

ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO EM DUAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS, LOCALIZADAS EM  
PORTO ALEGRE, BRASIL

Fonseca J.E.F.<sup>\*1</sup>, Oliveira F.S.<sup>\*</sup>, Prieb C.W.M.<sup>\*</sup>, Krenzinger A.<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Laboratório de Energia Solar, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
Campus do Vale, Av. Bento Gonçalves, 9500 Porto Alegre RS BRASIL

<sup>1</sup>[ejosefonseca@gmail.com](mailto:ejosefonseca@gmail.com)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1002>

RESUMO

Ao mesmo tempo em que o crescimento da energia solar fotovoltaica se expressa atingindo centenas de gigawatts instalados ao redor do mundo, a durabilidade dos módulos pode ser fator chave para manter a viabilidade da tecnologia. Este trabalho descreve o estado de duas instalações fotovoltaicas situadas no LABSOL (Laboratório de Energia Solar da UFRGS). A primeira instalação funciona há quinze anos e a mais recente há três anos. Para realizar esta avaliação aplicam-se algumas técnicas, destacando-se os registros de inspeções visuais, de imagens de eletroluminescência, de análises termográficas e principalmente resultados da caracterização elétrica do comportamento da curva  $I-V$ , refletindo então a degradação do material que compõe os módulos. Apesar dos danos revelados neste trabalho, pode-se afirmar que os sistemas continuam operando dentro das expectativas. A taxa de degradação da potência para o sistema mais antigo foi de 0,7% ao ano e na instalação de três anos, observou-se mínimo efeito visual da ação do ambiente, resultando taxa de degradação de 0,85% ao ano.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar Fotovoltaica, Curva  $I-V$ , Degradação

ABSTRACT

At the same time that the growth of solar photovoltaic energy is expressed reaching hundreds of gigawatts installed around the world, the reliability of the modules can be a key factor to maintain the viability of the technology. This work describes the state of two photovoltaic installations located at LABSOL (Laboratory of Solar Energy at UFRGS). The first installation has been in operation for fifteen years and the most recent for three years. To carry out this evaluation some techniques are applied such as the records of visual inspections, electroluminescence images, thermographic analyzes and mainly results of the electrical characterization of the behavior of the  $I-V$  curve, thus revealing the degradation of the modules. Despite the damage revealed in this work, it can be said that the systems continue to operate within expectations. The rate of power degradation for the oldest system was 0.7% per year and in the three-year installation, a minimal visual effect of the action of the environment was observed, resulting in a rate of degradation of 0.85% per year.

KEYWORDS: Photovoltaics,  $I-V$  Curve Testing, Degradation

## INTRODUÇÃO

Dentro do cenário favorável de competitividade da energia solar fotovoltaica no âmbito das energias renováveis, as estimativas de produção de energia devem ser cada vez mais precisas para garantir o retorno dos investimentos. Para avaliação da viabilidade de um empreendimento, no cálculo da energia convertida são consideradas médias históricas de dados meteorológicos do local, as dimensões da instalação e uma taxa de degradação. Taxas de degradação da potência máxima dos módulos cumprem importante papel do ponto de vista financeiro, se determinadas de forma precisa. Ou seja, a viabilidade econômica de uma usina pode ser comprometida por avaliações incorretas deste efeito de degradação. Por isso, estudos de desempenho em condições realísticas de operação permitem avaliações cada vez mais confiáveis. De fato, pela compreensão dos fenômenos e mecanismos de degradação na operação de módulos fotovoltaicos em campo, a confiabilidade pode ser avaliada (Chandel et al., 2015) e eventuais medidas modificando a construção das células e módulos podem aumentar a vida útil dos mesmos. Um entendimento completo da degradação do módulo fotovoltaico é necessário para fazer melhor uso do módulo durante sua vida útil (Huang e Wang, 2018).

Até 2022 a potência de energia fotovoltaica deve atingir o patamar de 1 TW instalado (SPA, 2018). Com isso, a confiabilidade é condição para manter a tecnologia uma opção comercialmente viável. As recomendações (IEC 61215, 2016) sugerem testes, mas existem resultados que são observados somente após a operação em campo. O presente trabalho apresenta os principais sinais da degradação atualmente registrados em duas instalações após períodos de três e quinze anos. As instalações são compostas de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e localizam-se em Porto Alegre, Brasil.

