

ANÁLISE DE DEGRADAÇÃO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E OS IMPACTOS NO DESEMPENHO DO SISTEMA

Aline M. Silva, Douglas B. Tsukamoto, Arthur C. Souza, Fernando C. Melo, Luiz C. G. Freitas
Universidade Federal de Uberlândia (UFU) – Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT)
Núcleo de Pesquisas em Eletrônica de Potência (NUPEP)
Uberlândia, MG

E-mails: alinefeelt@hotmail.com, fernandocardoso101@gmail.com, lcgfreitas@yahoo.com.br

Resumo - Este trabalho descreve o estudo voltado para compreensão e análise das principais formas de degradação a que estão sujeitos os módulos fotovoltaicos e a sua influência no desempenho de sistemas de geração de energia fotovoltaica conectados à rede elétrica. Para tanto, foram identificadas e analisadas as formas de degradação encontradas em todos os módulos instalados no Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Uberlândia (NUPEP-FEELT-UFU). Ao todo, foram analisados 47 módulos de 5 modelos diferentes: KD135SX UPU e KD140SX UFBS da Kyocera, TPB156-60-P 235W da Sun Earth, CSI CS6P-255P da Canadian Solar e AS-6P30-250W da Amerisolar. Foram realizadas análises termográficas e as curvas I-V e P-V de cada módulo foram medidas in loco para a obtenção dos principais parâmetros utilizados para aferição da qualidade dos módulos fotovoltaicos. Para validar os resultados encontrados, estes foram confrontados com os dados obtidos através de modelos computacionais, levando-se em consideração as mesmas condições operacionais, i.e., temperatura de operação das células e irradiação incidente no plano dos módulos no momento em que as medições foram realizadas.

Palavras-Chave - Degradação, Módulos Fotovoltaicos, Sistemas Fotovoltaicos.

ANALYSIS OF DETERIORATION IN PHOTOVOLTAIC MODULES AND ITS IMPACTS ON THE SYSTEM PERFORMANCE

Abstract - This paper aims on the understanding and analysis of the main forms of degradation that PV modules are subject, and their influence on photovoltaic power generation grid-connected systems performance. Therefore, the degradation forms were identified and analyzed for the 47 modules installed in the Power Electronics Laboratory, at the Federal University of Uberlândia (UFU-NUPEP-FEELT). The study was performed using five different modules: KD135SX KD140SX UFBS UPU and Kyocera, TPB156-60-P 235W

Sun Earth, CSI CS6P-255P Canadian Solar and AS-6P30-250W of Amerisolar. The I-V and P-V curves of each module were measured for obtaining the main parameters to assess the quality of the PV modules. To validate these results, the measurements data was compared with respect to computational models considering the same operating conditions, i.e., the operating cell temperature and the incident radiation at the modules plane, considering the same time period of the measurements.

Keywords - Degradation, Photovoltaic Modules, Photovoltaic Systems.

I. INTRODUÇÃO

A degradação dos módulos fotovoltaicos refere-se à danos causados, geralmente, por reações químicas e/ou mecanismos físicos, ocasionando perdas graduais de suas principais características elétricas e de materiais. Como consequência, estes passam a operar fora dos limites de qualidade esperados, impactando negativamente no desempenho da planta fotovoltaica. O estudo dos tipos de degradação é de grande dificuldade e complexidade em condições reais de operação, uma vez que seus efeitos são observados a longo prazo. De acordo com [1]-[2], entre os vários tipos de degradação identificados, a descoloração, quebras/fissuras, corrosão e delaminação são os tipos mais frequentemente encontrados. Neste cenário, vale destacar:

- Descoloração de módulos fotovoltaicos: trata-se da degradação do material encapsulante. Uma das possíveis causas são as altas temperaturas e seu principal efeito é a redução do poder de absorção de energia solar pelo material no local da descoloração.

- Delaminação de módulos fotovoltaicos: consiste na perda de aderência entre partes do módulo fotovoltaico, podendo causar uma maior reflexão e perda de potência e, consequentemente, diminuição da eficiência.

- Corrosão de módulos fotovoltaicos: processo de deterioração do material metálico, causado principalmente pela umidade e ocorre geralmente entre a célula fotovoltaica e a moldura metálica.

- Quebras e fissuras nos módulos fotovoltaicos: as células solares são extremamente frágeis e, dessa maneira, as quebras ou fissuras ocorrem, na maioria dos casos, no momento do transporte, instalação ou manutenção dos módulos fotovoltaicos. Isso pode facilitar a entrada de umidade e o aparecimento de outras formas de degradação.

