C-H}$ .

O ácido acético e aldeído são os dois produtos principais que podem provocar o amarelamento do encapsulante, tendendo a tons amarelo-escuros e amarronzados (Carvalho, 2011). O módulo fotovoltaico 2 do Fabricante 1 apresentou banda característica de hidroxila do grupo carboxílico, evidenciando a presença do ácido acético, o que justifica a ocorrência do amarelamento. A banda em  $1715\text{ cm}^{-1}$  é característica do modo vibracional de estiramento do  $\text{C=O}$ , derivada da rápida reação de criação de estruturas cetônicas, tais como cetona e aldeído, proveniente da reação de Norrish III.

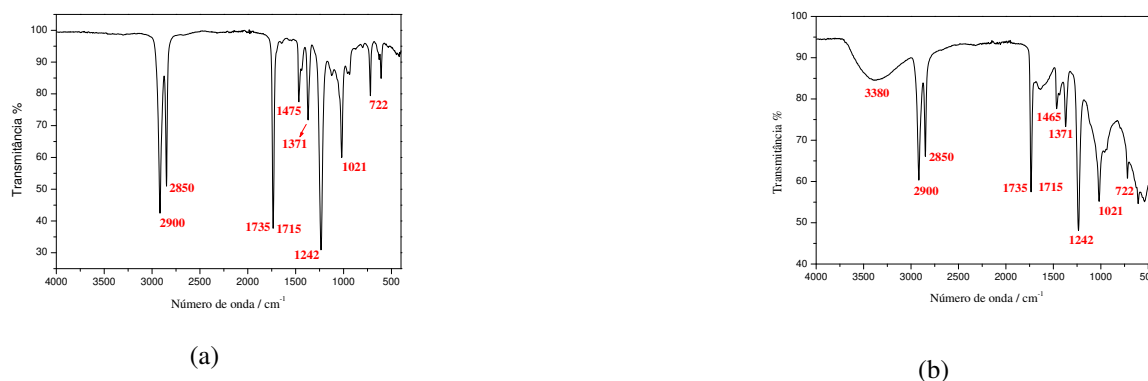


Fig. 3– Espectros FTIR-ATR do encapsulante Copolímero de EVA: (a) Puro; (b) Fabricante 1.

É importante destacar que parte das diferenças observadas nos espectros FTIR-ATR podem estar associadas também, ao fato do EVA dos módulos dos diferentes fabricantes já terem originalmente diferenças em suas composições, de forma que, mesmo que os módulos fossem novos (sem degradação), uma diferença já apareceria. Tal diferença pode estar relacionada aos aditivos presentes no encapsulante. A radiação UV e temperaturas elevadas resulta na degradação fotoquímica desses aditivos, dando origem aos cromóforos e luminóforos, que podem contribuir também para descoloração do encapsulante (Peike *et al.*, 2013; Schneller *et al.*, 2016).

A reação de degradação do copolímero EVA do tipo Norrish I produz o acetaldeído e outros gases como, por exemplo, CO (monóxido de carbono),  $\text{CO}_2$  (dióxido de carbono) e  $\text{CH}_4$  (Metano). Os gases formados podem ser confinados dentro do módulo de diferentes interfaces, resultando em delaminação ou bolhas, o que reduz o seu desempenho e confiabilidade (Jin *et al.*, 2010; Kempe *et al.*, 2007; Sinha *et al.*, 2016).

Sob exposição à água e/ou radiação UV, o EVA decompõe produzindo políenos e ácido acético, na reação de Norrish II, que irá diminuir o pH e, geralmente, aumenta as taxas de degradação da superfície. O ácido acético pode

conduzir à corrosão partes metálicas (contatos metálicos frontais e traseiro das células e barras de conexão entre as células) no interior do módulo fotovoltaico e perder a adesão com subsequente delaminação da multicamada de encapsulamento. A delaminação consiste na perda de aderência ou separação entre as diferentes camadas entre os diversos materiais do módulo fotovoltaico e, neste caso, sugere que ocorra entre o EVA e a célula. Isto pode causar problemas como aumento da reflexão, possível penetração de água, perda da potência de saída e riscos elétricos nos módulos e na instalação como um todo.