Jordan e Kurtz. (2013) indicam que a degradação da potencia encontra-se normalmente no intervalo entre 0,4-0,8%/ano. Esta taxa de degradação varia porque depende de fatores ambientais e da capacidade dos módulos em suportar a ação do ambiente. No período inicial de operação, ocorre pronunciamento de modos específicos como LID (*light induced degradation*) (Ishii e Masuda, 2017). O escurecimento do encapsulante afeta os sistemas durante prazos mais intermediários dentro da expectativa de operação, diminuindo a  $I_{SC}$  (corrente de curto circuito) dos módulos (Pern, 1996). Diversas técnicas podem auxiliar na investigação dos defeitos que ocorrem nos sistemas, como, por exemplo, imagens de eletroluminescência e ensaios de curva  $I-V$ .

## METODOLOGIA

Para estimar a degradação compara-se a potência nominal inicial com a potência medida após operação. Além do ensaio de curva  $I-V$  que é capaz de revelar a potência nominal do dispositivo, a Fig.1 indica todos os procedimentos realizados para registrar os diferentes modos de degradação observados. Os módulos avaliados são do modelo YL245P-29b da Yingli Solar, para a instalação de três anos. Para a instalação de quinze anos os módulos são da marca Isofotón, modelo I-100/24.

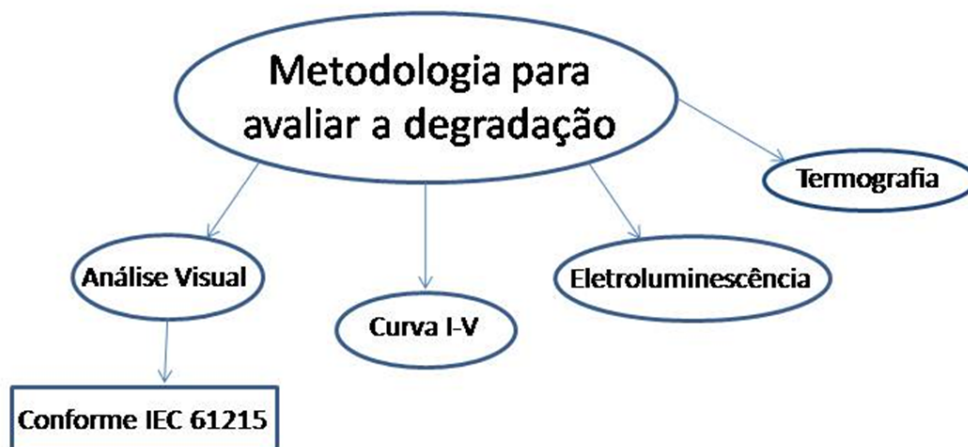


Fig. 1 Metodologia descrevendo testes utilizados na estimativa de degradação dos sistemas.

As curvas  $I-V$  características de cada módulo foram registradas antes da instalação dos equipamentos. Após o período de operação indicado, as curvas foram obtidas e transladadas para a condição padrão, possibilitando avaliação dos efeitos do ambiente. Realiza-se essa análise com traçadores de curva (PVPM 1000C100, no nosso caso em particular), com simuladores solares do tipo flash, ou tipicamente até utilizando-se de cargas eletrônicas. Apesar de ser um procedimento complementar importante, a análise de células quebradas por imagens de eletroluminescência não foi realizada antes da instalação. Sob este último ensaio mencionado, os módulos devem ser submetidos à polarização

externa (como diodos polarizados diretamente) que promove recombinação dos pares elétron-lacuna resultando na emissão de radiação em pequena intensidade. A corrente de excitação pode ser menor ou igual ao  $I_{sc}$ . A emissão de radiação ocorre no IR próximo, entre os comprimentos de onda de 1000 nm e 1300 nm, portanto exige uma câmera que possua um sensor com adequada resposta espectral nesta faixa. Utilizou-se de uma câmera fotográfica convencional aplicando-se algumas modificações nos filtros para resposta nos comprimentos de onda determinados, conforme é descrito por Figueiredo et al. (2018). Para avaliar efeitos térmicos nas instalações do LABSOL realizaram-se imagens termográficas, também, mencionadas na literatura como capazes de identificar defeitos como descasamento operacional (Sánchez-Friera et al., 2011), hot-spots (García et al., 2013) e PID (Martínez-Moreno et al., 2013). Complementarmente, a termografia em campo foi utilizada para observação da dispersão de temperatura nos módulos, demonstrando a estimativa uniforme da temperatura de operação. A câmera utilizada para inspeção foi o equipamento THERMOCOM V52 com software para pós-processamento, análise e relatórios. A inspeção visual é uma ferramenta para identificar diferentes modos de degradação dos módulos. É muito importante efetuar o registro dos defeitos encontrados, mesmo que afetem minimamente, ou ainda não afetem o comportamento de operação dos módulos.

