

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NO PERÍODO INICIAL DE OPERAÇÃO

Fernando Schuck de Oliveira (UFRGS) - fernandoschuck@hotmail.com

José Eduardo Ferreira da Fonseca (UFRGS) - ejosefonseca@gmail.com

César Wilhelm Massen Prieb (LABSOL-UFRGS) - cprieb@ufrgs.br

Arno Krenzinger (UFRGS) - arno.krenzinger@ufrgs.br

Resumo:

Devido à crescente demanda por energia elétrica, a geração fotovoltaica, além de ser uma fonte renovável, atualmente se mostra uma alternativa de alta penetração no mercado energético. No entanto, ainda são necessários desenvolvimentos para promover o melhor aproveitamento do recurso energético. Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo demonstrar as alterações ocorridas em um sistema fotovoltaico após três anos e meio de operação em campo. A metodologia utilizada demonstra como os principais parâmetros operacionais dos módulos são modificados por esta exposição. A taxa de degradação é expressa a partir da variação na potência nominal do módulo, também utilizada nos cálculos de estimativa de produção de energia. Este parâmetro pode ser tido a partir da curva I-V, a qual também é capaz de revelar outros defeitos através de determinadas tendências ou descontinuidades observadas nas curvas. Para estimar a perda de potência foram levantadas as curvas I-V dos módulos e seus resultados comparados com as curvas determinadas antes da instalação. Foram realizados ensaios complementares de eletroluminescência, termografia e inspeção visual. A taxa de degradação da potência nos módulos foi de 0,85%/ano.

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Degradação da Potência, Curva I-V*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NO PERÍODO INICIAL DE OPERAÇÃO

Fernando Schuck de Oliveira – fernandoschuck@hotmail.com

José Eduardo Ferreira da Fonseca – ejosefonseca@gmail.com

César Wilhelm Massen Prieb – cprieb@ufrgs.br

Arno Krenzinger – arno.krenzinger@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Laboratório de Energia Solar

4.3 Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados

Resumo. *Devido à crescente demanda por energia elétrica, a geração fotovoltaica, além de ser uma fonte renovável, atualmente se mostra uma alternativa de alta penetração no mercado energético. No entanto, ainda são necessários desenvolvimentos para promover o melhor aproveitamento do recurso energético. Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo demonstrar as alterações ocorridas em um sistema fotovoltaico após três anos e meio de operação em campo. A metodologia utilizada demonstra como os principais parâmetros operacionais dos módulos são modificados por esta exposição. A taxa de degradação é expressa a partir da variação na potência nominal do módulo, também utilizada nos cálculos de estimativa de produção de energia. Este parâmetro pode ser tido a partir da curva I-V, a qual também é capaz de revelar outros defeitos através de determinadas tendências ou descontinuidades observadas nas curvas. Para estimar a perda de potência foram levantadas as curvas I-V dos módulos e seus resultados comparados com as curvas determinadas antes da instalação. Foram realizados ensaios complementares de eletroluminescência, termografia e inspeção visual. A taxa de degradação da potência nos módulos foi de 0,85%/ano.*

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Degradação da Potência, Curva I-V.*

1. INTRODUÇÃO

Devido ao acelerado crescimento da energia solar fotovoltaica, a potência instalada ao redor do mundo já atinge os 500 GW (IEA, 2018). Estudos indicam que até 2022 a potência mundial pode atingir o patamar de 1 TW (SPE, 2018). No Brasil, a potência instalada supera 4 GW (cerca de 2,4 GW em geração centralizada/isolada e 1,7 GW em geração distribuída) (ANEEL, 2019a, 2019b). De acordo com EPE (2019), as gerações fotovoltaicas centralizada e distribuída podem, cada uma delas, superar 10 GW até 2029.

Para garantir o retorno dos investimentos de sistemas fotovoltaicos, as estimativas de produção de energia devem ser cada vez mais precisas. Na avaliação da viabilidade econômica de uma usina, entre outros fatores, deve ser considerada uma taxa de degradação. Assim, estudos de desempenho em longo prazo permitem avaliações mais confiáveis, promovendo a compreensão dos fenômenos e mecanismos de degradação na operação em campo de módulos fotovoltaicos (Chandel *et al.*, 2015). Os estudos de degradação são conduzidos tipicamente em condições controladas que induzem o estresse acelerado. Estes ensaios são realizados de acordo com as especificações técnicas da norma IEC 61215 (IEC, 2016) com o objetivo de reproduzir a degradação sob determinadas condições. A degradação típica dos módulos fotovoltaicos de c-Si, resultante de estudos em campo realizados nos últimos 40 anos, mostra uma taxa de perdas médias na potência de 0,7%/ano, sendo a mediana de 0,5%/ano (Jordan e Kurtz, 2013). A maioria dos sistemas fotovoltaicos foi instalada nos últimos cinco anos (IEA, 2018). Logo, para os módulos com tecnologias de célula recentemente desenvolvidas, não há registros do desempenho em longo prazo, reforçando a importância destes estudos.