- Pontos quentes: refere-se à elevação de temperatura de um determinado local da célula, causados geralmente por sombreamento, sujeira ou por células defeituosas. Para



XIV CEEL - ISSN 2178-8308
03 a 07 de Outubro de 2016
Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Uberlândia - Minas Gerais - Brasil

limitar a tensão reversa provocada pelas células sombreadas é utilizado o diodo *bypass*, no intuito de limitar o aumento da temperatura [3].

O módulo é identificado pela sua potência elétrica de pico e o conhecimento de suas características elétricas, é de extrema importância para a análise de desempenho do mesmo. A potência de pico é conhecida através do ensaio feito em condições STC, ou seja, garantindo uma irradiância de 1000 W/m^2 , AM 1,5 e temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, conforme apresentado na Tabela 1.

A partir das curvas I-V e P-V é possível determinar os principais parâmetros elétricos característicos dos módulos fotovoltaicos para avaliação de desempenho [4], a saber:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC});
- Corrente de curto-circuito (I_{SC});
- Ponto de máxima potência ($P_{Máx}$);
- Fator de forma (*Fill-Factor* - FF);
- Eficiência (η).

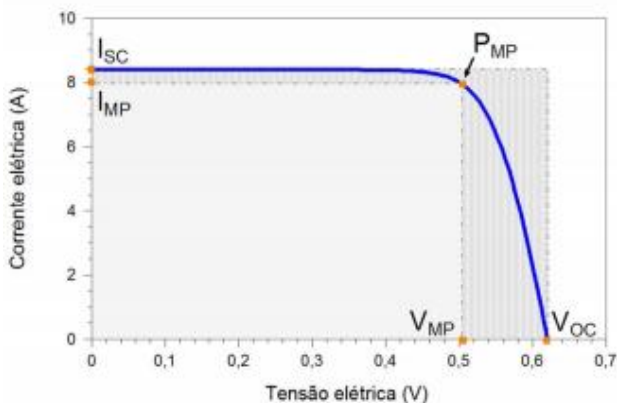


Fig. 1. Representação da curva I-V, sob condições nominais de ensaio. Pinho e Galdino (2014, p. 118).

Além da importância de se conhecer os parâmetros elétricos para avaliação do módulo fotovoltaico, o uso de técnicas de termografia são frequentemente utilizadas para detectar falhas através da análise da distribuição térmica dos módulos. O fluxo de corrente elétrica em células com defeitos provoca um aumento na temperatura das mesmas, o que pode ser claramente identificado através de imagens termográficas.

II. METODOLOGIA

Para a realização do estudo proposto, 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). Esta é composta por 47 módulos de 5 modelos diferentes, a saber: 08 KD135SX UPU e 07 KD140SX UFBS da Kyocera, 08 TPB156-60-P 235W da Sun Earth, 16 CSI CS6P-255P da Canadian Solar e 08 AS-6P30-250 da Amerisolar. Os critérios de desempenho dos módulos fotovoltaicos da KYOCERA que se encontram em operação por 18 meses, da CANADIAN recém instalados e em operação a cerca de 5 meses, da Sun Earth em operação por mais de 24 meses e da AMERISOLAR recém instalados e em operação há 2 meses, foram avaliados.

Na Figura 2 é apresentado o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico instalado no Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Uberlândia.

Os 08 módulos da Sun Earth alimentam um inversor de 2 kW (FRONIUS IG 2000). Os 16 módulos da Canadian e os 08 da Amerisolar estão alimentando um inversor de 5 kW (ABB PVI-5000-TL-OUTD), os quais permitem a conversão da energia cc dos módulos fotovoltaicos em energia ca, que é injetada na rede elétrica de baixa tensão [5]. Os módulos da Kyocera, por sua vez, a partir de 2016 não foram ligados a um inversor conectado à rede elétrica, permanecendo à disposição para ensaios de inversores solares em desenvolvimento no laboratório. Todavia, foram devidamente instalados e analisados.

Inicialmente foi realizado uma inspeção visual dos módulos fotovoltaicos para detecção de sinais de degradação que por ventura possam estar presentes nos módulos, em seguida todos os módulos que compõem o sistema foram fotografados e mapeados, conforme ilustrado na Figura 3 e suas respectivas imagens termográficas foram obtidas.