A Fig.2 mostra as instalações em questão, à esquerda apresentam-se 5 módulos YL245P-29b, instalados sobre uma estrutura de alumínio. À direita 48 módulos Isotofón, modelo I-100/24, instalados na fachada norte do prédio do laboratório.



Fig. 2 Sistemas testados para estimativa de degradação.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise visual revela importantes diferenças entre a ação do tempo no estado das duas instalações. A Fig.3 apresenta uma visão geral das células dos módulos dos sistemas estudados. O escurecimento é um fenômeno que afeta os módulos fotovoltaicos a partir do período determinado de operação, tipicamente após a primeira década de exposição. Esse escurecimento diminui a quantidade de radiação solar que atinge as células, diminuindo a corrente, e assim, a energia produzida. Outro importante efeito pronunciado após 15 anos de operação foi a presença de delaminações do tipo *milky pattern*, identificadas nos contatos elétricos.

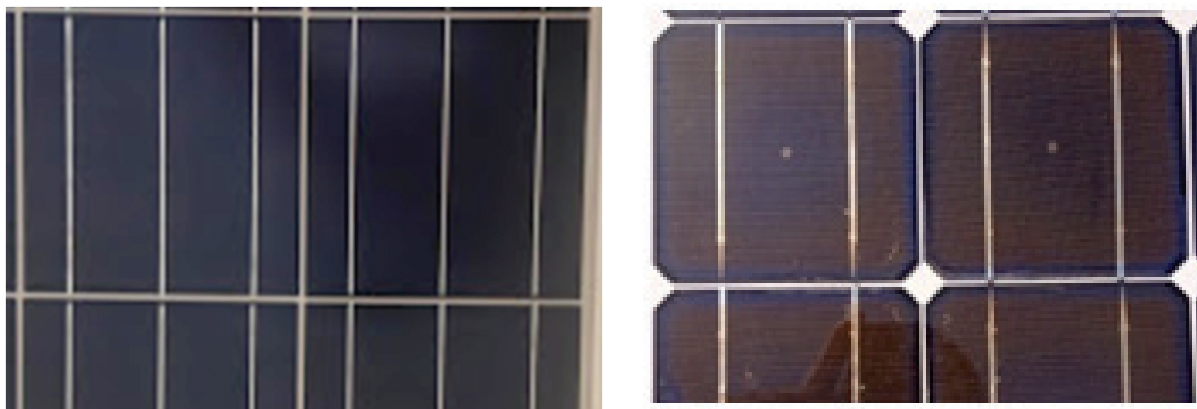


Fig. 3 À esquerda os módulos YL245P-29b após três anos e à direita módulos I-100/24 após 15 anos.



Na Fig.4 são mostradas as imagens de eletroluminescência registradas aplicando-se polarização sob corrente na ordem da  $I_{SC}$ . A partir da análise é possível observar que não há células quebradas ou maiores efeitos observados em ambos módulos. Na Fig.5 apresenta-se o resultado da inspeção termográfica das duas instalações. Dada a distribuição homogênea de temperaturas observada nos módulos, o fato de medir a temperatura em um único ponto do módulo não implicou em erros significativos na sua caracterização elétrica. Devido às baixas tensões de trabalho nos arranjos, não se cogitou a existência de PID, que também poderia se manifestar através de tendência não uniforme na temperatura de operação.

