

ESTUDO DOS MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM CONDIÇÕES REAIS DE OPERAÇÃO

Aline Martins Silva – alinefeelt@hotmail.com

Fernando Cardoso Melo – fernandocardoso101@gmail.com

Luiz Carlos Gomes de Freitas – lcgfreitas@yahoo.com.br

Arthur Costa Souza – arthur_costasouza@hotmail.com

Valdeir José Farias – valdeir@ufu.br

Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica

Resumo. – Este artigo apresenta um estudo voltado aos importantes métodos utilizados para avaliação do desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos. Para tanto, foi utilizada a usina fotovoltaica instalada nas dependências do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFU). Foram analisados 48 módulos fotovoltaicos de 5 modelos diferentes, totalizando uma potência de pico de 10,20 kWp. Inicialmente, todos os módulos foram devidamente limpos. Com o propósito de avaliar a degradação visual foi realizada uma inspeção e para análise da distribuição térmica na superfície dos módulos, imagens termográficas foram obtidas e avaliadas com o intuito de identificar pontos quentes e associá-los aos sinais de degradação identificados na inspeção. Adicionalmente, com o objetivo de quantificar o impacto de falhas no desempenho elétrico, as curvas I-V e P-V foram medidas in loco, de forma individual e por string, para a obtenção dos principais parâmetros elétricos. Os resultados encontrados foram comparados com os dados obtidos pelos modelos computacionais, considerando as mesmas condições climáticas (temperatura e irradiação). Ao final dos testes, foi constatado que 15 módulos apresentaram degradação visual como o snail track e descoloração do material encapsulante, como também a degradação térmica caracterizada pelos pontos quentes. Além disso, todos os módulos tiveram a geração de potência abaixo do esperado, com os piores resultados para o módulo da Kyocera com o maior número de degradações e para os testes realizados nos dias com as temperaturas mais elevadas.

Palavras-chave: Módulo Fotovoltaico, Desempenho Elétrico, Degradação

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento significativo das necessidades energéticas globais, nas últimas décadas, é previsto um aumento de mais de 50% do consumo primário de energia até 2030 (Oliveira *et al.*, 2017). Nesse cenário, um possível recurso energético para abastecer essa crescente demanda seria a utilização da energia solar fotovoltaica, por se tratar de uma fonte de energia limpa e abundante.

No entanto, para manter esta tecnologia uma opção comercialmente viável, é fundamental que esta apresente uma eficiência relativamente considerável na produção de energia elétrica, mesmo em locais com altas temperaturas, como também a confiabilidade a longo prazo dos módulos fotovoltaicos.

Alguns fatores como a formação e a evolução de defeitos nos módulos, que se referem aos danos causados, geralmente, por reações químicas e/ou mecanismos físicos, podem influenciar diretamente no seu desempenho, além de possibilitar a falha prematura dos mesmos (Sharma e Chandel, 2013). Apesar da fácil identificação dos sinais de degradação, ainda é de grande dificuldade estudá-los durante a operação ao ar livre, uma vez que seus efeitos são observados a longo prazo, sendo necessário a realização de análises de longo período para avaliar a frequência, velocidade de evolução e impactos na produção de energia (Ndiave *et al.*, 2013).

A degradação, apesar de um pouco incomum devido aos atuais avanços tecnológicos, além das pesquisas e normas que foram gradualmente aperfeiçoadas, quando ocorre faz com que os módulos fotovoltaicos operem fora dos limites de qualidade esperados, ocasionando perdas gradativas de suas principais características elétricas e de materiais, impactando negativamente no desempenho da planta fotovoltaica (Sharma e Chandel, 2016).

Logo, a compreensão do desempenho do sistema em condições reais de operação, sob a possível influência das várias formas de degradação, das condições climáticas e ambientais, como: a irradiância solar, o vento, a temperatura, a umidade, a precipitação e as características espectrais solares (incluindo as intensidades UV), contribui para avaliar a confiabilidade, e consequentemente, para o desenvolvimento constante de padrões e especificações de qualificação dos módulos fotovoltaicos com períodos de garantia adequados (Oliveira *et al.*, 2017) e (Chandel *et al.*, 2015).

Neste cenário, vale destacar os seguintes tipos de degradação:

- Descoloração: trata-se da degradação do material encapsulante, caracterizada pela descoloração do mesmo. Uma das possíveis causas são as altas temperaturas, umidade, maior concentração de UV e baixa qualidade do material encapsulante (Tsanakas *et al.*, 2016) e (Park *et al.*, 2013), seu principal efeito é a redução do poder de absorção

de energia solar pelo material no local da descoloração, ou seja, perda de transmitância do material encapsulante (Oliveira *et al.*, 2017) e (Park *et al.*, 2013).

- Delaminação: consiste na perda de aderência entre as partes do módulo fotovoltaico e pode ser causada quando há uma combinação de umidade e calor (Oliveira *et al.*, 2017). Este tipo de degradação poderá provocar uma maior reflexão de luz assim como aumentar a penetração de água na estrutura do módulo (Oliveira *et al.*, 2017) e (Munoz *et al.*, 2011). A penetração de umidade e a delaminação no módulo contribui para o aumento da resistência série e, portanto, uma menor geração de potência (Oliveira *et al.*, 2017).
- Bolhas: a formação de bolhas é um processo semelhante à delaminação, mas neste caso envolve a falta de adesão do encapsulante afetando pequenas áreas. O aparecimento de bolhas é geralmente devido às reações químicas que liberam gases, que tipicamente aparecem na parte de trás do módulo, mas ocasionalmente podem aparecer na parte frontal entre o vidro e a célula (Oliveira *et al.*, 2017).
- Corrosão: processo de deterioração do material metálico, causado principalmente pela umidade e altas temperaturas (Oliveira *et al.*, 2017), ocorrendo geralmente entre a célula fotovoltaica e a moldura metálica, provavelmente devido à falha de vedação. Esse tipo de degradação pode causar um menor desempenho dos módulos e aumentar as correntes de fuga (Ndiave *et al.*, 2013).
- Quebras e fissuras: as células fotovoltaicas são extremamente frágeis e, por esse motivo, as quebras ou fissuras podem ocorrer no momento do transporte, instalação ou manutenção dos módulos fotovoltaicos. Podendo facilitar, dessa maneira, a entrada de umidade e o aparecimento de outras formas de degradação (Oliveira *et al.*, 2017).
- Pontos quentes: refere-se à elevação de temperatura em um determinado local do módulo FV, causados geralmente por sombreamento, sujeira ou por células defeituosas. Para limitar a corrente reversa provocada pelas células sombreadas é utilizado o diodo de *bypass*, com o intuito de mitigar o aumento da temperatura (Zheng *et al.*, 2014).

Além das principais formas de degradação já citadas pode-se mencionar o *snail track*, que se refere à descoloração da pasta utilizada na metalização das células (Köntges *et al.*, 2014). Deve-se enfatizar que essa forma de degradação não pode ser confundida com a descoloração do material encapsulante.

