

DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Gilberto Figueiredo – figueiredo@iee.usp.br

Roberto Zilles – zilles@iee.usp.br

Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos.

Resumo. Este trabalho tem por objetivo mostrar as definições sobre o fenômeno da Degradação Induzida pelo Potencial (do inglês PID – Potential Induced Degradation), que pode afetar certas tecnologias de módulos fotovoltaicos em geradores de médio e grande porte operando com tensões elevadas. O efeito, que pode ser completamente reversível, tem ocorrido em algumas centrais pelo mundo e não é facilmente perceptível, pois, dependendo do nível de degradação, pode ser confundido com o desgaste natural do gerador. O fenômeno, apesar de recente, tem tomado a atenção de pesquisadores em diversos artigos científicos. Neste trabalho são apresentados os efeitos do fenômeno em diferentes níveis do sistema, além das soluções para diagnosticar e reverter o efeito no módulo afetado e mitigar a perda de desempenho sofrida pelo sistema FV como um todo. Por fim, é apresentado o nível de desenvolvimento da norma IEC para caracterizar os testes de suportabilidade de tensão de módulos fotovoltaicos.

Palavras-chave: Degradação Induzida pelo Potencial, Módulos Fotovoltaicos, Polarização

1. INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas a quantidade de instalações fotovoltaicas de médio e grande porte aumentou consideravelmente. A potência instalada no Brasil também cresce e novos projetos de grande porte são esperados em um futuro próximo. O aumento da magnitude dos sistemas vem aliado a maior responsabilidade perante as particularidades técnicas que remetem a essas aplicações.

Este trabalho aborda a questão da Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em módulos fotovoltaicos, como definiu Pingel et al. (2010). O fenômeno que afeta algumas tecnologias de módulos instalados em geradores com tensões de operação acima de 500V. O PID afeta a operação dos sistemas, uma vez que tem consequências diretas na corrente e, de forma mais incisiva, na tensão do gerador fotovoltaico (FV) no qual o módulo afetado está associado. Isto influencia o desempenho do gerador em questão, mas a degradação pode ser completamente reversível se medidas mitigadoras forem tomadas a tempo.

Vale ressaltar que, apesar do fenômeno já ser mencionado na literatura especializada desde década de 80, somente a partir do novo século começaram os registros de ocorrências em sistemas FV de grande porte, que poderiam ser relacionadas com o PID. Os mecanismos de testes para avaliação da ocorrência de PID em ensaios de laboratório não estão contemplados nos testes típicos de componentes de sistemas FV listados na IEC 61215. Por outro lado, um rascunho de normatização IEC já está em fase bastante adiantada de avaliação na comunidade científica, ainda que haja controvérsias sobre como conceber a metodologia de ensaio, de forma a reproduzir de maneira mais fiel possível as condições que o módulo estará sujeito em campo.

2. DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL (PID)

2.1 Contextualização do fenômeno

Em sistemas FV, as correntes de fuga, quando ocorrem, tem papel incisivo na perda de potência dos geradores FV. Normalmente, essa fuga ocorre para a terra, onde os elétrons encontram caminhos indesejáveis através de fissuras ou falhas no material encapsulante e no vidro até atingirem a moldura aterrada. Com o aumento do porte dos geradores FV faz-se necessário que estes operem com tensões superiores aos sistemas de pequeno porte para atingir a tensão necessária ao correto funcionamento da etapa de processamento da energia na entrada do conversor c.c./c.a. Adicionam-se também as boas práticas de projeto de não trabalhar com correntes elevadas no lado c.c., o que acarretaria em mais perdas ôhmicas e mais custos para adequar a instalação elétrica aos níveis de corrente.

O campo elétrico proveniente da diferença de potencial entre a célula e a moldura aterrada pode causar uma transferência de carga devido à polarização de íons de sódio da superfície do módulo, caracterizando uma corrente de fuga para a terra. O fluxo da corrente, conforme pode ser visto na Fig. 1, se dá da camada ativa da célula para a moldura aterrada, através do material encapsulante e do vidro localizado ao longo da superfície do módulo. A Fig. 1 pretende representar, o mais próximo possível da realidade, um corte transversal de um módulo de filme-fino, com contato frontal, disponível comercialmente, onde as células FV estão depositadas diretamente no vidro frontal (com a camada

de óxido condutivo transparente - TCO). Entretanto, tal modelo pode ser facilmente estendido para as células usuais de silício cristalino, uma vez que estas possuem outra camada de material encapsulante (EVA, por exemplo) entre as células FV e o vidro frontal.