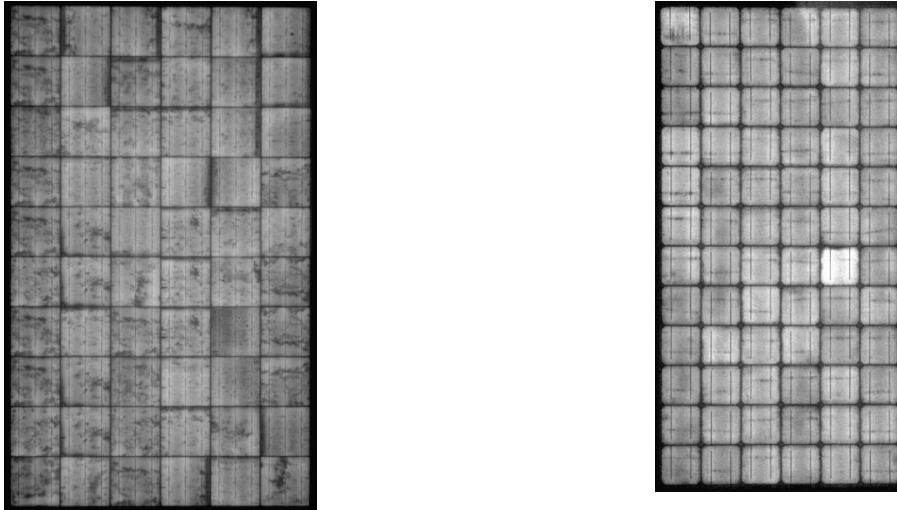


Fig. 4 Imagens de eletroluminescência de módulos dos sistemas estudados: à esquerda os módulos YL245P-29b; à direita os módulos I-100/24.

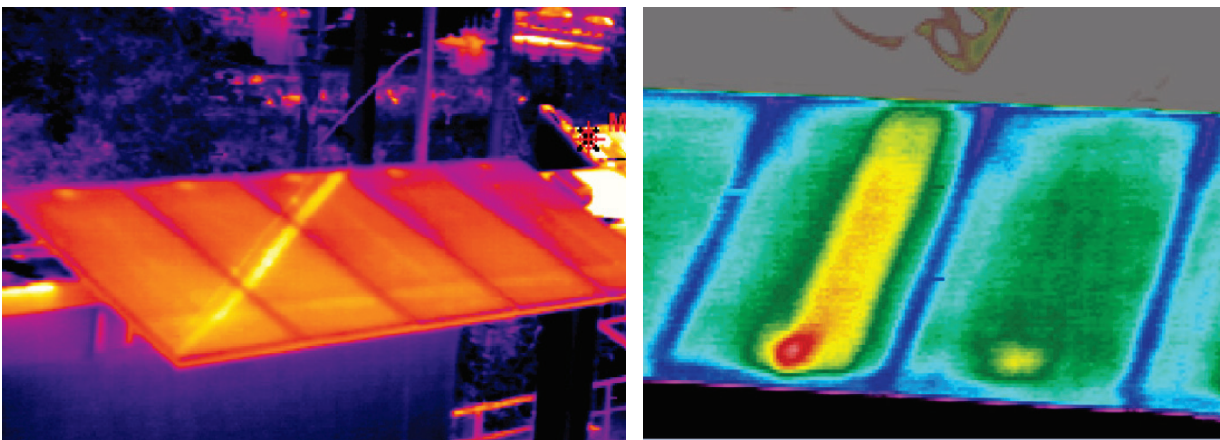


Fig. 5 Registro de imagem termográfica: à esquerda os módulos YL245P-29b; à direita módulos I-100/24.

Como observado pelo padrão amarelo e vermelho na Fig. 5, uma série de células nos módulos Isofotón I-100/24 apresenta-se com a temperatura superior em relação às outras. Por isso, esse módulo foi separado para maiores análises, que prontamente serão descritos mais detalhadamente, somando-se a outras técnicas de avaliação.

Para complementar a metodologia de análise, realizou-se a caracterização de curva  $I-V$  em todos os módulos da população, para assim estabelecer valores de degradação média da potência. É importante ressaltar que todos os parâmetros da curva podem ser afetados pela degradação e podem indicar diferentes tipos de degradação. O escurecimento reduz a corrente como consequência de atenuar o efeito da radiação. Alterações nos valores de resistência série e paralela podem estar relacionados a diferentes fenômenos de degradação como PID e pontos quentes. Por isso, a análise do comportamento curva  $I-V$  é a ferramenta mais importante para estimar a capacidade de operação dos módulos do sistema.