Outras formas de degradação são a PID (degradação induzida pelo potencial) e LID (degradação induzida pela luz). A PID ocorre devido às instalações não aterradas e com operação sob alto potencial, dessa forma, acarretando significativas perdas de energia do sistema, geralmente, sob alta umidade relativa, períodos de chuva mais longos ou condensação de umidade, sendo esta forma de degradação dependente da tecnologia da célula/módulo fotovoltaico, da localização (umidade relativa do ar, chuva e temperatura) e do tipo de instalação do sistema FV (Köntges *et al.*, 2014). A LID, por sua vez, refere-se às pequenas perdas dos módulos fotovoltaico com relação ao seu desempenho, nos primeiros momentos de exposição à luz solar (Jaekel *et al.*, 2014).

A existência e o aumento na taxa destas várias formas de degradação podem estar relacionado com condições climáticas, ou seja, temperatura e a irradiação extremamente altas (Zlatov *et al.*, 2014) e (Djordjevic *et al.*, 2015).

Diante do exposto, vale destacar que, afim de avaliar o estado operacional dos módulos fotovoltaicos é necessário conhecer suas características elétricas. A potência de pico é conhecida através do ensaio feito em condições de teste padrão (STC), ou seja, garantindo uma irradiação de 1000 W/m², temperatura de célula de 25 °C e A.M. = 1,5 (A.M. = Air Mass; essa indicação quantifica a espessura da camada de ar, uma vez que a sensibilidade das células fotovoltaicas se altera segundo a composição da luz espectral). A partir das curvas I-V e P-V determinam-se os principais parâmetros elétricos característicos dos módulos fotovoltaicos (Gasparin, Bühler, Rampineli e Krenzinger, 2016), a saber:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC});
- Corrente de curto-circuito (I_{SC});
- Tensão de máxima potência (V_{MPP});
- Corrente de máxima potência (I_{MPP});
- Ponto de máxima potência (P_{MPP});
- Fator de forma (FF);

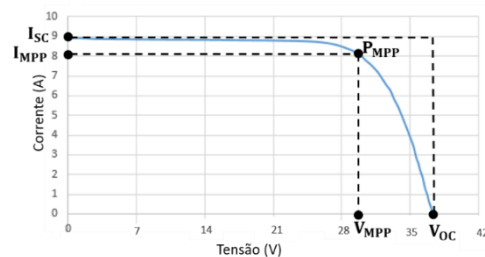


Figura 1- Representação da curva I-V, sob condições padrão de ensaio (STC)

A partir da curva característica do módulo fotovoltaico é possível identificar quando há variações nos valores da tensão, corrente e deformações em seu formato, o que pode indicar algum tipo de falha. Com relação à diminuição da tensão de circuito aberto algumas das possíveis causas podem ser: diodo de *bypass* invertido ou em curto-circuito, degradação passiva, degradação induzida por polarização (PID), degradação induzida pela LID em células solares cristalinas ou por células em curto-circuito em toda faixa de interconexão. Já com relação à redução na corrente de curto-circuito, suas possíveis causas podem ser: perda homogênea ou não homogênea de transparência, corrosão homogênea ou não homogênea do vidro, delaminação homogênea ou não homogênea, corrosão homogênea ou não homogênea do revestimento da célula, degradação induzida pela LID em células solares cristalinas ou por células quebradas (Köntges *et al.*, 2014).

Tão importante quanto conhecer a curva característica e os parâmetros elétricos para a avaliação do módulo fotovoltaico, é o uso de técnicas de termografia para a aferição da qualidade dos módulos fotovoltaicos, detectando falhas através da análise da distribuição térmica nos módulos, como também a identificação de riscos de incêndio (Buerhop et al., 2017). Visto que o fluxo de corrente elétrica em células com defeitos provoca um aumento na temperatura das mesmas, o que pode ser claramente identificado por meio de imagens termográficas (Chandel *et al.*, 2015).

2. Metodologia

Para demonstrar na prática os importantes métodos utilizados para avaliação dos módulos fotovoltaicos, foi utilizada a micro usina fotovoltaica instalada nas dependências do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFU). Conforme evidenciado na Fig. 2, esta é composta por 48 módulos FV de 5 modelos diferentes, a saber: 8 módulos TPB156-60-P 235W da Sun Earth (fileira A) em operação há 4 anos, 8 módulos AS-6P30-250 da Amerisolar (fileira B) em operação há 22 meses, 16 módulos CSI CS6P-255P da Canadian Solar (fileiras C e D) em operação há 22 meses, 8 módulos KD140SX-UFBS em operação há 4 anos e 8 módulos KD135SX-UPU em operação há 6 anos, ambas da Kyocera (fileiras E e F, respectivamente). Os 8 módulos da Sun Earth alimentam um inversor de 2 kW (FRONIUS IG 2000). Os 16 módulos da Canadian Solar, juntamente com os 8 da Amerisolar alimentam um inversor de 5 kW (ABB PVI-5000-TL-OUTD). Os módulos da Kyocera, por sua vez, a partir de 2015 não foram conectados aos inversores comerciais, permanecendo à disposição para ensaios de protótipos de inversores solares em desenvolvimento no laboratório. Todavia, foram devidamente analisados. Os parâmetros elétricos em STC são apresentados na Tab. 1.

Tabela 1 – Características elétricas dos módulos fotovoltaicos (STC: T=25°C, G=1000 W/M², A.M.=1,5).

Parâmetro	Sun Earth	Amerisolar	Canadian	Kyocera	Kyocera
Potência, P_{MPP} (W)	235	250	255	135	140
Tensão MPP, V_{MPP} (V)	29,2	30,3	30,2	17,7	17,7
Corrente MPP, I_{MPP} (A)	8,05	8,26	8,43	7,63	7,91
Tensão de Circuito Aberto, V_{OC} (V)	36,7	38	37,4	22,1	22,1
Corrente de Curto-Circuito, I_{SC} (A)	8,47	8,75	9	8,37	8,68
Coefficiente de Temperatura de V_{OC} (V/°C)	-0,128	-0,125	-0,127	-0,08	-0,08
Coefficiente de Temperatura de P_{MPP} (W/°C)	-1,1	-1,1	-1,1	-0,6	-0,6
Coefficiente de Temperatura de I_{SC} (A/°C)	0,00423	0,00491	0,00586	0,00502	0,00522
Tolerância negativa de potência, tol- (%)	0	0	0	5	5
Tolerância positiva de potência, tol+ (%)	2,13	3	1,9	5	5
Eficiência do Módulo, η (%)	14,4	15,4	15,8	14,0	14,0