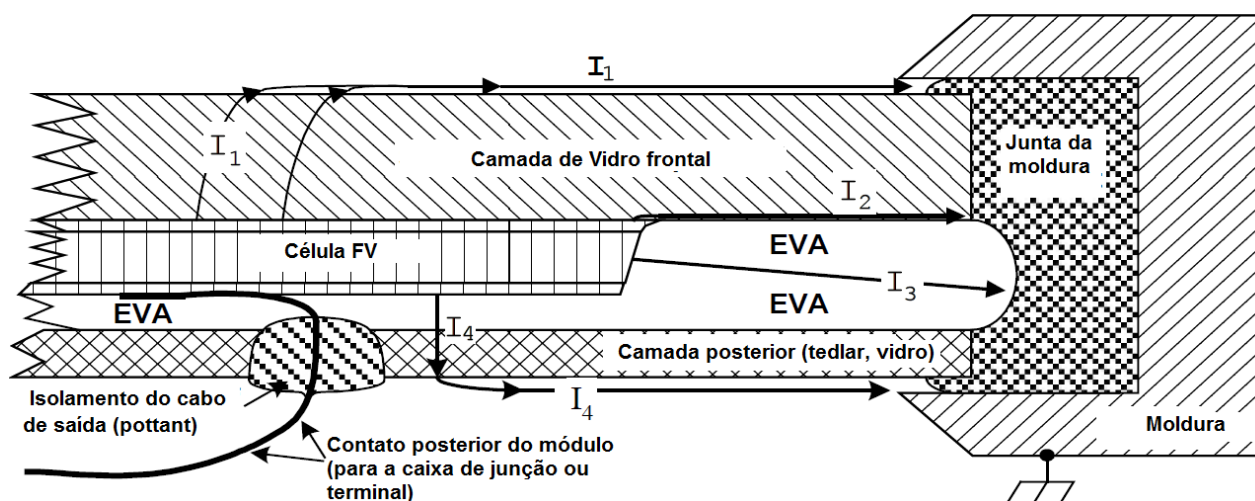


Figura 1 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica indicando os caminhos da corrente de fuga. (Adaptado de Del Cueto et al., 2010)

Swansen et al. (2005) relatou que alguns módulos FV instalados na Alemanha estavam sofrendo problemas de diminuição da resistência paralela devido ao efeito da polarização (algunha dada pelos autores). Os módulos afetados sempre estavam localizados na extremidade do gerador em que há uma tensão negativa da célula em relação à moldura aterrada. No mesmo trabalho, os autores notaram que os módulos possuidores de óxido de silício em sua camada de passivação, quando instalados em geradores que atingem uma tensão elevada em relação ao referencial, sofrem uma degradação em seu desempenho devido à polarização da camada de passivação. A polarização se dá devido à acumulação de cargas negativas em tal camada que podem suplantam as cargas positivas fixas fazendo com que o potencial de superfície se mova à região de depleção, aumentando assim a recominação, como afirma Swansen et al. (2005). O artigo menciona que o fenômeno pode ser 100% reversível e pode ser evitado pelos projetistas de sistemas FV se o projeto for concebido considerando que o gerador FV desenvolverá tensões negativas (como no caso do polo positivo aterrado), que pode ser uma solução não acessível, dependendo dos equipamentos disponíveis para o sistema a ser instalado.

Posteriormente, Pingel et al. (2010) denominou o fenômeno de correntes de fuga causado pelo efeito de polarização como Degradação Induzida pelo Potencial. Os autores caracterizaram o fenômeno através de medidas experimentais induzindo tensão nos módulos e variando os valores de temperatura e umidade em uma câmara climática. Através da monitoração de parâmetros elétricos característicos dos módulos, notou-se considerável diminuição da resistência paralela e da tensão dos módulos, com conseqüente queda do fator de forma. A corrente do módulo tem uma sensibilidade menor após os ensaios. Utilizou-se também de imagens de câmeras de eletroluminescência para caracterizar o estado das células.

Trabalhos que abordaram as técnicas de laboratório para ensaios de PID, como Del Cueto et al. (2010), Hacke et al. (2011), Hoffmann e Koehl (2012) e Kock et al. (2012), foram base para o esboço de normatização para caracterizar o teste de suportabilidade de tensão para módulos de silício cristalino. A norma IEC 62804 já está em fase avançada de avaliação no grupo de trabalho designado para desenvolvê-la, o qual abrange pesquisadores dos trabalhos citados acima.

Até o momento, o princípio físico que descreve o fenômeno PID é caracterizado inicialmente pela transferência de material iônico (íons Na^+) do vidro frontal para a camada antirreflexiva da célula, devido à diferença de potencial entre os módulos localizados nas extremidades de potencial negativo dos arranjos. O acúmulo desses íons na camada antirreflexiva forma um campo elétrico que pode ser capaz de repelir elétrons do emissor da célula FV. Se o campo for forte o suficiente, partes do emissor podem ser invertidas, o que ocasiona uma espécie de “túnel” entre a parte recém-invertida e o emissor. A célula então fica completamente “paralelada” (Rutchsmann, 2012).