Na sequência dos trabalhos, todos os módulos identificados foram submetidos a ensaios experimentais utilizando-se do instrumento I-V 400 para obtenção das curvas I-V e P-V e, por consequência, seus principais parâmetros elétricos. Para avaliação dos resultados práticos alcançados, estes foram confrontados com os dados obtidos em modelos computacionais implementados nas plataformas PVsyst e MATLAB.

Na Figura 4 é apresentado um exemplo do modelo criado no PVsyst, a partir dos dados fornecidos pelo fabricante (módulo Sun Earth-TPB156-60-P 235W). Observa-se que os dados em STC ($1000 \text{ W/m}^2 - 25 \text{ }^\circ\text{C}$) são próximos aos fornecidos pelo fabricante, evidenciando a eficácia do modelo computacional criado e a ser utilizado como referência para as análises.

Já no ambiente MATLAB/simulink, foi implementado o módulo fotovoltaico por meios das ferramentas que o software disponibiliza. Maiores detalhes se encontram na referência[8], juntamente com seus respectivos equacionamentos.

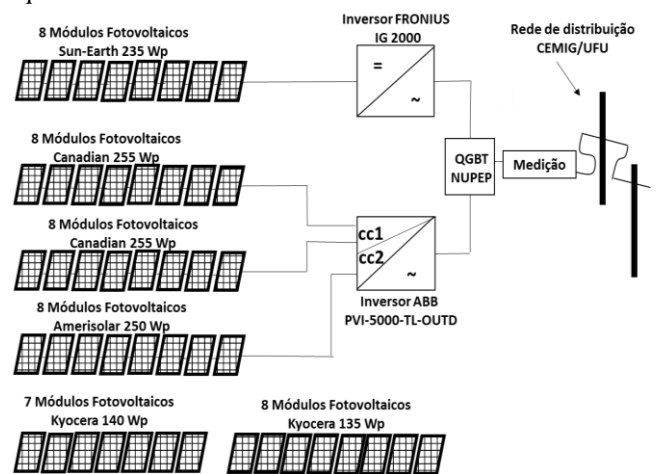


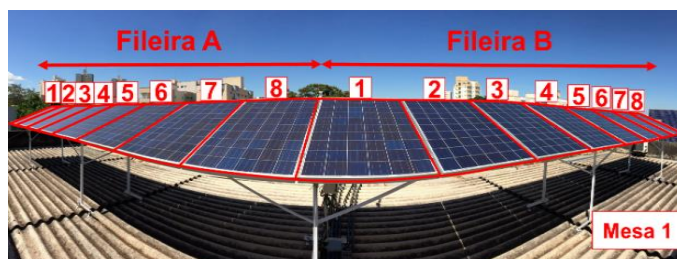
Fig. 2. Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico instalado no NUPEP

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

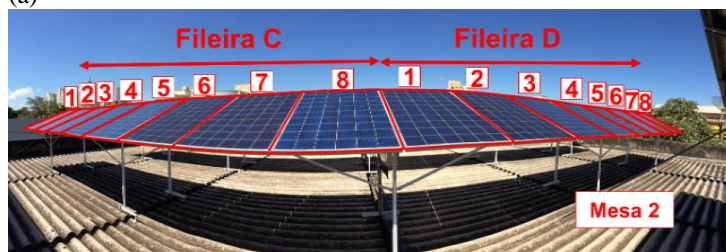
Parâmetro	Sun Earth TPB156-60-P 235W	Amerisolar AS-6P30-250W	Canadian CSI CS6P-255P	Kyocera KD135SX-UPU	Kyocera KD140SX-UPU
Potência, P _{máx}	235 W	250 W	255 W	135 W	140 W
Tensão MPP, V _{MPP}	29,2 V	30,3 V	30,2 V	17,7 V	17,7 V
Corrente MPP, I _{MPP}	8,05 A	8,26 A	8,43 A	7,63 A	7,91 A
Tensão de Circuito Aberto, V _{OC}	36,7 V	338 V	37,4 V	22,1 V	22,1 V
Corrente de Curto-Circuito, I _{SC}	8,47 A	8,75 A	9 A	8,37 A	8,68 A
Coefficiente de Temperatura V _{OC}	-0,128 V/°C	-0,125 V/°C	- 0,127 V/°C	-0,08 V/°C	-0,08 V/°C
Coefficiente de Temperatura da P _{Máx}	-1,1 W/°C	-1,1 W/°C	-1,1 W/°C	-0,6 W/°C	-0,6 W/°C
Coefficiente de Temperatura I _{SC}	0,00423 A/°C	0,00491 A/°C	0,00586 A/°C	0,00502 A/°C	0,00522 A/°C
Eficiência do Módulo, η	14,4% - Classe A	15,4% - Classe A	15,85% - Classe A	14,0% - Classe A	14,0% - Classe A