Berardone *et al.* (2018) indicam que existem poucos estudos que se propõem a analisar por meio das técnicas de imagens de eletroluminescência (EL) e imagens termográficas (IR) a extensa faixa de cenários de danos que afetam os módulos fotovoltaicos. A EL pode revelar defeitos intrínsecos como contornos de grão, discordâncias, efeito de baixa resistência paralela, falhas de processos e, também, defeitos extrínsecos como trincas e contatos interrompidos. Por sua vez, técnicas de IR podem indicar a existência de células funcionando com temperatura mais elevada, além de indicar o padrão de distribuição da uniformidade de temperatura de operação.

No período inicial de operação as taxas de degradação tendem a serem maiores quando comparadas às da fase final do ciclo de operação. Isso se deve ao acentuado pronunciamento de modos específicos como o LID (*light induced degradation*) (Osterwald *et al.*, 2005; Ishii e Masuda, 2017). Ndiaye *et al.* (2013) estimaram a degradação dos módulos expostos em tempos mais curtos, no máximo de quatro anos, encontrando taxas de degradação inicial de 0,22%/ano até valores de quase 1%/ano. Ishii e Masuda (2017) avaliaram que o efeito de LID causou uma degradação inicial na ordem de 2% na potência dos módulos instalados, degradando na ordem de 0,2%/ano, após o período de estabilização.

Outros fatores que influenciam na avaliação da taxa de degradação, estão associados às incertezas de medida dos parâmetros elétricos dos geradores. Tipicamente considera-se que uma boa medida destes parâmetros oferece valores de

incerteza de medida menores que 2% (Fonseca *et al.*, 2020). Por isso, a degradação inicial dos módulos pode encontrar-se em magnitude inferior à incerteza de medida. Sendo assim, a degradação acumulada, somada pelo tempo de operação, terá uma magnitude significativa, pronunciando-se com maior queda da máxima potência, ou seja, apresentará valores mais expressivos. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a operação de um gerador fotovoltaico instalado há três anos e meio na cidade brasileira de Porto Alegre.

2. METODOLOGIA

O sistema avaliado, instalado em 2016, é composto por cinco módulos da marca YINGLI SOLAR, modelo YL245P-29b, cuja potência nominal é de 245 W. Estes módulos estão orientados para o norte geográfico e fixados em um suporte metálico que fornece a inclinação de 20° em relação à horizontal. Os módulos estão conectados em série e alimentam um inversor da marca SMA, modelo SB 1200 (Possebon, 2016). A Fig. 1 mostra os módulos instalados no terraço do prédio que abriga o simulador solar do Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LABSOL).



Figura 1 – Instalação fotovoltaica avaliada.

As curvas características destes módulos foram levantadas em 2014 utilizando o simulador solar do laboratório, nas condições padrão de teste (STC – *Standard Test Conditions*), sendo estes resultados utilizados na determinação das condições iniciais para avaliar a degradação dos módulos. O simulador solar utilizado é do tipo luz pulsada e atende os requisitos de classificação AAA da norma IEC 60904-9 (IEC, 2007). Possui uma área iluminada útil de 2 m x 2 m e a precisão elétrica da instrumentação é de, pelo menos, 0,2%.

Em 2019, os módulos foram retirados e suas curvas características foram levantadas antes e após uma profunda limpeza, usando o mesmo simulador solar empregado nas medidas de 2014. É importante destacar que estes módulos não foram submetidos à limpeza durante a operação do sistema. Adicionalmente foram realizadas imagens termográficas e de eletroluminescência, além da inspeção visual.

Os módulos foram identificados conforme sua posição na instalação pelos números de 1 a 5, onde 1 indica o módulo mais a leste e 5 o módulo mais a oeste. Além disso, foi determinada a curva de um módulo que não havia sido exposto à radiação a fim de garantir que as atenuações observadas nos parâmetros elétricos dos módulos não são devidas à calibração da instrumentação do simulador solar.