Trabalhos que avaliam as conseqüências do PID em nível de célula vêm sendo publicados desde então. Tais experimentos utilizam técnicas de termografia, microscopia e análise química do material antirreflexivo para avaliar a influência da transferência iônica de sódio e o conseqüente aparecimento de correntes de fuga. Hacke et al. (2011) já havia diagnosticado a transferência iônica de sódio na superfície da célula. Kock et al. (2011) ensaiou módulos com diferentes materiais encapsulantes (EVA, PVB e silicone), corroborando a indicativa do acúmulo de íons Na^+ na camada antirreflexiva, além de explanar embasamento físico/teórico da conseqüência da transferência iônica para a superfície da célula FV. Naumann et al. (2012) e Naumann et al. (2013) foram mais a fundo na análise do processo químico da difusão de sódio à nível micro estrutural durante o PID utilizando minimódulos FV e, com base nas

modificações causadas na junção p-n durante os processos, propuseram um modelo de banda de energia para representar o estado do semicondutor antes e após a ocorrência de PID.

Os modelos de PID presentes na literatura estão baseados no fato de que íons de sódio podem difundir do vidro frontal para a superfície da célula devido à força causada pela tensão induzida pelo arranjo FV. A velocidade da transição dos íons carregados positivamente é influenciada diretamente pelo material encapsulante, temperatura, umidade relativa e magnitude e sinal da tensão aplicada.

Quanto maior o porte de um sistema fotovoltaico, normalmente maior será a tensão de seu gerador devido à necessidade de mais módulos conectados em série para atingir a faixa ideal de tensão requerida pela etapa de gerenciamento e inversão da energia. Dependendo da topologia de chaveamento do inversor, a tensão da parte c.c. (tensão em relação a um referencial 0V) é dividida simetricamente ou não, fazendo o arranjo ter tensões relativas ao referencial externo. A Fig. 2 mostra como a tensão do gerador FV é enxergada pelo inversor, de acordo com a topologia de chaveamento.

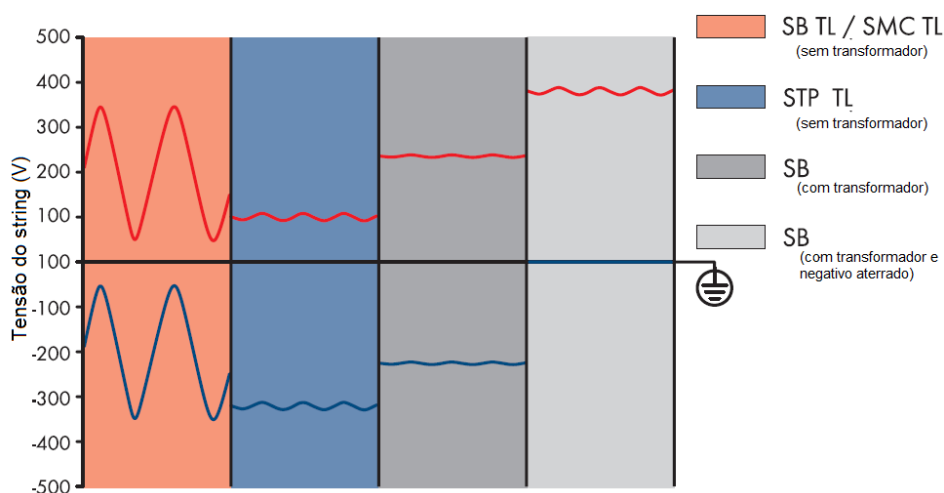


Figura 2 - Distribuição da tensão em arranjos FV para diferentes topologias de inversores. (Adaptado de SMA, 2012)

Até o momento, não há registros de aparecimento de PID nos módulos localizados nas extremidades positivas dos arranjos FV. Também há registros da ocorrência de PID em módulos de tecnologia filme fino, como o Silício amorfo e CIGS. Este último tem um agravante pois, normalmente, sua camada TCO é rica em Sódio para diminuir a taxa de recombinação dos portadores, conforme corroborou Fjällström et al. (2013). Após ensaiar minimódulos com diferentes concentrações de Na sob tensões elevadas, provou-se que o PID é menos incisivo e, em alguns casos até mesmo inexistente, quando se diminui consideravelmente a concentração de íons Na⁺ na camada TCO do módulos FV de CIGS. Testes em módulos comerciais poderiam auxiliar na mitigação do fenômeno.

Pode-se então, de maneira simplista, definir como PID a degradação sofrida pelo módulo devido à sua exposição a um potencial negativo externo em relação à terra (0V), que ocasiona correntes de fuga que passam por caminhos indesejáveis até atingir a moldura aterrada do módulo. O nível de degradação depende, além da magnitude e do sinal da tensão, das condições externas e das características construtivas do dispositivo. A Tab. 1 mostra os parâmetros que influenciam no PID em diferentes níveis do sistema.

Tabela 1 - Parâmetros que afetam o PID.