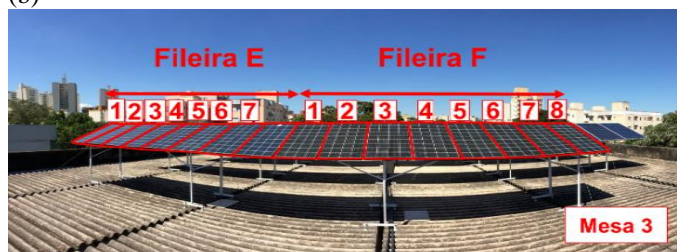
(a)



(b)

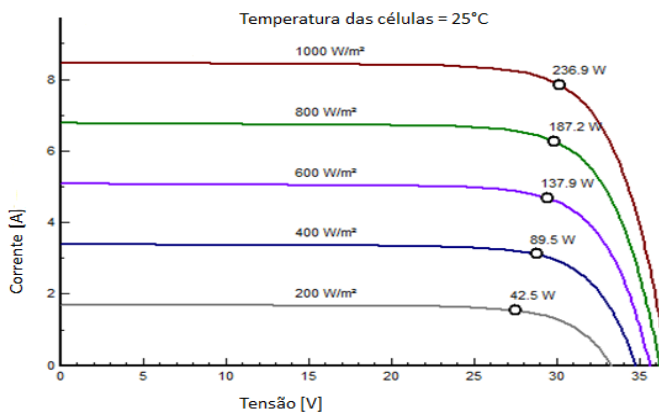


(c)



(d)

Fig. 3.a. Ilustração do posicionamento das mesas analisadas. b. Mesa 1. c. Mesa 2. d. Mesa 3



(a)

Sun Earth TPB156-60-P 235W	
Potência nominal (P _{max})	235 W
Tensão de circuito aberto (V _{OC})	36,7 V
Corrente de curto circuito (I _{SC})	8,47 A
Tensão MPP (V _{MPP})	29,2 V
Corrente MPP (I _{MPP})	8,05 A
Eficiência do módulo	14,4 %
Irradiância STC 1000 W/m ² , temperatura da célula 25°C, AM 1,5	

(b)

Fig. 4. a. Curva I-V (Sun Earth) em STC (1000 W/m² e 25°C) com os parâmetros elétricos do programa PVsyst. b. Parâmetros elétricos em STC (1000 W/m² e 25°C) fornecido pelo fabricante.

III. RESULTADOS PRELIMINARES

Nas Figuras 5 e 6 são apresentadas, como exemplo, as imagens termográficas para dois módulos, sendo um com mais de dois anos de operação (módulo da Sun Earth – Mesa 1, Fileira A, N°4) e um novo (módulo da Amerisolar – Mesa 1, Fileira B, N°4), respectivamente. Essas foram utilizadas para identificação de pontos quentes e para correlacioná-los com os sinais de degradação.

De acordo com a termografia, as análises para ambos (4A e 4B) foram satisfatórias, provando a inexistência de pontos quentes nos módulos fotovoltaicos em questão.

Na sequência os módulos foram submetidos a ensaios para obtenção das curvas I-V e P-V e os resultados in loco foram confrontados com os obtidos com os modelos implementados no PVsyst e MATLAB, conforme ilustram as Figuras 7 e 8. Estes últimos foram obtidos nas mesmas condições de irradiância e temperatura (927W/m²-56°C) medidas durante a obtenção das curvas I-V e P-V experimentais.

De acordo com os valores OPC do PVsyst e MATLAB em relação aos valores OPC fornecidos pelo instrumento I-V 400, é evidente a discrepância entre os valores esperados e os obtidos in loco.

Conforme os resultados apresentados na Figura 7 para o módulo 4A (Sun Earth -TPB156-60-P 235W), o ponto de máxima potência medido (OPC) pelo instrumento I-V 400 é de 144,1W (47°C e 751W/m²), sendo que o esperado encontrado pelo PVsyst é de 158,6Wp e pelo MATLAB 159,4Wp obtendo-se, dessa forma, uma discrepância

negativa de potência da ordem de - 9,14% em relação ao PVsyst e -9,6% em relação ao MATLAB.