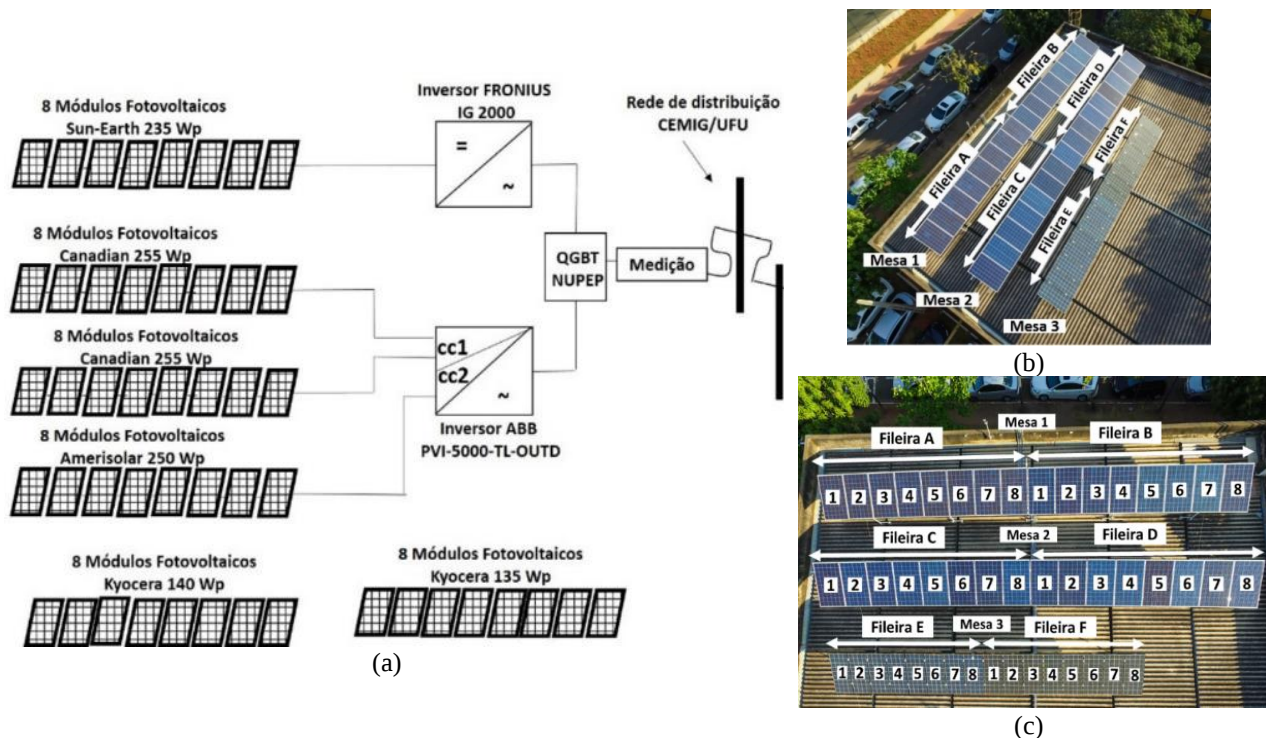


Figura 2 - (a) diagrama unifilar simplificado da micro usina fotovoltaica instalada, (b) foto aérea e (c) mapeamento dos módulos fotovoltaicos.

Inicialmente, foram obtidas imagens do sistema fotovoltaico, sendo mapeado, conforme ilustrado na Fig. 2 (c), e devidamente limpos para realização estudo proposto. Em seguida, foi realizada uma inspeção visual para a detecção de sinais de degradação que porventura pudessem estar nos módulos avaliados e suas respectivas imagens termográficas foram obtidas através da câmera infravermelha de modelo FLIR i5[®]. Estas foram utilizadas para identificação de pontos quentes e para correlacioná-los aos sinais de degradação.

A obtenção das imagens termográficas torna-se um método de diagnóstico de falhas bem estabelecido e eficiente para a análise qualitativa (Tsanakas *et al.*, 2015). Porém, o maior desafio é quantificar o impacto da degradação no desempenho elétrico. A análise mais importante para avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico é feita por meio da aquisição dos parâmetros elétricos, a partir da obtenção de curvas I-V e P-V (Alshushan e Saleh, 2013).

Portanto, na sequência dos trabalhos, todos os módulos identificados foram submetidos a ensaios experimentais voltados para a obtenção destas curvas e, por consequência, seus principais parâmetros elétricos, por meio do equipamento Solar I-V[®]. É importante ressaltar que, para estes testes, a obtenção da temperatura da célula e irradiância foi realizada por meio de sensores do próprio instrumento. O sensor de temperatura foi colocado na parte traseira do módulo e o sensor de irradiância foi instalado no mesmo ângulo dos módulos, conforme ilustrado nas Figs. 3 (a) e (b), respectivamente. Como primeiro procedimento, nessa etapa, foi realizado o teste individual dos módulos. Posteriormente, após a conexão das fileiras (*strings*), foram obtidas novas curvas e, caso houvesse algum módulo com o desempenho abaixo dos demais em sua respectiva *string*, seria possível avaliar as perdas por *mismatch*, que se referem ao menor desempenho das *strings* causado pela diferença de geração de potência dos módulos.

Estas duas formas de análises citadas (termografia e curvas I-V e P-V), permitem determinar se as degradações que possam vir a ser identificadas através da inspeção visual, podem afetar negativamente o desempenho elétrico do módulo (Djordjevic *et al.*, 2015.).

O equipamento Solar I-V[®], utilizado para aquisição das curvas I-V e P-V, apresenta valores em OPC, ou seja, os parâmetros elétricos levando em consideração a irradiância e temperatura de operação do módulo FV no exato momento da medição. No entanto, os parâmetros elétricos fornecidos pelo fabricante, conforme apresentados na Tabela I, são referentes à STC, ou seja, com irradiância de 1000 W/m² e temperatura a 25 °C. Com o objetivo de comparar os valores obtidos em campo com os valores de referência (STC), o equipamento de medição utilizado faz as conversões dos parâmetros elétricos obtidos no momento da medição (OPC) para os valores padrão de teste (STC), fornecendo em porcentagem a diferença entre a potência gerada e a potência nominal, o qual é necessário para o diagnóstico do estado operacional dos módulos fotovoltaicos.

Para a validação dos resultados práticos alcançados, estes foram confrontados com os dados obtidos em modelos computacionais implementados nas plataformas PVsyst[®] e MATLAB/Simulink[®], levando em consideração as mesmas condições operacionais dos módulos, isto é, a temperatura de operação das células e a irradiação incidente no plano dos módulos fotovoltaicos, portanto, valores em OPC, sendo esses parâmetros de referência para os valores obtidos também em OPC pelo instrumento Solar I-V[®]. A diferença obtida entre potência gerada e a referência é dada em porcentagem, permitindo, dessa forma, a comparação entre as discrepâncias encontradas pelo equipamento e pelos modelos computacionais.