Célula	Camada antirreflexiva
	Profundidade do emissor
	Tipo de dopagem
Módulo	Material encapsulante
	Aspectos construtivos (vidro, moldura, isolamento, etc.)
Sistema	Tensão de operação
	Umidade Relativa
	Temperatura
	Aterramento da estrutura

Temperatura e umidade relativa tem grande influência no aparecimento do fenômeno. Quanto maior for o valor de ambas maior será a chance de aparecimento do PID. Entretanto, como a temperatura do meio externo influencia na

umidade relativa do microclima do módulo, o período mais propício para o aparecimento de correntes de fuga mais elevadas é nas primeiras horas da manhã dos dias ensolarados, pois o módulo FV vai aquecendo gradativamente tendo, inicialmente, o nível de umidade relativa da madrugada. Com o passar do dia e o aumento de temperatura, a umidade vai decaindo e causa a diminuição linear da corrente de fuga devido ao contato elétrico formado no vidro frontal do módulo ficar mais fraco com o decréscimo da umidade. Fica claro então que a ocorrência de chuvas nesse período também pode influenciar na ocorrência de PID. As maiores magnitudes de corrente de fuga são mensuradas em momentos de alta umidade relativa, conforme atestam Hoffmann e Koehl (2012). No mesmo trabalho, os autores encontraram uma forte relação entre a corrente de fuga do PID e a umidade relativa, sendo que, durante os ensaios em laboratório, não foi observado aparecimento de correntes de fuga quando a umidade relativa estava abaixo dos 50%.

2.2 Consequências da ocorrência de PID

Em nível de célula, a polarização pode levar ao aparecimento de correntes de fuga, cujos princípios físicos foram apresentados no tópico anterior. Em relação aos parâmetros elétricos da célula, os efeitos do PID podem ser visualizados pelo traçado da curva característica da mesma, conforme mostrado na Fig. 3. A permanência do fenômeno causa uma drástica diminuição na capacidade geradora do dispositivo. A curva na cor preta, que representa a medida após 100 horas, mostra que a resistência paralela realmente é afetada, pois o traçado da curva se aproxima de uma reta, o que pode ser obtido via simulação computacional do modelo de 4 parâmetros, por exemplo, atribuindo à resistência paralela um valor baixo.

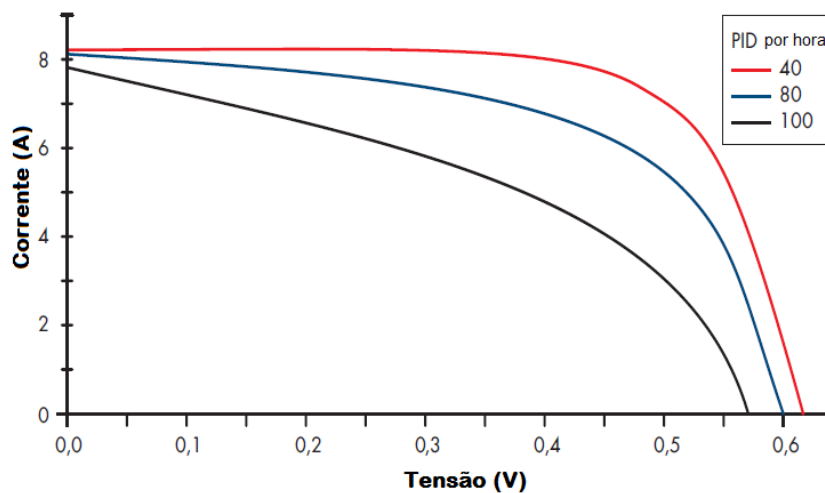


Figura 3 - Efeito da ocorrência de PID na curva característica de uma célula fotovoltaica.

A polarização da célula pode ser facilmente revertida se medidas forem tomadas a tempo, como é mostrado no tópico a seguir. Por outro lado, a ocorrência de PID por períodos prolongados pode levar a reações eletroquímicas dentro da célula, acarretando em degradações irreversíveis como a corrosão eletrolítica.

Em nível do módulo, normalmente, quando afetado por PID, nem todas as células são afetadas. Uma análise de imagem em eletroluminescência pode indicar quais células de um módulo foram mais afetadas pelas correntes de fuga. Entretanto, como as células conectadas em série no módulo, o desempenho deste último é afetado se, por exemplo, somente uma célula estiver com o valor baixo da resistência paralela. Se o PID ocorrer por tempo prolongado, consequências irreversíveis podem vitimar o módulo. Casos de delaminação do material encapsulante e degradação permanente da camada antirreflexiva e da parte ativa da célula também podem ocorrer. Vale ressaltar que a qualidade dos materiais encapsulantes da célula, de isolamento e mecânicos, como a moldura, também influenciam. Módulos com acabamento de má qualidade, por exemplo, estão sujeitos a maiores índices de umidade dentro da célula, sendo que esse vapor de água serve como solução eletrolítica para a reação que desencadeia a corrosão.

Em nível de sistema, a ocorrência de PID pode influenciar negativamente, reduzindo de maneira considerável o desempenho da planta. Entretanto, como ilustrou bem Rutschmann (2012), a ocorrência de PID pode ser facilmente confundida com outros problemas técnicos de sistemas FV ou até mesmo sua própria degradação natural. Algumas centrais relataram diminuição de aproximadamente 5% na produtividade dos sistemas devido à ocorrência de PID. A monitoração individual dos parâmetros elétricos dos arranjos de um sistema FV pode ser de grande auxílio para a detecção de PID.