Na Fig. 6, apresentam-se as curvas  $I-V$  de dois módulos na condição padrão, tomadas como representativas sobre cada amostra de conjunto de módulos. Na representação as curvas em azul indicam valores antes da instalação e registradas em vermelho ilustram depois do período de exposição em campo. Complementarmente na Fig. 6 indicam-se os valores nominais dos principais parâmetros de operação dos módulos.

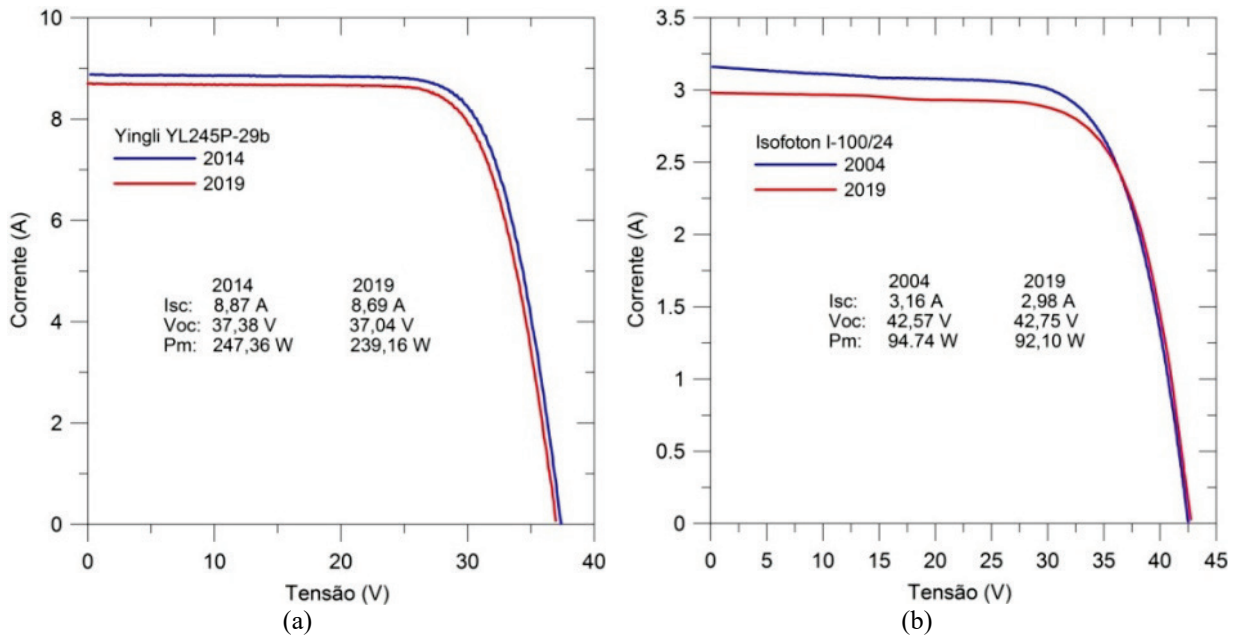


Fig. 6 Curvas I-V, antes e após a instalação, de um módulo de cada sistema sendo em (a) o modelo YL245P-29b e em (b) o modelo I-100/24.

Constata-se então que a influência da degradação, mesmo que mínima, deve afetar a curva do módulo durante sua vida. Quanto maior for o tempo de exposição, maior a interferência na curva. Mesmo para curtos espaços de tempo essa modificação pode ser observada. Quanto maior o tempo de operação maior a probabilidade de ocorrer efeitos que causem maior degradação no equipamento.

De posse de todas as informações é possível inferir e tecer comentários sobre importantes resultados observados. Na Fig. 7 (a), a curva I-V do módulo previamente identificado demonstra que a tensão de operação diminuiu um terço em relação a originalmente medida. A parte revelada como aquecida na Fig. 5 encontra-se inativa. Isto se deve pela desconexão elétrica de um subconjunto de células causada pela exposição ao ambiente. Na Fig. 7 (b), a imagem eletroluminescente obtida ajuda a ilustrar o fenômeno, mas só foi possível obter curto-circuitando-se o diodo de derivação. Ainda na Fig. 7 (b) observamos ao topo do módulo uma célula trincada.