O valor de potência em OPC medido pelo I-V 400 é corrigido para as condições STC e obtém-se uma potência máxima (P_{MPP}) da ordem de 210,04W, enquanto que o nominal fornecido pela folha de dados do fabricante é igual a 235Wp. Portanto, observa-se uma discrepância de -10,62%. Sendo a tolerância negativa (tol-) informada pelo fabricante igual a 0% e a positiva (tol+) igual a 5%, é possível inferir que o módulo em questão NÃO está em conformidade com o que é apresentado pelo fabricante.



Fig. 5. a. Fotografia do módulo 4A - TPB156-60-P 235W sem a presença de formas de degradação visíveis a olho nu. b. Imagem termográfica do módulo 4A - TPB156-60-P 235W.

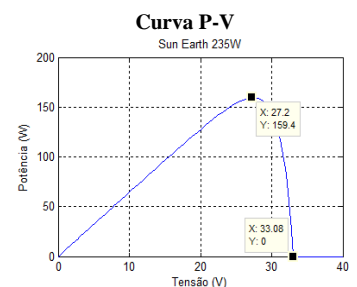
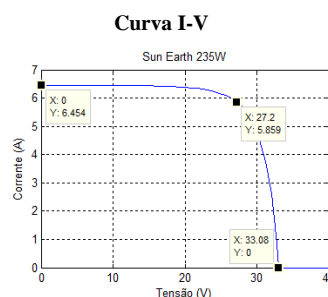
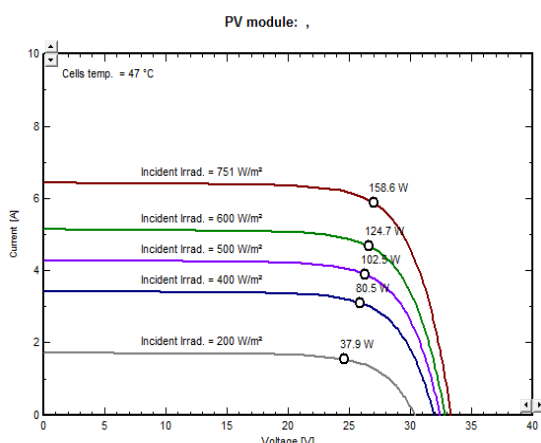


Fig. 7. a. Curvas I-V do módulo 4A -TPB156-60-P 235W obtidas em OPC e STC pelo I-V 400. b. OPC pelo PVsyst. c. OPC pelo MATLAB.

O módulo fotovoltaico que apresentou o melhor resultado entre os 47 analisados, apesar da presença de algumas

formas de degradação, conforme ilustrado na Figura 9, está localizado na posição 5F (Kyocera-KD135SX-UPU). Foi

identificando regiões com elevação de temperatura, atingindo o valor de 37,4 °C, que ocorre na região em que houve descoloração das células, que também é uma forma de degradação, localizadas sobre a caixa de junção do módulo, como também fissuras em algumas das células que compõem o módulo em questão.

Os resultados obtidos in loco foram confrontados com os resultados obtidos com os modelos desenvolvidos no PVsyst e MATLAB, conforme ilustra a Figura 10. Estes últimos foram obtidos nas mesmas condições de irradiância e temperatura (995 W/m²-54°C) medidas durante a obtenção das curvas I-V e P-V experimentais.

Analisando os resultados obtidos, o ponto de máxima potência medido (OPC) pelo instrumento I-V 400 é de

114,03 W (54°C e 995W/m²), sendo que o esperado encontrado pelo PVsyst é de 118W e pelo MATLAB é de 120 W obtendo-se, dessa forma, uma discrepância negativa de potência da ordem de - 3,46% em relação ao PVsyst e - 4,97% pelo MATLAB. Em STC obtém-se uma potência máxima (P_{MPP}) da ordem de 130,21W, enquanto que o nominal fornecido pela folha de dados do fabricante é de 135Wp. Portanto, observa-se uma discrepância de -3,55%. Sendo a tolerância negativa (tol-) informada pelo fabricante igual a -5% e a positiva (tol+) igual a 5%. Diante do exposto, é possível concluir que o módulo em questão está em conformidade com o que é apresentado pelo fabricante. Apesar do resultado positivo, a degradação identificada no módulo poderá afetá-lo a longo prazo.