Nos softwares PVsyst[®] e MATLAB/Simulink[®], a partir dos dados fornecidos pelo fabricante, é possível observar que os dados em STC (1000W/m² e 25°C) da curva característica dos módulos estão em consonância com os dados apresentados no *datasheet*, conforme ilustrado na Fig. 4 e Tab. 2, comprovando, dessa forma, a confiabilidade dos modelos computacionais utilizados como referência para as análises dos resultados práticos em OPC. Maiores detalhes sobre os modelos desenvolvidos na plataforma MATLAB/Simulink[®] podem ser encontrados em (Souza *et al.*, 2016).

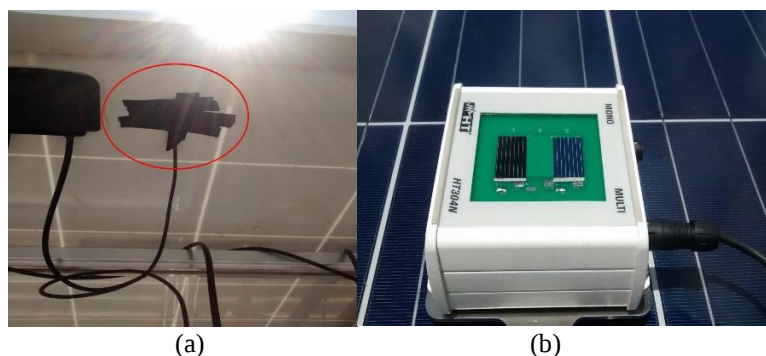


Figura 3 – (a) Sensor de temperatura e (b) Sensor de irradiância.

Tabela 2 - Potências de datasheet e simuladas nas plataformas computacionais.

SUN EARTH TPB156-60-P (1000W/m ² e 25°C)			
	Datasheet	PVsyst [®]	MATLAB/Simulink [®]
P _{MPP}	235 W	236,9 W	238,9 W

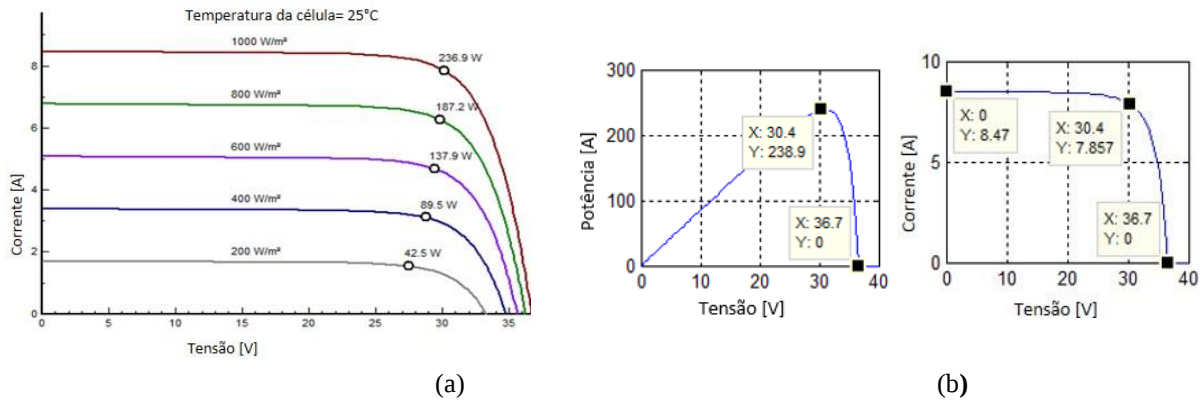


Figura 4 - (a) Curva I-V do módulo Sun Earth 235Wp em STC obtidas no PVsyst® e (b) Curvas I-V e P-V do módulo Sun Earth 235Wp em STC obtidas no MATLAB/Simulink®.

3 Resultados

3.1 Inspeção Visual

Ao final da inspeção foram identificadas algumas formas de degradação visíveis apenas nos módulos da Kyocera (Fileiras E e F), como a descoloração do material encapsulante e um tipo peculiar de degradação conhecida por *snail track*. Na Fig. 5 são apresentadas duas fotos que ilustram os módulos fotovoltaicos no dia da instalação e ao final do terceiro ano, ficando evidente a descoloração por completo do material encapsulante dos módulos KD135SX-UPU da Kyocera. Na Fig. 6 (a), representada pelo módulo com maior número de degradações visuais do sistema, localizado na posição 6F (Fig.2(c)), é possível observar o *snail track* (representado pelo número 2 na imagem), identificado em três dos oito módulos KD135SX-UPU da Kyocera (Fileira F), e a descoloração do material encapsulante (representada pelo número 1 na imagem) nas células localizadas imediatamente acima da posição em que está instalada a caixa de junção, sendo também identificada nos outros 15 módulos da Kyocera (Fileiras E e F). Vale evidenciar que a intensidade da degradação e a quantidade de células afetadas variam de um módulo para outro.

Ainda com relação aos módulos da Kyocera, é apresentada na Fig. 6 (b), uma severa degradação em duas células do módulo, localizado na posição 8E (Fig.2(c)). Essa ocorreu em Fevereiro de 2015, em apenas 22 meses após a instalação, sendo ocasionada por uma falha na impermeabilização da caixa de junção a qual danificou permanentemente o módulo fotovoltaico. Atualmente, o módulo 8E se encontra desconectado da *string* fotovoltaica. Por fim, cabe ressaltar que a Kyocera foi comunicada acerca do dano e atribui a responsabilidade do ocorrido ao usuário final. Com relação aos demais sinais de degradações observados, a empresa foi informada e ainda não se manifestou.

Com relação aos demais módulos, cabe destacar que nenhum sinal visível de degradação foi identificado, mesmo nos módulos TPB156-60-P 235W da Sun Earth (Fileira A) que se encontram em operação desde Agosto de 2013.



Figura 5 - Fotos dos módulos Kyocera (Mesa 3 - Fileira F), modelo KD135SX-UPU, evidenciando o efeito da descoloração precoce das células fotovoltaicas no dia instalação, em 12/08/2011 e em 09/04/2015.

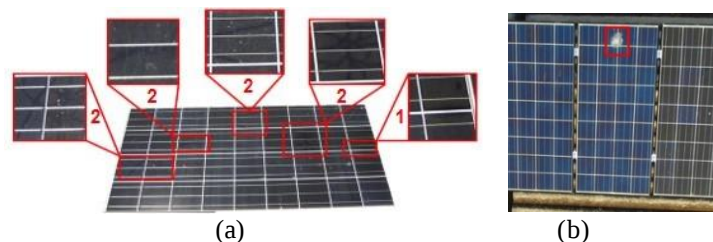


Figura 6 - (a) Módulo Kyocera (6F), modelo KD135SX-UPU, com a maior quantidade de degradações como descoloração acentuada do material encapsulante (representada pelo número 1 na imagem), e *snail track* (representado

pelo número 2 na imagem) e (b) Módulo com células danificadas por falha na impermeabilização da caixa de junção (8E-Kyocera).