3. RESULTADOS

As curvas $I-V$ obtidas para os cinco módulos expostos e um de referência são mostradas nas Fig. 2, sendo em (a) o módulo 1, em (b) o módulo 2, em (c) o módulo 3, em (d) o módulo 4, em (e) o módulo 5 e em (f) o módulo de referência.

A Tab. 1 mostra a comparação da média e do desvio padrão obtidos, em 2019, para os parâmetros elétricos dos cinco módulos nas condições limpo e sujo. Esta comparação permite avaliar o impacto da sujeira nessas características.

Tabela 1 – Comparação da média e do desvio padrão obtidos, em 2019, para os parâmetros elétricos dos cinco módulos nas condições limpo e sujo.

	Limpo		Sujo		Variação	
	μ	σ	μ	σ	$\Delta\mu$ (%)	$\Delta\sigma$ (%)
V_{OC} (V)	37.06	0.05	36.89	0.08	-0.46	+60.00
I_{SC} (A)	8.71	0.04	7.81	0.08	-10.33	+100.00
V_M (V)	29.26	0.07	29.50	0.07	+0.82	0.00
I_M (A)	8.14	0.03	7.38	0.10	-9.34	+233.33
P_M (W)	238	1.30	218	2.88	-8.40	+122
FF (%)	73.77	0.27	75.55	0.30	+2.41	+11.11

Analisando qualitativamente as curvas da Fig. 2, verifica-se que não existem, em nenhum dos módulos,

descontinuidades na tendência natural do traçado da curva característica que poderia sugerir problemas como, por exemplo, curto circuito no diodo de *bypass* ou células quebradas.