A corrosão identificada nos contatos metálicos de módulos avaliados, está relacionada ao ataque do ácido acético que aumenta a resistência em série ( $R_s$ ) e, reduzindo assim, o desempenho da corrente fotogerada pelas células solares. O ácido acético, também atua como auto-catalisador que aumenta as vias de reação da degradação do polímero (Sinha *et al.*, 2016).

O ácido acético e aldeído são os dois produtos principais que podem provocar o amarelamento do encapsulante, tendendo a tons amarelo-escuros e amarronzados (Manganiello *et al.*, 2015). O módulo fotovoltaico do Fabricante 1 apresentou no FTIR-ATR, banda característica de hidroxila do grupo carboxílico, evidenciando a presença do ácido acético, o que justifica a ocorrência do amarelamento.

Em relação à análise para detectar a presença de Cério em amostras de vidro frontal de módulos fotovoltaicos, os resultados foram negativos, ou seja, não foi detectada sua presença pela análise dos espectros do EDS e FTIR-ATR. Portanto, o Cério não estava agindo para filtrar o UV, como era esperado. As razões físicas e químicas pelas quais o módulo 4 Fabricante 2, as indicações iniciais são que o EVA tem uma formulação diferente dos demais módulos analisados.

#### 4. CONCLUSÕES

Este artigo apresenta as investigações dos resultados de perda de desempenho e degradação de módulos fotovoltaicos instalados no estado de Minas Gerais, Brasil, por períodos de até 20 anos. Vários modos de degradação foram identificados, destacando-se a fotodegradação dos encapsulantes, tais como delaminação e corrosão nas interconexões metálicas. Estes modos de degradação causaram a deterioração das propriedades elétricas e presença de pontos quentes.

A técnica de FTIR-ATR demonstrou ser um instrumento eficaz na determinação do grau de fotodegradação do encapsulante copolímero de EVA e sua relação com o amarelamento dos filmes expostos à radiação ultravioleta e ao intemperismo. Esta técnica permitiu caracterizar a degradação através da identificação dos grupos funcionais, tais como, carbonilas, carboxilas e dentre outros, que são produtos de reações características do processo de degradação por radiação UV. Os valores encontrados pelo IC confirmaram a degradação sofrida pelo EVA.

A degradação fotoquímica de aditivos presentes no encapsulante copolímero de EVA, dá origem a cromóforos e luminóforos, devido à exposição à radiação UV e altas temperaturas, provocando a descoloração do encapsulante.

Observa-se que produtos da fotodegradação do EVA, como por exemplo, o ácido acético, causados pela radiação UV, além de contribuir para sua descoloração, pode contribuir para a corrosão das partes metálicas das conexões elétricas internas dos módulos fotovoltaicos, devido a diminuição de pH que também poderá provocar uma outra forma de degradação que é a delaminação.

Atualmente, estamos investigando os motivos pelos quais os módulos instalados nas mesmas regiões, operando sob as mesmas condições climáticas e tendo os mesmos tempos de instalação, têm uma degradação de encapsulamento muito diferente.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), a Universidade de São Paulo (USP), a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUCMINAS) por seu apoio ao desenvolvimento deste projeto. Além disso, nossa equipe gostaria de agradecer à CAPES, à FAPEMIG e ao CNPq pelo apoio e orientação financeira. Agradecemos também a ajuda e os insumos de toda a equipe técnica do GREEN PUC.

#### REFERÊNCIAS

- CARVALHO, I. A. S., 2011. Estabilização contra fotodegradação do copolímero EVA por adição de nanopartículas de  $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ /quartzo irradiado com raios gama para uso fotovoltaico, Tese de Doutorado em Engenharia de Materiais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais da Rede Temática em Engenharia de Materiais (REDEMAT) UFOP – CETEC – UEMG.
- JIN J., CHEN S., ZHANG J., 2010. UV aging behaviour of ethylene-vinyl acetate copolymers (EVA) with different vinyl acetate contents, *Polymer Degradation and Stability*, vol. 95, pp. 725–732.
- JONES, R. N., ANGELL C. L., ITO, T., SMITH, R. J. D., 1959. The Carbonyl Stretching bands in the Infrared Spectra of Unsaturated Lactones. *Canadian Journal of Chemistry*, vol. 37, pp. 2007–2022.