3.2 Análise Termográfica

Na sequência foram obtidas imagens termográficas para todos os módulos da instalação com o intuito de avaliar a distribuição térmica e identificar a existência de pontos quentes (Hot Spots), os quais a longo prazo podem contribuir para danos irreversíveis dos módulos (Packa *et al.*, 2016). Os resultados encontrados para os módulos das fileiras A (Sun Earth), B (Amerisolar), C (Canadian Solar) e D (Canadian Solar), foram considerados dentro das condições normais, ou seja, sem diferenças significativas na distribuição de temperatura observada na superfície dos módulos. Todavia, nos módulos fotovoltaicos das fileiras E (Kyocera 140W) e F (Kyocera 135W), observou-se um sensível aumento de temperatura nas células localizadas imediatamente acima do local em que está instalada a caixa de junção, podendo ser imputado a estas células uma condição anormal de operação, como exemplificado na Fig. 7, em que a temperatura mais baixa no módulo estava em torno de 52 °C, enquanto que a temperatura no ponto quente estava em torno de 66,9 °C, portanto uma variação de 14,8 °C. Tal fato pode ser correlacionado à existência de descoloração do material encapsulante das referidas células.

A degradação térmica poderia acarretar uma falha prematura dos módulos em questão, caso houvesse uma evolução desse defeito, além de possível queda na taxa de desempenho do sistema ao longo dos anos (Chandel *et al.*, 2015), o que poderia gerar prejuízos financeiros.

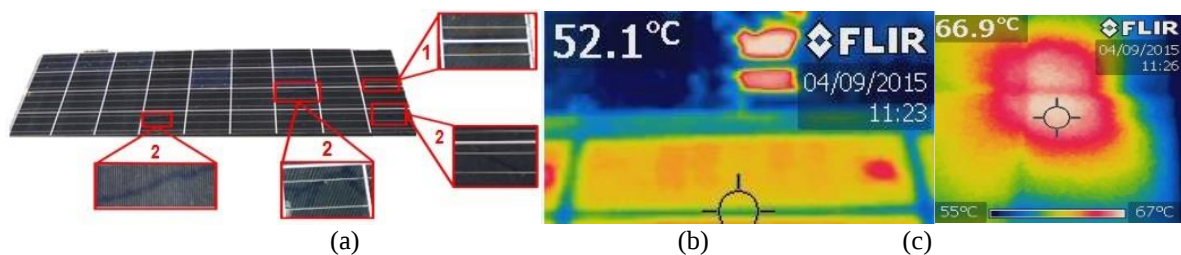


Figura 7 – (a) módulo com sinais de degradação, (b) imagem termográfica do módulo completo e (c) imagem termográfica com foco no *Hot Spot* identificado sobre a caixa de junção.

3.3 Análise dos Parâmetros elétricos

Seguindo os métodos utilizados para avaliação de uma usina fotovoltaica, todos os módulos que compõem o sistema foram submetidos a testes para obtenção das curvas I-V e P-V, exceto o 8E da Kyocera que foi desconectado do sistema devido à falha na impermeabilização da caixa de junção. Inicialmente, todos os módulos foram devidamente limpos e as principais características operacionais dos módulos, fornecidas pelos seus respectivos fabricantes, foram inseridas no instrumento de medição (Solar I-V®).

Os módulos foram analisados isoladamente e, em seguida, foram realizados ensaios para cada *string* fotovoltaica, ambos em horários com temperatura entre 45°C e 57°C. De posse dos dados encontrados, alguns resultados foram selecionados para apresentação neste trabalho, a saber:

- Fileira B - os resultados apresentados na Fig. 8 referem-se ao módulo 4B (Amerisolar AS-6P30-250W). Este apresentou menor geração de potência dentre os 47 módulos analisados. O ponto de máxima potência medido (OPC) foi de 178,63W (56°C e 927W/m²). Convertendo os resultados em STC, a potência máxima aferida foi de 216,96W, enquanto que o valor nominal fornecido pelo fabricante é de 250 Wp. Portanto, observa-se uma variação entre a potência gerada (STC) e a potência nominal de -13,27%. A tolerância negativa (tol-) informada pelo fabricante é igual a 0% e a positiva (tol+) é igual a 3%. Dessa forma, é possível inferir que o módulo em questão NÃO está em conformidade com o que é apresentado pela folha de dados do fabricante. No PVsyst® a máxima potência encontrada foi de 203,34W (OPC) e no e MATLAB/Simulink® foi de 209,1W (OPC), portanto, variação com relação a potência (em OPC) de -12,13% e -14,58%, respectivamente. Tais resultados, apresentados na Tab. 3, comprovam a eficácia das medições realizadas *in loco*, já que a variação com relação à potência encontrada pelo instrumento Solar I-V® se manteve próxima a variação obtidas nos modelos computacionais.
- Fileira F - o módulo 6F (Kyocera) apresentou a maior quantidade de sinais visíveis de degradação se comparado aos demais módulos analisados. As curvas I-V e P-V obtidas, demonstraram que este módulo apresenta o menor desempenho dentre os módulos da fileira F, causando uma perda por *missmatch* na *string*. Conforme ilustrado na Fig. 9, o módulo 6F apresentou uma variação entre a potência gerada e a potência nominal em torno de -12,31%, enquanto que os restantes dos módulos da mesma *string* se mantiveram com essa diferença de potência entre -3% e -7%. As curvas I-V e P-V para a *string* fotovoltaica em questão foram obtidas com e sem a inclusão do módulo 6F. Observou-se que com a retirada deste módulo, a diferença entre a potência gerada e a potência nominal passou de -8,30% (com o módulo 6F) para -5,93% (sem o módulo 6F), conforme evidenciado nas Figs. 10 e 11, corroborando com a análise individual realizada.

Procedimentos análogo foram adotados para análise dos demais módulos, individualmente e por *string*.