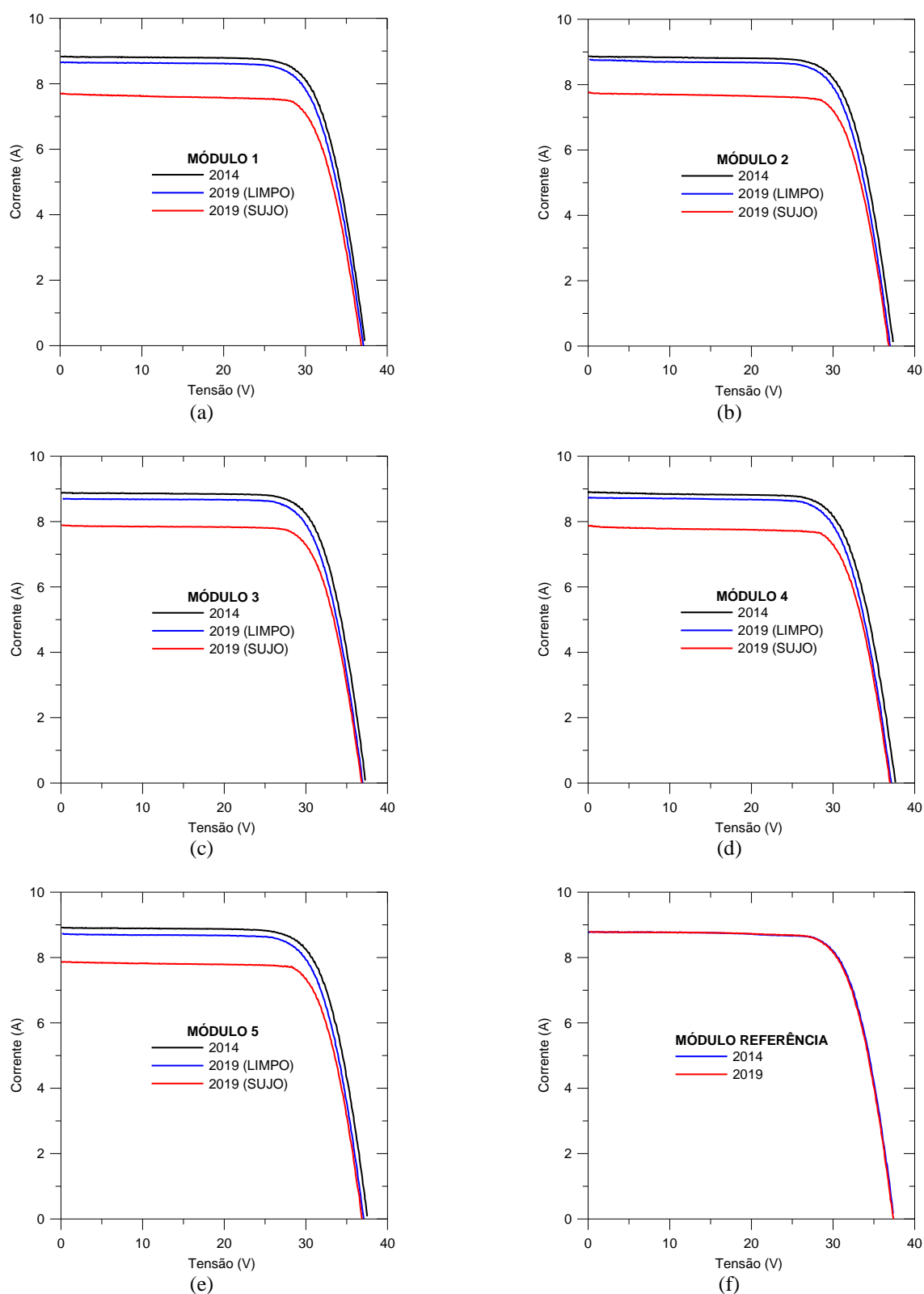


Figura 2 – Curvas *I-V* obtidas para os cinco módulos expostos e o de referência, sendo em (a) o módulo 1, em (b) o módulo 2, em (c) o módulo 3, em (d) o módulo 4, em (e) o módulo 5 e em (f) o módulo de referência.

A perda de potência devida à sujeira, em média, é de 8,62%. O efeito da sujeira depositada sobre os módulos não deve ser tratada como degradação, mas sim como uma falha de caráter temporário, visto que é eliminada após a limpeza (Harrou *et al.*, 2018). A camada de sujeira provoca a atenuação da radiação que chega às células dos módulos. A corrente de curto circuito sofre um efeito proporcional à variação da irradiância e é possível inferir, a partir do aumento

do desvio padrão da condição de limpo para a de sujo, que a camada de sujeira não provoca efeitos idênticos entre os módulos ou que não é uniforme.

Para avaliar a degradação, compararam-se os resultados das curvas I - V levantadas antes da exposição dos módulos (2014), com as obtidas em 2019. A Tab. 2 mostra a comparação da média e do desvio padrão obtidos para os parâmetros elétricos dos cinco módulos medidos em 2014 e 2019.

Tabela 2 – Comparação da média e do desvio padrão obtidos para os parâmetros elétricos dos cinco módulos medidos em 2014 e 2019.

	2014		2019		Variação	
	μ	σ	μ	σ	$\Delta\mu$ (%)	$\Delta\sigma$ (%)
V_{OC} (V)	37.46	0.15	37.06	0.05	-1.07	-63.65
I_{SC} (A)	8.89	0.04	8.71	0.04	-2.01	-5.44
V_M (V)	29.71	0.09	29.26	0.07	-1.51	-27.45
I_M (A)	8.28	0.03	8.14	0.03	-1.69	+6.74
P_M (W)	246	1.58	238	1.30	-3.25	-17.72
FF (%)	73.85	0.48	73.77	0.27	-0.12	-44.49

A comparação entre as potências permite inferir que ela diminuiu em, aproximadamente, 3% ao longo dos três anos e seis meses em que o sistema está em funcionamento. De outra forma, pode-se dizer que a degradação média foi de 0,85%/ano.

A inspeção visual não revelou nenhum dos defeitos possíveis de serem identificados através deste procedimento como, por exemplo, descoloração (*yellowing* ou *browning*) e delaminação.

Complementando as análises, foram produzidas as imagens de eletroluminescência e de termografia, mostradas nas Figs. 3 e 4, respectivamente.