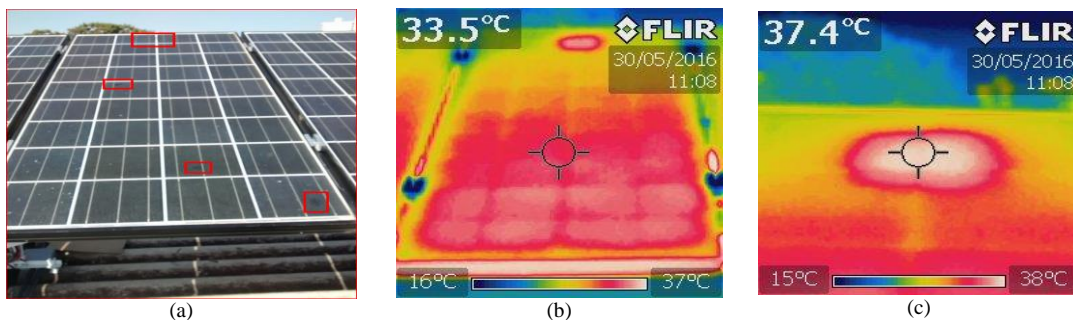
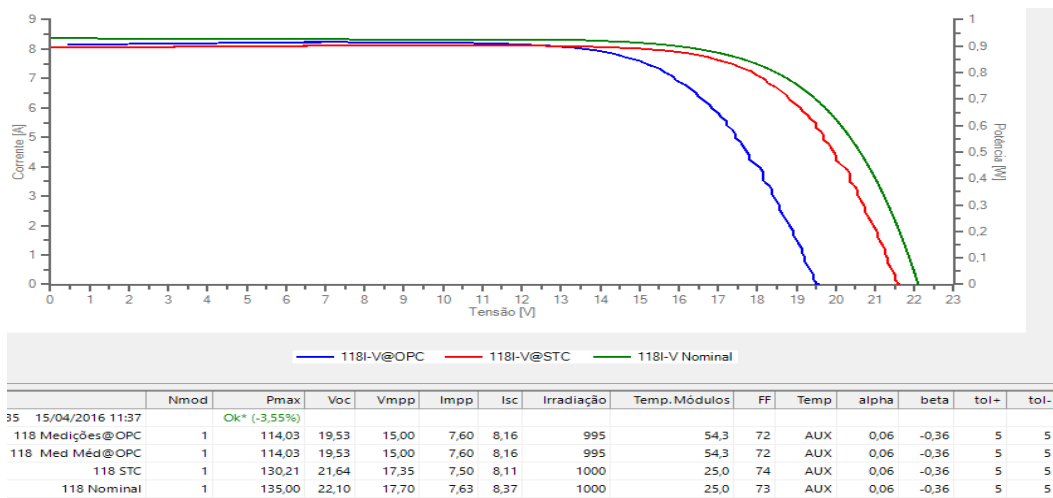
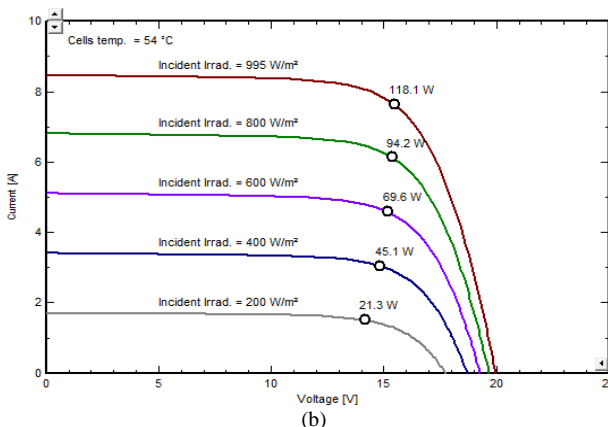


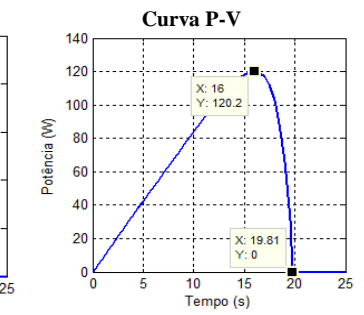
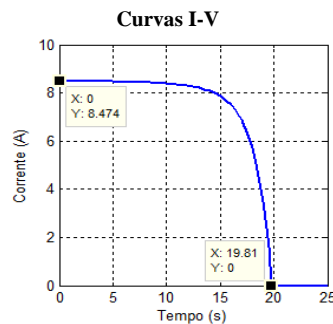
Fig. 8. a. Fotografia do módulo 5F - KD135SX-UPU identificando sinais de degradação por descoloração e fissuras. b. Imagem termográfica do módulo completo. c. imagem termográfica focalizada no local do ponto quente.