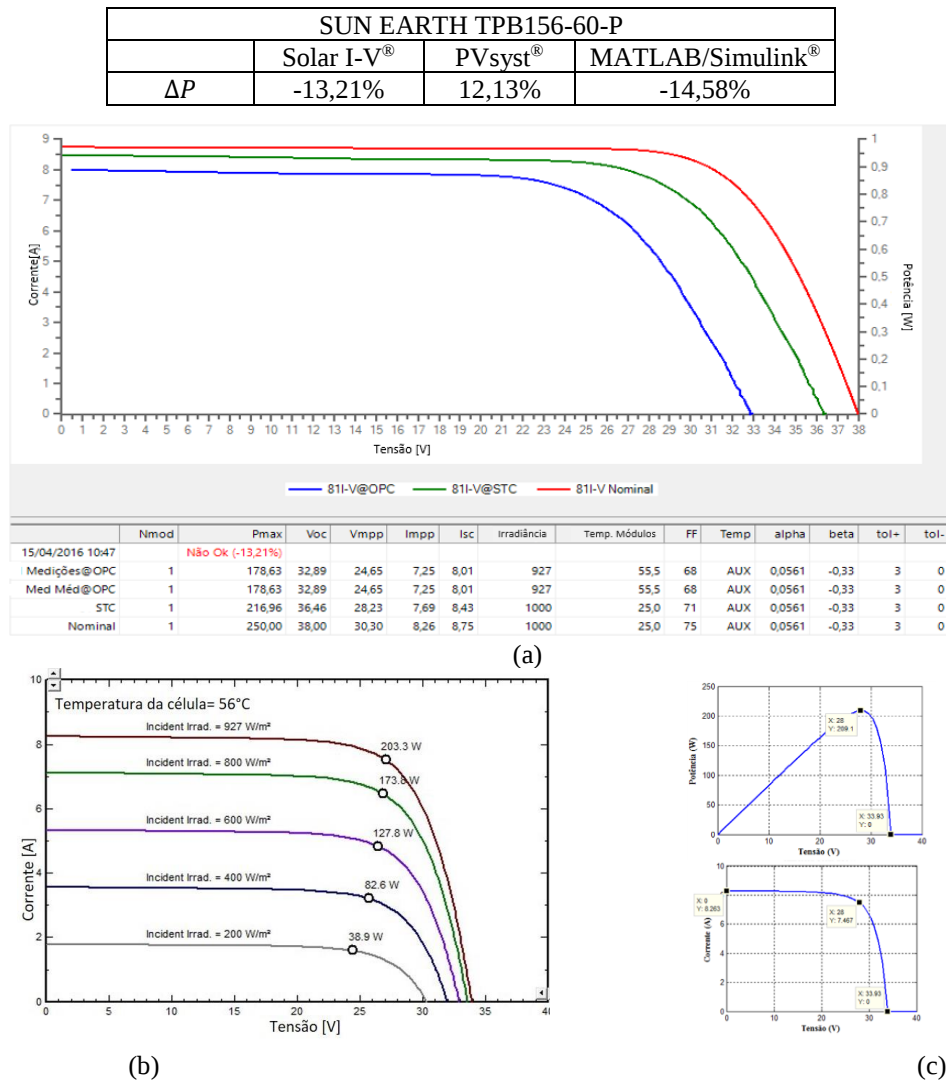
Tabela 3 - Potências de *datasheet* e simuladas nas plataformas computacionais para o módulo 4B (AS-6P30-250W).

Figura 8 - (a) Curvas I-V do módulo 4B (AS-6P30-250W) obtidas em OPC e STC pelo Solar I-V®, (b) Curvas em OPC pelo PVsyst® e (c) Curvas em OPC pelo MATLAB/Simulink®.

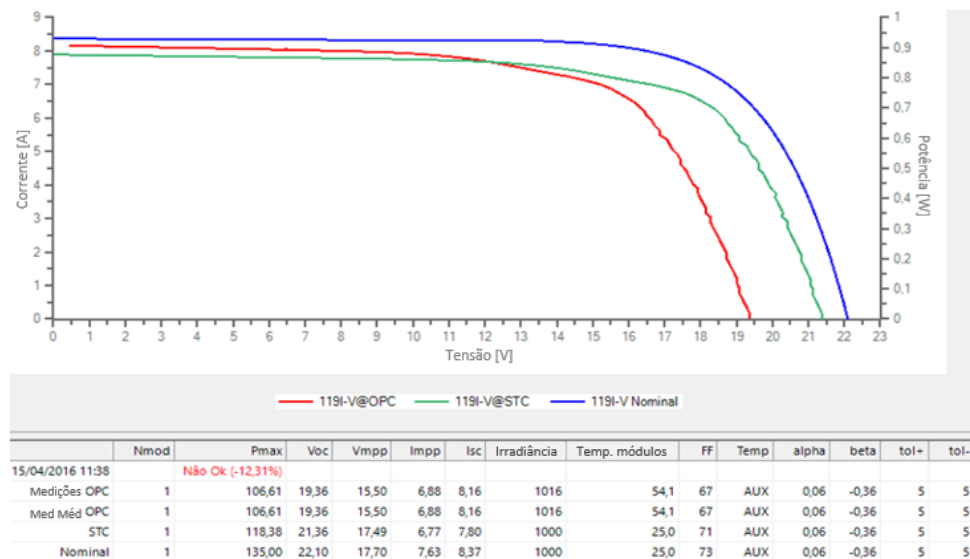


Figura 9 - Curvas I-V do módulo 6F (KD135SX-UPU-Kyocera), obtidas em OPC e STC pelo Solar I-V®.

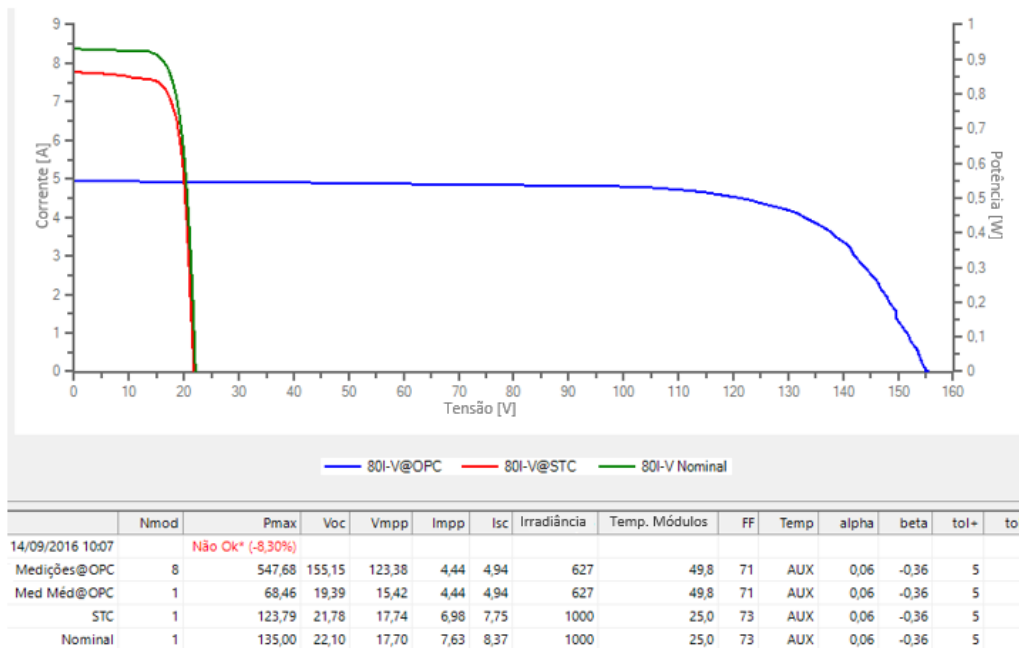


Figura 10 - Curvas I-V da fileira F (Kyocera), com todos os módulos, obtidas em OPC e STC pelo Solar I-V®.