3. TÉCNICAS PARA DIAGNÓSTICO DE PID

3.1. Diagnóstico em campo

Mensurar a eficiência de conversão do módulo FV afetado não é uma solução muito indicada para diagnosticar a degradação induzida pelo potencial, pois além de ser um processo trabalhoso em campo, há de se considerar as incertezas nas medidas das variáveis (elétricas e climáticas) e do método de extrapolação.

Uma vez que o PID afeta diretamente o desempenho do gerador, como pode ser observado na Fig. 3, e que pode ser identificado pela redução da resistência paralela do módulo, a análise da tensão do módulo afetado pode auxiliar na caracterização do PID. Portanto, é interessante mensurar em campo a tensão de circuito aberto, a tensão de operação e, por fim, utilizar o método de medição de tensão com corrente fixa. A metodologia deste último método consiste em injetar valores fixos (discretizados) de corrente no módulo e medir a tensão nos terminais do equipamento correspondente a corrente injetada. Como o módulo não deve estar exposto no momento do teste, o mesmo deve ser feito, preferivelmente, à noite, ou com o equipamento coberto. Com os valores de corrente e as medidas de tensão, é possível, além de traçar a curva do módulo, calcular os valores de resistência e Fator de Forma.

Imagens de eletroluminescência também são utilizadas para a detecção de PID, além de possibilitar a visualização das células afetadas em um módulo. Uma vez que, quando excitada, a junção emite luz no comprimento de onda de eletroluminescência (aproximadamente $1,1 \mu\text{m}$), as células afetadas aparecerão sem brilho na imagem captada por uma câmera específica para aplicação na frequência eletroluminescente. Fig. 4 mostra uma imagem de eletroluminescência de um módulo FV, após ensaios em laboratório de PID.

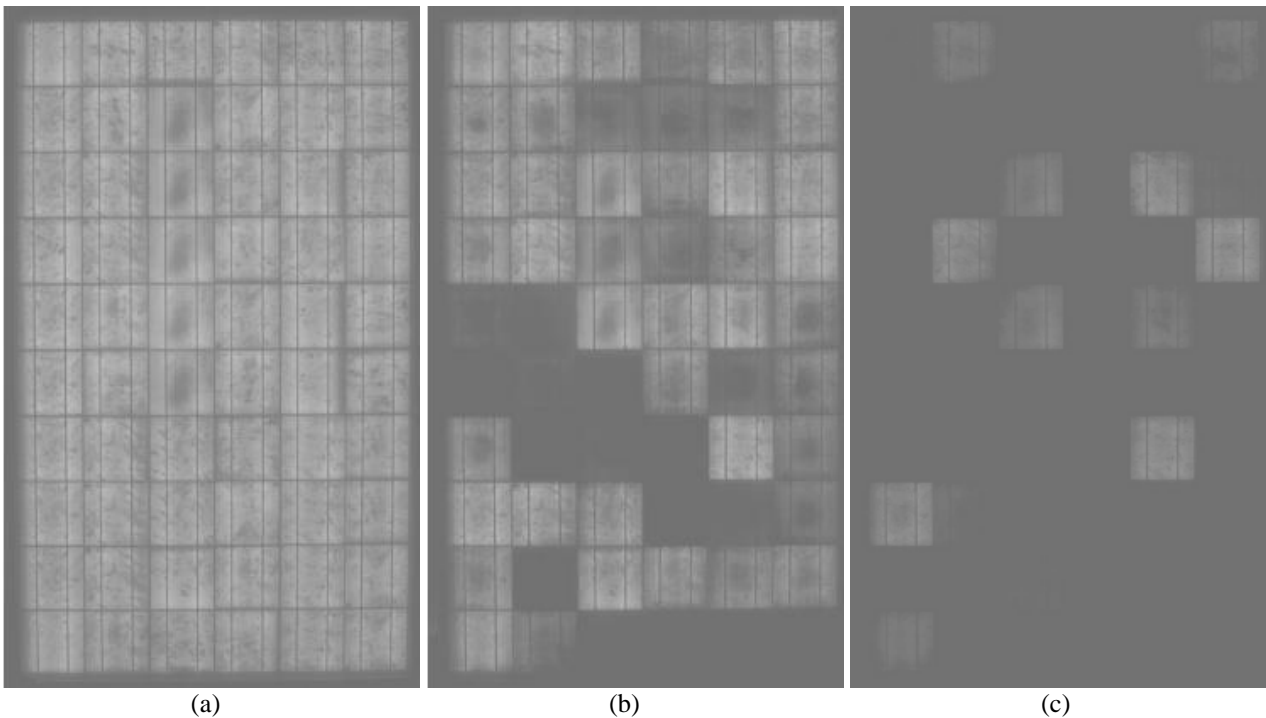


Figura 4 - Eletroluminescência de um módulo FV (a) antes, (b) após 15 h e (c) após 35 h de um ensaio de PID. (Adaptado de Koch et al., 2012)

Analisando a Fig. 4 antes do início de ensaio, a imagem mostra que todas as células estão emitindo luz na frequência eletroluminescente, com alguns pequenos pontos escuros na terceira fileira vertical de células que pode ser relacionado à perda de desempenho natural do módulo. Após 15 horas de ensaio, quase 30% das células foram completamente afetadas. Após 35 horas de ensaio, quase a totalidade das células não possuíam mais propriedade eletroluminescente. Desse modo, fica evidente a necessidade de diagnosticar o PID de forma precoce para evitar consequências irreversíveis nos módulos afetados.