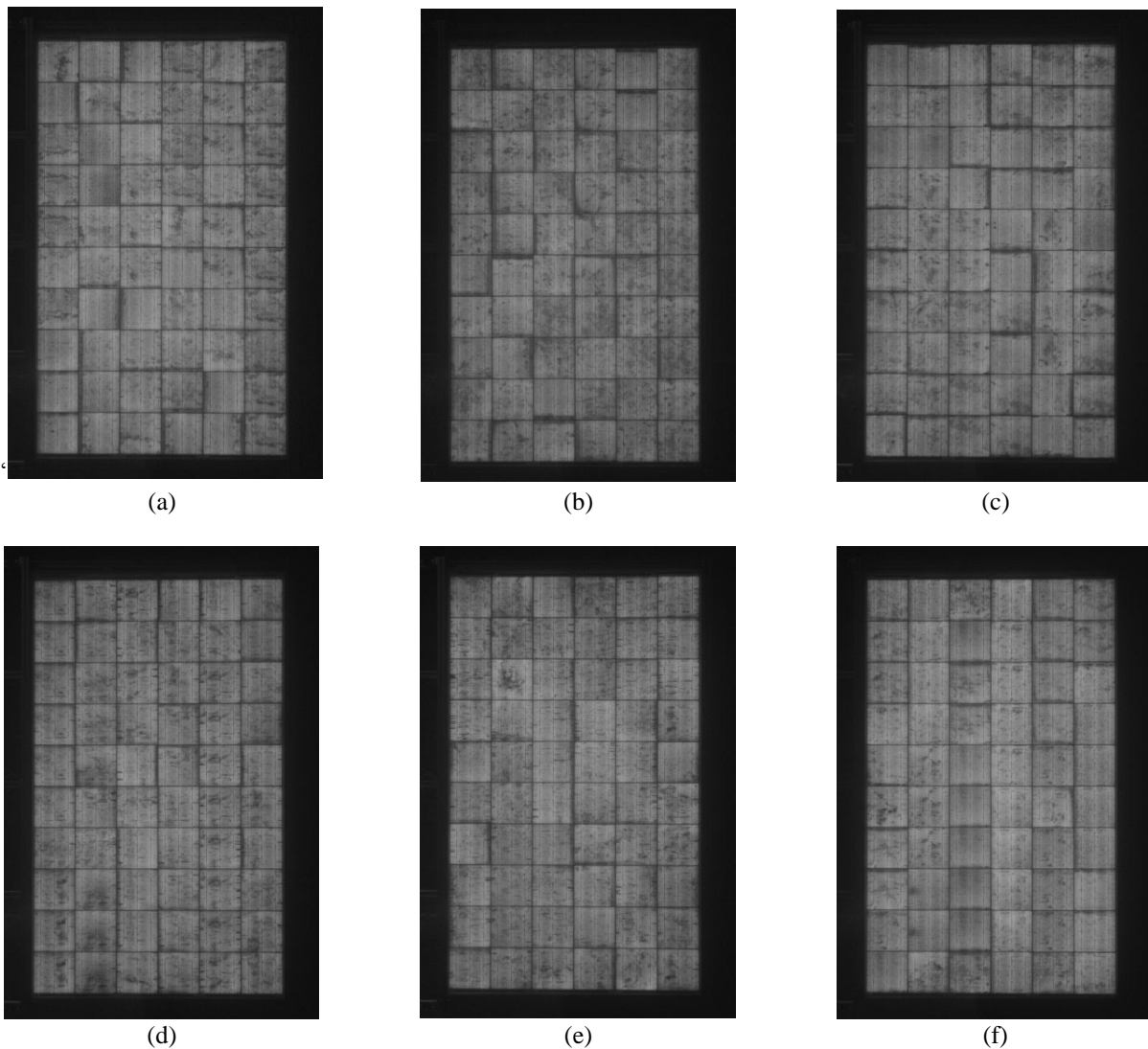


Figura 3 – Imagens de eletroluminescência dos módulos da instalação e o módulo de referência, sendo em (a) o módulo 1, em (b) o módulo 2, em (c) o módulo 3, em (d) o módulo 4, em (e) o módulo 5 e em (f) o módulo de referência.

A eletroluminescência é uma ferramenta que permite identificar regiões inativas nas células, revelando, por exemplo, microfissuras nas células que não são identificáveis na inspeção visual. Os padrões mostrados na Fig. 3 não sugerem a presença de defeitos nas células.