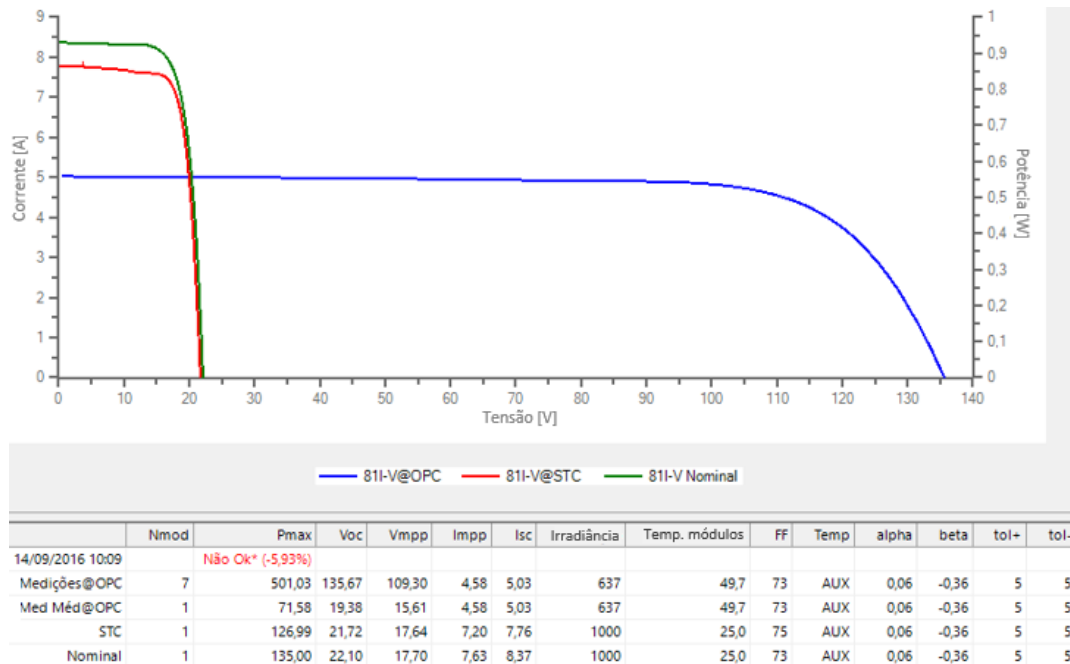


Figura 11 - Curvas I-V da fileira F (Kyocera), com a retirada do módulo 6F, obtidas em OPC e STC pelo Solar I-V®.

Apesar do potencial de geração de energia solar fotovoltaica devido à alta irradiação incidente, de acordo com as medições, as strings ainda apresentaram uma geração menor que o garantido pelos fabricantes. Portanto, novas medições foram realizadas afim de correlacionar a temperatura de operação das células, que exerce uma forte influência sobre o desempenho dos módulos, com os resultados de menor desempenho encontrados. Medições realizadas nas primeiras horas do dia (7:00 às 10:00), período em que a temperatura de operação das células varia entre 10°C e 45°C, indicam que há maior coerência entre os valores de potência máxima informada pelo fabricante e a potência máxima aferida *in loco* para dois dos modelos analisados (Kyocera 140W e Canadian Solar 255W). Através da Fig. 12 (valores em STC) é possível observar que para a fileira C (Canadian) foi obtida uma geração de +3,4% acima da potência nominal, para fileira D (Canadian) uma geração de +3,14% acima da potência nominal e para fileira E (Kyocera 140W) uma geração de +2,75% acima da potência nominal, portanto, para temperaturas amenas, é possível certificar que os desempenhos apresentaram resultados melhores. Para as fileiras A (Sun Earth), B (Amerisolar) e F (Kyocera 135W) foram obtidas discrepâncias de -1,83%, -8,18% e -7,79%, respectivamente, podendo concluir, dessa forma, que os mesmos continuam apresentando uma geração de potência abaixo da nominal.

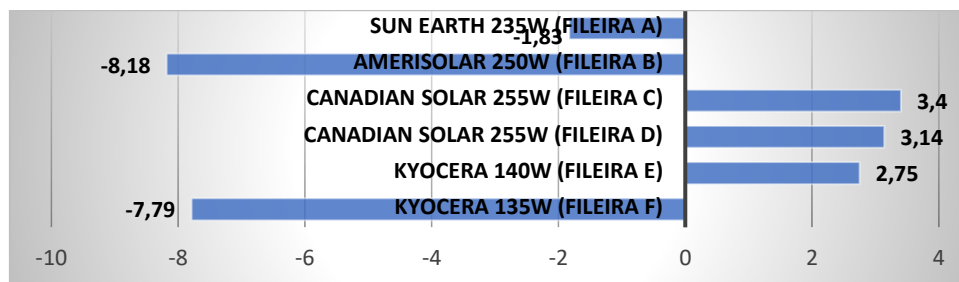


Figura 12 – Testes realizados na parte da manhã (entre 10°C e 45°C).

4 Conclusões

Com base no estudo realizado neste trabalho, é possível concluir que apenas com a aplicação de um único método, seja ele a inspeção visual, a avaliação térmica ou análise dos parâmetros elétricos e curvas I-V, não seria possível imputar um diagnóstico de anormalidade ou até mesmo a invalidação dos módulos fotovoltaicos, já que, dessa forma, a avaliação seria insuficiente para obtenção de resultados conclusivos. Nestas circunstâncias, para que a avaliação do desempenho dos módulos fotovoltaicos seja confiável é preciso que sejam aplicados, portanto, todos os métodos relatados neste trabalho.

A partir dos testes realizados, a título de exemplo da aplicação dos métodos para avaliação de módulos fotovoltaicos, foi possível obter algumas informações sobre a micro usina instalada nas dependências do NUPEP-UFU.

Através da termografia, foram observados em todos os módulos da Kyocera a presença de pontos quentes, nas células localizadas logo acima da caixa de junção. Nas referidas células, através de uma inspeção visual, foi possível observar uma expressiva descoloração, provavelmente em decorrência das elevadas temperaturas de operação das mesmas. Também foi observado em todos os 8 módulos KD135SX-UPU da Kyocera um escurecimento por completo dos módulos devido a descoloração do material encapsulante. Além disso, observou-se um tipo de degradação denominada na literatura por *snail track*. Nos demais módulos FV nenhum sinal de degradação aparente foi encontrado.

Analizando-se as curvas I-V e P-V obtidas *in loco*, e os resultados obtidos através dos modelos computacionais analisados nas plataformas PVsyst® e MATLAB/Simulink®, evidencia-se a confiabilidade das medições no que tange à obtenção dos principais parâmetros elétricos (I_{SC} , V_{OC} , I_{MPP} , V_{MPP} e P_{MPP}) utilizados para a definição do estado operacional dos módulos fotovoltaicos.