Até o momento, não se tem registros de ocorrência de PID em módulos localizados nas extremidades do polo positivo de geradores FV de grande porte. Portanto, aterrar o lado negativo do gerador, quando possível tecnicamente devido à topologia do inversor, pode ser uma solução para evitar o aparecimento de PID. Por outro lado, quando há ocorrência do fenômeno em um sistema já instalado, em que não possibilite modificações em sua configuração original, um método é compensar diariamente, por exemplo, o efeito da polarização do gerador FV. Pingel et al. (2010) já havia provado que a aplicação de uma tensão reversa nos terminais dos módulos afetados pode reverter completamente o efeito do PID. Alguns fabricantes de dispositivos eletrônicos para sistemas fotovoltaicos já disponibilizam no mercado

equipamentos que podem ser programados como uma fonte de tensão temporizada para aplicar nos terminais dos geradores FV, durante à noite, uma tensão reversa à tensão de operação do sistema. Os chamados equalizadores, na prática, revertem os efeitos adversos da mobilidade iônica causada pelo efeito da polarização.

A Fig. 5 mostra o traçado da tensão de um gerador FV durante o dia inteiro. O equalizador trabalha em conjunto com o inversor, sendo que este último, por sempre monitorar a tensão do gerador, controla a operação do primeiro. Após o inversor entrar em estado de espera durante à noite, o equalizador é ligado para induzir uma tensão reversa no gerador. Formam-se, então, arranjos assimétricos, os quais são sentidos pelo sensor de falta à terra do inversor, onde o alarme dessa proteção serve como indicativa do correto funcionamento do equalizador. Pela manhã, quando a tensão do gerador atinge o nível mínimo para o chaveamento, o inversor desliga o equalizador, causando um súbito aumento na tensão em sua polaridade convencional. Outro parâmetro monitorado é a chamada tensão de *offset* do sistema, definida como a diferença entre as tensões de circuito aberto das extremidades mais positivas e mais negativas do gerador, medidas a partir da referência (centro do gerador). Quanto maior for o valor dessa diferença, aumentam as chances do sistema estar sendo afetado por PID.

Os módulos fotovoltaicos afetados pela degradação induzida pelo potencial podem ter até 90% de sua eficiência recuperada com essa medida mitigadora. Para tal, faz-se necessário que o fenômeno seja diagnosticado e as medidas sejam tomadas até dois meses após o aparecimento das correntes de fuga.

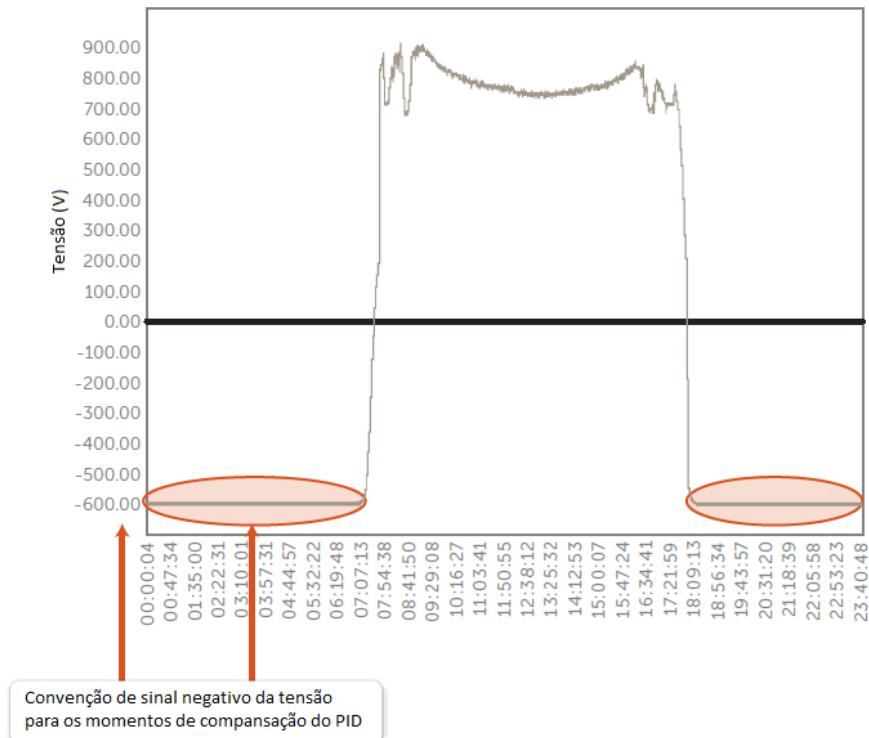


Figura 5 - Traçado da tensão de um gerador FV com a utilização do equalizador para reverter o PID. (Modificado de Advanced Energy, 2012)