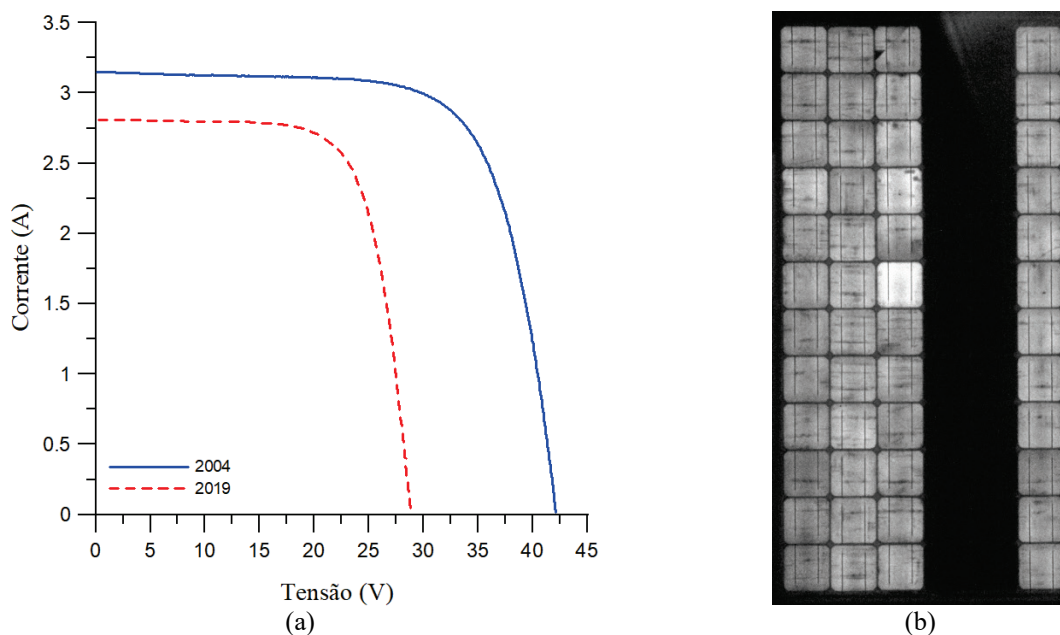


Fig. 7 (a) Curvas I-V, antes e após a instalação de um módulo do sistema de 15 anos apresentadndo defeitos. (a) Imagem de eletroluminescência do módulo.

## COMENTÁRIOS FINAIS

Os principais defeitos generalizados na instalação de 15 anos foram o *browning* (processo de escurecimento do encapsulante) e as delaminações do tipo *milky pattern*. Em um destes módulos foi observado uma série de células desconectadas. Adicionalmente, a técnica de eletroluminescência revelou células quebradas. Apesar disso, é possível indicar que o sistema ainda continua dentro das expectativas de operação. A avaliação elétrica demonstrou que o sistema tem 90,5% da potência originalmente instalada, com taxa média de degradação de 0,7% ao ano. Na instalação de três anos, não se demonstrou efeito visual da ação do ambiente, possuindo 97% da potência instalada. A degradação foi de 0,85% ao ano.

## AGRADECIMIENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES) Código de Financiamento 001, e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq.

## REFERÊNCIAS

- Chandel S.S., Nagaraju N. M., Sharma V. and Chandel R. 2015. Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. *Renewable Energy* 78, 193–202.
- Figueiredo G., Almeida M. P., Manito A. and Zilles, R. 2018. Alternativa de baixo custo para imagens em eletroluminescência de módulos fotovoltaicos. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar 2018.
- García M., Marroyo L., Lorenzo E.; Marco J. and Pérez M. 2013. Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 22, 1292–1301.
- Huang C., Wang L. 2018. Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules. *Energy Conversion and Management* 165, 236-243.
- International Electrotechnical Commission - IEC. IEC 61215-1-1:Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules 2016.
- Ishii T. and Masuda A. 2017. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 25, 953–967.
- Jordan D.C. and Kurtz S.R. 2013 Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 21, 12–29.
- Martinez-Moreno F., Lorenzo E., Muñoz J., Parra R. and Espino T. 2013. On Site Tests for the Detection of Potential Induced Degradation in Modules. In: 28TH European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- Pern F. 1996. Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated exposure. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 41- 42, 587–615.
- Sánchez-Friera P., Piliouguine M., Pelaez J., Carretero J. and Sidrach de Cardona M. 2011. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19, 658–666.
- Solar Power Europe. Global Market Outlook For Solar Power 2018 - 2022. 2018.