Diante do exposto, as análises realizadas para cada módulo, em horários com temperaturas entre 45°C e 57°C (10:00 às 15:00), tendo como base os dados fornecidos pelos fabricantes que indicam uma tolerância negativa de potência de 0% para Sun Earth, 0% para Amerisolar, 0% para Canadian Solar e -5% para Kyocera, evidenciam que todos os módulos fotovoltaicos, exceto o 5F da Kyocera, apresentaram um desempenho aquém do esperado, indicando uma variação média entre a potência gerada e a nominal, com relação aos testes individuais, de -10,28% para os módulos da Sun Earth (*String A*), -9,87% para os módulos da Amerisolar (*String B*), -6,855% e -7,39% para os módulos da Canadian Solar (*Strings C e D*), -7,68% e -6,76% para os módulos da Kyocera (*String E e F*). Os testes realizados em cada *string* também mostraram que os resultados permaneceram abaixo da tolerância negativa indicada pelo fabricante, com uma variação média entre potência gerada e a potência nominal de -12,98% para a *string A* (Sun Earth), -12,17% para *String B* (Amerisolar), -9,38% e -9,88% para *String C e D* (Canadian Solar), -8,36% e -9,78% para *String E e F* (Kyocera).

Por meio dos testes realizados na parte da manhã, com temperatura de operação das células mais baixa, foi possível verificar que os módulos da Canadian Solar (*String C e D*) e Kyocera 140W (*String E*) apresentaram um maior desempenho, no entanto, os módulos da Sun Earth (*String A*), Amerisolar (*String B*) e Kyocera 135W (*String F*), apesar de apresentar uma pequena melhora, continuaram com a geração de potência abaixo da nominal, o que pode estar relacionado com algum tipo de degradação ou até mesmo com a qualidade do material dos módulos.

Vale ressaltar que apesar das degradações presentes em alguns módulos analisados, estas não foram suficientes para invalidá-los de sua operação na usina fotovoltaica em questão e mesmo os módulos apresentando um desempenho abaixo do esperado, estes dispõem de uma geração de energia significativa devido à alta irradiação incidente no local.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à CAPES, CNPq, UFU e Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – FEELT pelo suporte financeiro e estrutural.

REFERÊNCIAS

- Alshushan, M. A. S., Saleh, I. M., 2013. Power degradation and performance evaluation of PV modules after 31 years of work, 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 2977-2982.
- Buerhop, C., Fecher, F. W., Pickel, T., Häring, A., Adamski, T., Camus, C., Hauch, J., Brabec C.J., 2017. Verifying defective PV-modules by IR-imaging and controlling with module optimizers, 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2017).

- Chandel, S. S., Naik, M. N., Sharma, V., 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*, Vol. 78, pp. 193-202.
- Djordjevic, S., Parlevliet, D., Jennings, P., 2015. Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia”, in *Renewable Energy*, Vol. 67, pp. 215-221.
- Gasparin, F. P., Bühler, A. J., Rampinelli, G. A., Krenzinger, A., 2016. Statistical analysis of I–V curve parameters from photovoltaic modules, *Solar Energy*, Vol. 131, pp. 30-38.
- Jaegel, B., Cosic, M., Arp, J., 2014. Investigation of c-Si modules degradation and recovery effect under high potentials: CV-PID, 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), pp. 937-942.
- Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K. A., Kato, K., Friesen, T., Liu, H., Iseghem, M. V., 2014. Review of Failures of Photovoltaic Modules, IEA International Energy Agency, Task 13.
- Munoz, M. A., Alonso-Garcia, M.C., Nives, V., Chenlo, F., 2011. Early Degradation of Silicon PV Modules and Guaranty Conditions, *Solar Energy*, Vol. 85, pp. 2264-2274.
- Ndiave, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M. F., Ndiave, P., Sambou, V., 2013. Degradations of Silicon Photovoltaic Modules: A Literature Review, *Solar Energy*, Vol. 96, pp. 140-151.
- Oliveira, M. C. C., Diniz, A. S. A. C., Viana, M. M., Lins, V. F. C., 2017. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review, *Renewable and Sustainable Energy Review*.
- Packa, J., Perný, M., Šály, V., Váry, M., 2016. Chosen diagnostic methods of photovoltaic modules, *Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE)*, pp. 29-33.
- Park, N. C., Joeng, J.S., Kang, B.J., Kim, D.H., 2013. The effect of encapsulant discoloration delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module, *Microelectronics Reliability*, vol. 53, pp. 1818-1822.
- Sharma, V., Chandel, S.S., 2016. A novel study determining early life degradation of multi-crystalline-silicon photovoltaic modules observed in western Himalayan Indian climatic conditions, *Solar Energy*, Vol. 134, pp. 32-44.
- Sharma, V., Chandel, S.S., 2013. Performance and degradation analysis for long term reability of solar photovoltaic systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 27, pp 753-767.
- Souza, A. C., Melo, F. C., Oliveira, T. L., Tavares, C. E., 2016. Performance analysis of the computational implementation of a simplified PV model and MPPT algorithm, *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 14, no.2, pp. 792-798.
- Tsanakas, J. A., Ha, L., Buerhop, C., 2016. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 62, pp. 695-709.
- Tsanakas, J. A., Vannier, G., Plissonnier, A., Ha, D. L., Barruel, F., 2015. Fault diagnosis and classification of large-scale photovoltaic plants through aerial orthophoto thermal mapping, *Proceedings of the 31st European photovoltaic solar energy conference and exhibition (EU PVSEC 2015)*.
- Zheng, H., Li, S., Challoor, R. Proano, J., 2014. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations, *Renewable Energy*, vol 68, pp. 58-66.
- Zlatov, N., Iliev, I., Terziev, A., Kamburova, V., 2014. Influence of climatic data and degradation factor on the efficiency of the photovoltaic modules, *Research and Education in Mechatronics (REM)*, 2014 15th International Workshop on, pp. 1-5.

A CONTRIBUTION TO THE STUDY OF EVALUATION METHODS OF THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC MODULES IN REAL OPERATING CONDITIONS

Abstract. *This paper presents a study focused on the important methods used to evaluate the electric performance of photovoltaic modules. For that, was used the photovoltaic plant installed in the dependencies of the Research Laboratory in Power Electronics of the Federal University of Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFU). We analyzed 48 photovoltaic modules of 5 different models, totaling a peak power of 10,20 kWp. Initially, all modules were cleaned properly. With the purpose of evaluating the visual degradation an inspection was performed and for analysis of thermal distribution on the surface of the modules, thermographic images were obtained and evaluated in order to identify hot spots and to associate them with the signs of degradation identified. Additionally, with the objective of quantify the impact of failures in the electric performance, the I-V and P-V curves were measured in loco, individually and by string, to obtain the main electrical parameters. The results were compared with the data obtained by the computational models, considering the same climatic conditions (temperature and irradiation). At the end of the tests, it was verified that 15 modules presented visual degradation as the snail track and discoloration of the encapsulating material, as well as the thermal degradation characterized by the hot spots. Furthermore, all the modules have power generation lower than expected, with the worst results for the Kyocera module with the higher number of degradation and for the tests performed on the days with the highest temperatures.*

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