3.2. Ensaios de módulos fotovoltaicos sob tensão

Ensaios de laboratório também podem ser utilizados para diagnosticar se o módulo fotovoltaico está suscetível à ocorrência de PID em campo. As vantagens deste estudo prévio inclui, entre outras coisas, a possibilidade de prever como será o comportamento do módulo sob condições de estresse. Entretanto, ainda há um certo desentendimento entre pesquisadores no sentido de definir como seriam as condições ideais de teste para tentar representar as condições climáticas do ambiente externo onde o módulo será instalado. Em suma, os terminais do módulo são curto-circuitados (para evitar o risco de algum dos terminais do módulo ficar energizado durante o teste) e induz-se tensão reversa dos terminais para a moldura, monitorando os níveis de corrente de fuga, como pode ser visto na Fig. 6.

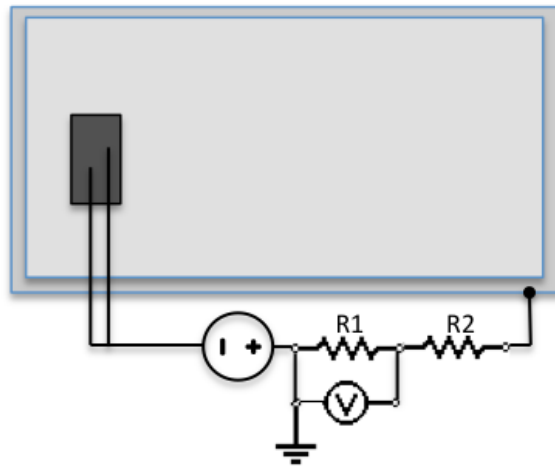


Figura 6 - Metodologia de ensaio de PID: O terminal negativo da fonte c.c. é conectada nos terminais curto-circuitados dos módulos. A tensão é medida sobre o resistor R1 por um voltímetro, protegido contra sobretensões pelo resistor R2.

A norma IEC 62804 Ed 1, com a alcinha provisória de “*System voltage durability qualification test for silicone modules*” está em fase de desenvolvimento. Durante este período, a principal controvérsia entre os pesquisadores diz respeito as condições de teste para simular as características ambientais propícias para o aparecimento de PID: utilizar umidade e temperatura elevadas através de uma câmara climática, ou utilizar uma folha condutora envolta no módulo fotovoltaico a ser ensaiado para tentar simular o aterramento das faces do módulo, devido a polarização.

Hacke et al. (2013) externou as experiências adquiridas durante o desenvolvimento da norma, além de comparar as características das diferentes metodologias de teste. Acerca do teste em câmara climática, a primeira proposta indicava que as condições as quais o módulo estaria sujeito ao final da rampa de variação era de 85 °C/85% u.r. Entretanto, testes mostraram que a camada antirreflexiva do módulo degradava irreversivelmente em seis dias, além de terem sido relatadas, em testes similares, perdas na resistência série devido à corrosão dos contatos das células mais afetadas. Após testar vários protótipos em diferentes níveis de tensão reversa (-600 V, -1000 V e -1500 V), os autores sugerem que 60 °C e 85% u.r. são as condições simuladas em laboratório que permitem considerar que a degradação ocorrida no teste *indoor* seja mais próxima daquela ocorrida em campo.

Os testes utilizando o módulo envolta em folha de alumínio foram realizados com 20 °C/40% u.r. Pequenas peças de borracha foram colocadas acima da folha de alumínio para garantir o contato constante da folha com o vidro frontal do módulo durante todo o teste. -1000V foram aplicados nos terminais curto-circuitados dos módulos. Segundo Hacke et al. (2013), este método de teste degradou todos os protótipos de maneira uniforme tornando uma tarefa complicada a estimativa da degradação dos módulos em campo. Os resultados também mostraram que essa metodologia pode tornar o teste mais longo para alcançar resultados satisfatórios em termos de corrente de fuga. Apesar dessa conclusão pouco amigável para o método, alguns autores consideram o método bastante prático com boa relação custo benefício (Koch et al., 2011 e Schütze et al., 2011).

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o fenômeno da Degradação Induzida pelo Potencial em módulos fotovoltaicos. Mostrou-se a caracterização física do fenômeno, que pode ocorrer em algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, mas afeta, principalmente, os módulos de Silício cristalino localizados nas extremidades mais negativas dos arranjos de geradores FV de médio e grande porte. Foram apresentados os parâmetros que influenciam na ocorrência do fenômeno e suas consequências em diferentes níveis do sistema.