- JORDAN, D.C., KURTZ, S.R., 2013. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. Prog. Photovolt: Res. Appl.; vol.21, pp.12–29.
- KEMPE, M. D., JORGENSEN, G. J., TERWILLIGER, K. M., MCMAHON, T. J., KENNEDY, C.E., BOREK, T. T., 2007. Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices. Solar Energy Materials & Solar Cells, vol. 91, pp. 315–329.
- LÓPEZ-ESCALANTEA, M.C., CABALLERO L. J; MARTÍNA F.; GABÁSC M., CUEVASC A.; RAMOS BARRADOC J.R.,2016. Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in PV modules. Solar Energy Materials & Solar Cells, vol.144, pp. 691–699.
- MANGANIELLO, P., BALATO, M., VITELLI M., 2015. A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Closed Loop. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, n. 11, pp.7276–86.
- 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).
- PEIKE, L., PURSCHKE, C., WEISS, K.-A., KÖHL, M., KEMPE, M., 2013. Towards the origin of photochemical EVA discoloration. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp.1579-1584.
- SCHNELLER, E. J., BROOKERA, R. P., SHIRADKARB, N. S., RODGERSB, M. P., DHEREB, N. G., DAVIS, K. O., SEIGNEURA, H. P., MOHAJERIA, N., WOHLGEMUTHD, J., SCARDERA, G., RUDACKA, A. C., SCHOENFELDA, W. V., 2016. Manufacturing metrology for c-Si module reliability and durability Part III: Module manufacturing, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pp.992–1016.
- SINHA, A., SASTRY, O.S., GUPTA, R., 2016. Nondestructive characterization of encapsulant discoloration effects in crystalline-silicon PV modules. Solar Energy Materials & Solar Cells, vol. 155, pp. 234–242.
- SOUZA, F. H. A. F., 2014. Inspeção e Monitoramento do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica: Estudo de Caso Real. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Minas Gerais.
- TAMIZHMANI, G.; KUITCHE J., 2013. Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules, Solar America Board for Codes and Standards, Photovoltaic Reliability Laboratory Arizona State University.
- WOHLGEMUTH, J., 2012. Standards for PV Modules and Components - Recent Developments and Challenges. NREL Report number: NREL/CP-5200-56531.

## EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC CRYSTALLINE Si MODULES DEGRADATION AFTER 15 YEARS OF FIELD EXPOSURE

**Abstract.** *This paper presents the results of the investigation of performance losses of photovoltaic crystalline-silicon modules in Brazil and the identification of durability issues. The PV- modules were located in northern and eastern regions of the state of Minas Gerais, with the oldest module 20-years in operation. These areas are considered subtropical climate zones, with dry winters and rainy summers. The techniques used were: (1) visual inspection procedures to identify the major PV module degradation modes, (2) I-V characterization by solar simulator for the electrical characteristics, (3) IR imaging for hot spots identification, and (4) Infrared spectrometry by attenuated Total Reflectance (FTIR-ATR) for the analysis of encapsulant degradation. A discoloration and gradual delamination of the encapsulant is attributed to the high incidence of ultraviolet radiation and high temperatures. Extensive mechanisms of encapsulant degradation were analyzed and identified. The detachment of the encapsulant was followed by delamination and interconnect corrosion. This paper presents detailed analyses of the operation and reliability of crystalline silicon modules after 15 years in the field. Importantly, these studies provide comparisons between c-Si modules installed at the same region, under the same climate conditions. One set suffers extensive encapsulant degradation—and the other ones, none. The reasons for this are explained.*

**Key words:** *Reliability of PV Modules, Failure Rate, Degradation Modes and Mechanisms, Module Performance Loss.*