(a)



(b)



(c)

Fig. 9. a. Curvas I-V do módulo 5F - KD135SX-UPU obtidas em OPC (995 W/m² - 54°C) e STC utilizando o I-V 400. b. OPC pelo PVsyst. c. OPC pelo MATLAB.

Procedimento análogo foi adotado para análise dos demais módulos individualmente e por fileiras (*strings*). Os resultados encontrados por *strings*, por sua vez, são apresentados na Tabela II. Analisando os resultados obtidos, é possível concluir que todos os módulos da Kyocera (KD135SX-UPU e KD140SX-UFBS) se encontram com algum tipo de degradação que pode levar a redução precoce do seu desempenho, impactando negativamente na performance do sistema instalado. Apenas o 5F da Kyocera (KD135SX-UPU), apesar do ponto quente identificado e

outras formas de degradação, está em conformidade com o que é apresentado pelo fabricante e os demais módulos apesar de não apresentarem degradação, não estão em conformidade com os dados fornecidos pelo fabricante.

Ainda que os módulos apresentem um desempenho abaixo do esperado, quando analisados individualmente, observa-se uma performance satisfatória para os da Kyocera quando se analisa a geração de potência máxima da fileira (*string*), os outros modelos continuam apresentando um menor desempenho.

Tabela II. Resultados obtidos em OPC e STC de cada fileira (*string*).

Sun Earth- TPB156-60-P 235W				
Fileira	Parâmetros	PVsyst OPC	I-V 400 OPC	Discrepância (%)
A	Temperatura (°C)	49	49	-
	Irradiância (W/m ²)	783	783	-
	Voc (V)	265,52	262,71	- 1,05
	Isc (A)	6,71	6,49	- 3,27
	Vmpp (V)	214,48	205,82	- 3,9
	Imp (A)	6,12	5,93	- 3,1
	Pmax (W)	1314,16	1220,72	- 7,11

Kyocera- KD140SX-UFBS				
Fileira	Parâmetros	PVsyst OPC	I-V 400 OPC	Discrepância (%)
E	Temperatura (°C)	53	53	-
	Irradiância (W/m ²)	998	998	-
	Voc (V)	140,35	137,46	- 2,05
	Isc (A)	8,8	8,58	- 2,5
	Vmpp (V)	108,65	106,44	- 2,03
	Imp (A)	7,96	7,89	- 0,87
	Pmax (W)	865,04	839,49	- 2,95

Kyocera- KD135SX-UPU				
Fileira	Parâmetros	PVsyst OPC	I-V 400 OPC	Discrepância (%)
F	Temperatura (°C)	53	53	-
	Irradiância (W/m ²)	991	991	-
	Voc (V)	160,24	156,14	- 2,55
	Isc (A)	8,43	8,32	- 1,3
	Vmpp (V)	124,24	123,93	- 0,25
	Imp (A)	7,61	7,37	- 3,15
	Pmax (W)	945,59	913,61	- 3,38

Sun Earth- TPB156-60-P 235W				
Fileira	Parâmetros	Datasheet STC	I-V 400 STC	Discrepância (%)
A	Temperatura (°C)	25	25	-
	Irradiância (W/m ²)	1000	1000	-
	Voc (V)	36,7	36,03	- 1,82
	Isc (A)	8,47	8,18	- 3,42
	Vmpp (V)	29,2	28,28	- 3,15
	Imp (A)	8,05	7,6	- 5,6
	Pmax (W)	235	214,96	- 8,53

Kyocera- KD140SX-UFBS				
Fileira	Parâmetros	Datasheet STC	I-V 400 STC	Discrepância (%)
E	Temperatura (°C)	25	25	-
	Irradiância (W/m ²)	1000	1000	-
	Voc (V)	22,1	21,64	- 2,08
	Isc (A)	8,68	8,44	- 2,76
	Vmpp (V)	17,7	17,5	- 1,12
	Imp (A)	7,91	7,77	- 1,76
	Pmax (W)	140	135,94	- 2,9