As formas de detectar PID foram explanadas, assim como o método para mitigar o problema, que pode ser reversível se medidas corretivas forem realizadas em tempo hábil. A indústria fotovoltaica como um todo está bem alerta da problemática e tem atuado de maneira a corrigir e evitar o fenômeno. Seja no desenvolvimento de tecnologia das células FV, que evitem ou minimizem o efeito da polarização e o consequente aparecimento de corrente de fuga, ou à nível de sistema, com equipamentos que compensem os efeitos do PID, durante à noite. Por fim, viu-se que uma normatização para ensaios de PID em módulos FV está em fase de desenvolvimento e, apesar de algumas divergências sobre a metodologia de ensaio, estima-se que em 2014 a norma IEC 62804 já seja publicada.

Agradecimentos

Este trabalho está associado com as atividades de pesquisa do P&D Estratégico ANEEL nº 13/2011, Projeto PD-0068-0029/2011: Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração

distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, CTEEP e CESP. Os autores agradecem às instituições citadas pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Advanced Energy, 2012. Mitigating Panel Polarization.
- Berghold, J., Frank, O., Hoehne, H., Pingel, S., Richardson, B., Winkler, M., 2010, Potential Induced Degradation of Solar Cells And Panels. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia.
- Del Cueto, J. A., Rummel, S. R., 2010. Degradation of Photovoltaic Modules under High Voltage Stress in the Field. SPIE Optics and Photonics Conference, San Diego, California.
- Fjällström, V., Salomé, P., Hultqvist, A., Edoff, M., Jarmar, T., Aitken, B., Zhang, K., Fuller, K., Kosik Williams, C., 2013. Potential-Induced Degradation of CuIn_{1-x}Ga_xSe₂ Thin Film Solar Cells. IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, n° 3.
- Hacke, P., Smith, R., Terwilliger, K., Perrin, G., Sekulic, B., Kurtz, S., 2013. Development of an IEC Test for Crystalline Silicon Modules to Qualify their Resistance to System Voltage Stress. Progress in Photovoltaics, DOI: 10.1002/pip.2434.
- Hacke, P., Terwilliger, K., Smith, R., Glick, S., Pankow, J., Kempe, M., Kurtz, S., 2011. System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, Washington.
- Hoffmann, S., Koehl, M., 2012. Effect of Humidity and Temperature on the Potential-Induced Degradation. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, DOI: 10.1002/pip.2238.
- Koch, S., Seidel, C., Grunow, P., Krauter, S., Schoppa, M., 2011. Polarization Effects and Tests for Crystalline Silicon Cells. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, Germany.
- Koch, S., Berghold, J., Nieschalk, D., Seidel, C., Okoroafor, O., Lehmann, S., Wendlandt, S., 2012. Potential Induced Degradation Effects and Tests for Crystalline Silicon Cells. NREL PV Module Reliability Workshop, Colorado.
- Naumann, V., Lausch, D., Hähnel, A., Bauer, J., Breitenstein, O., Graff, A., Werner, M., Swatek, S., Großer, S., Bagdahn, J., Hagedorf, C., 2013. Explanation of Potential-Induced Degradation of The Shunting Type by Na Decoration of Stacking Faults in Si Solar Cells. Solar Energy, Materials & Solar Cells 120 (2014) 383–389.
- Naumann, V., Hagedorf, C., Großer, S., Werner, M., Bagdahn, J., 2012. Micro Structural Root Cause Analysis of Potential Induced Degradation in c-Si Solar Cells. Energy Procedia 27 (2012) 1 – 6.
- Pingel, S., Frank, O., Winkler, M., Daryan, S., Geipel, T., Hoehne, H., Berghold, J., 2010. Potential Induced Degradation of Solar Cells And Panels. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii.
- Rutschmann, I, 2012. Power Losses Below the Surface. Photon International, Novembro, 2012.
- SMA, 2012. Technical Information – Potential Induced Degradation (PID).
- Schütze, M., Junghänel, M., Friedrichs, O., Wichtendahl, R., Scherff, M., Müller, J., Wawer, P., 2011. Investigations of Potential Induced Degradation of Silicon Photovoltaic Modules. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, Germany.
- Swanson, R., Cudzinovic, M., DeCeuster, D., Desai, V., Jurgens, J., Kaminar, N., Mulligan, W., Rodrigues-Barbarosa, L., Rose, D., Smith, D., Terao, A., Wilson, K., 2005. The Surface Polarization Effect in High-Efficiency Silicon Solar Cells, Sunpower Commun., 15th PVSEC.

POTENTIAL INDUCED DEGRADATION IN PHOTOVOLTAIC MODULES

Abstract. *This work aims to show the definitions concerning the Potential Induced Degradation phenomena, which may affect some photovoltaic technologies installed at large scale high voltage photovoltaic generators. The effect can be reversible and some registers points out its occurrence in systems installed worldwide. It is not easily perceptible by the operators because sometimes it is most alike the natural degradation in terms of performance loss. This work presents the consequences of the phenomena on different levels of the system and shows solutions to diagnose and revert the effect at the modules affected. At last, some comments are made regarding the IEC standard that is being developed.*

Key words: *Potential Induced Degradation, Photovoltaic Modules, Polarization*