Kyocera- KD140SX-UFBS				
Fileira	Parâmetros	Datasheet STC	I-V 400 STC	Discrepância (%)
F	Temperatura (°C)	25	25	-
	Irradiância (W/m ²)	1000	1000	-
	Voc (V)	22,1	21,46	- 2,89
	Isc (A)	8,37	8,24	- 1,55
	Vmpp (V)	17,7	17,42	- 1,58
	Imp (A)	7,63	7,44	- 2,49
	Pmax (W)	135	129,48	- 4,08

IV. CONCLUSÕES

Através da termografia, observaram-se em todos os módulos da Kyocera a presença de um ponto quente nas células localizadas logo acima da caixa de junção, na qual ocorreu uma descoloração do local, totalizando 15 módulos danificados pela degradação. Esse ponto quente, acompanhado da descoloração, pode ser uma das possíveis causas do menor desempenho observado em alguns módulos fotovoltaicos.

Além da descoloração, algumas células dos módulos da Kyocera apresentaram fissuras, no entanto apenas nos locais de descoloração acima da caixa de junção foram identificados os pontos quentes.

Analisando as curvas medidas pelo I-V 400 e através de comparações com as curvas geradas no PVsyst e MATLAB, fica evidente a confiabilidade das medições realizadas, no que tange à obtenção dos principais parâmetros elétricos

utilizados para definição do padrão de desempenho dos módulos (I_{SC} , V_{OC} , $P_{máx}$).

As degradações identificadas nos módulos fotovoltaicos poderão impactar negativamente no desempenho destes a longo prazo, fazendo com que a redução anual na geração de energia elétrica supere os 0,8% garantidos pelo fabricante.

Vale destacar ainda que para o módulo 4A (Sun Earth - TPB156-60-P 235W), observou-se uma discrepância negativa de potência da ordem de - 9,14% em relação ao PVsyst e -9,6% em relação ao MATLAB. O valor de potência em OPC medido pelo I-V 400 é corrigido para as condições STC e obtém-se uma potência máxima (P_{MPP}) da ordem de 210,04W, enquanto que o nominal fornecido pela folha de dados do fabricante é igual a 235Wp. Portanto, observa-se uma discrepância de -10,62%. Sendo a tolerância negativa (tol-) informada pelo fabricante igual a 0% e a positiva (tol+) igual a 5%, é possível inferir que o módulo em questão NÃO está em conformidade com o que é apresentado pelo fabricante.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro da Capes, da empresa BRC ENERGIA LIMPA LTDA pelo apoio técnico e doação do inversor ABB PVI 5000-OUT-S através do Processo FEELT-47/15, à FAPEMIG através dos Processos TEC-APQ-01219-13, PPM-00565-13, PPM-00031-14, e ao CNPq através dos Processos 406845/2013-1, 304307/2013-0 e 301209/2010-3.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Iea. Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014.
- [2] NDIAVE, A; CHARKI, A; KOBI, A; KÈBÈ, C; NDIAVE, P; SAMBOU, V. Degradations of Silicon Photovoltaic Modules: A Literature Review. *Solar Energy* 96 (2013) 140–151.
- [3] HECKTHEUER, L.; KRENZINGER, A.; Uso de Diodos de Bypass e de Bloqueio na Proteção de Sistemas Fotovoltaicos. In: CONEM 2000, 2000, Natal. Anais do CONEM 2000, 2000. v. CDROM.
- [4] PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESEB, edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro, março de 2014.
- [5] SPADUTO, R. R.; MELO, F. C.; CARVALHO, R. A.; FREITAS, L. C. G. Projeto de um sistema fotovoltaico de 2,16 kWp conectado à rede elétrica. XI CEEL - XI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, Uberlândia, 2013.
- [6] PARK, N.C.; JOENG, J.S.; KANG, B.J.; KIM, D.H. The effect of encapsulant discoloration delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module. In: *Microelectronics Reliability* 53(2013) 1818-1822.
- [7] BÜHLER, A.J.; GASPARIN, F.P.; KRENZINGER, A. Post-processing data of measured I-V curves of photovoltaic devices. *Journal homepage: www.elsevier.com/locate/renene*, agosto 2014, 602–610.
- [8] SOUZA, A. C.; MELO, F. C.; MACEDO, J. R.; Modelagem computacional de módulos fotovoltaicos. XIII CEEL – XIII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, Uberlândia, 2015.
- [9] MUNOZ, M.A; ALONSO-Garcia, M.C; NIEVES, V; CHENLO, F., 2011. Early Degradation of Silicon PV Modules and Guaranty Conditions. *Solar Energy* 85, 2264–2274