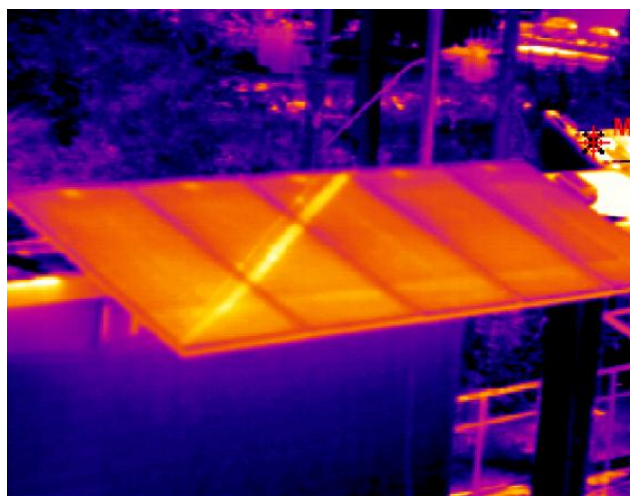


Figura 4 – Imagem termográfica.

A imagem termográfica (Fig. 4) foi conduzida com os módulos conectados ao inversor. Ela permitiu visualizar a uniformidade da temperatura. Neste caso, não foi verificada a presença de *hotspots*. A listra que aparenta indicar temperatura mais alta é apenas o reflexo de um poste de para-raios que se encontra no local.

Através dos testes realizados não foram identificados problemas que justificassem a diminuição da potência dos módulos. Isso permite deduzir que esta perda de potência esteja relacionada com a degradação induzida pela luz (LID – *Light Induced Degradation*) (Weizer *et al.*, 1979).

4. CONCLUSÕES

Os módulos fotovoltaicos quando estão operando em uma instalação, sofrem efeitos que degradam suas características elétricas e, conseqüentemente, diminuem sua capacidade de conversão da radiação solar em eletricidade. Avaliar o envelhecimento dos módulos é muito importante para estimar o retorno do investimento durante sua vida útil. Estudos indicam que em longo prazo as perdas devidas à degradação são de 0,7%/ano e em um intervalo menor podem chegar a 1%/ano.

Este trabalho apresentou a avaliação da degradação dos módulos fotovoltaicos de um sistema de geração que entrou em operação em 2016. Para avaliar a perda de potência, foram levantadas as curvas *I-V* dos módulos e os resultados foram comparados com os obtidos antes da instalação. Os resultados indicam que a potência diminuiu cerca de 3% no período de operação, resultando em uma média de 0,85%/ano. Foi, também, conduzida uma inspeção visual, a qual não revelou nenhum problema aparente e para complementar foi realizado o registro de imagens de eletroluminescência, que também não evidenciaram qualquer problema. As imagens termográficas não denunciaram a presença de *hotspots* e demonstraram que os módulos operam com temperatura uniforme.

Agradecimentos

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

REFERÊNCIAS

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019a. Informações técnicas: banco de informações de geração, Brasília. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 03dezembro 2019.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019b. Informações técnicas: unidades consumidoras com geração distribuída, Brasília. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 03 dezembro 2019.

- Berardone, I., Lopez Garcia, J., Paggi, M., 2018. Analysis of electroluminescence and infrared thermal images of monocrystalline silicon photovoltaic modules after 20 years of outdoor use in a solar vehicle. *Solar Energy*, vol. 173, pp. 478-486.
- Chandel, S.S., NagarajuNaik, M., 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.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Plano decenal de expansão de energia 2029, Brasília. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 03 dezembro 2019.
- Fonseca, J.E.F., Oliveira, F.S., Prieb, C.W.M., Krenzinger, A., 2020. Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil. *Solar Energy*, vol. 196, pp. 196-206.
- Harrour, F., Sun, Y., Taghezouit, B., Saidi, A., & Hamlati, M.-E. 2018. Reliable fault detection and diagnosis of photovoltaic systems based on statistical monitoring approaches. *Renewable Energy*, vol. 116, pp. 22-37.
- IEA-PVPS, International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme, 2018. Snapshot of Global Photovoltaic Markets.
- IEC, International Electrotechnical Commission, 2007. IEC60904-9 Photovoltaic devices - Solar simulator performance requirements.
- IEC, International Electrotechnical Commission, 2016. IEC61215-1 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules.
- Ishii, T., Masuda, A., 2017 Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, n. 12, pp. 953-967.
- Jordan, D.C., Kurtz, S.R., 2013. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, n. 1, pp. 12-29.
- Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C.M.F., Ndiaye, P.A., Sambou, V., 2013, Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review, *Solar Energy*, vol. 96, pp. 140-151.
- Osterwald, C.R., Pruett, J., Moriarty, T., 2005. Crystalline silicon short-circuit current degradation study: initial results, Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.
- Possebon, R., 2016. Avaliação do Desempenho de um Arranjo Fotovoltaico para uma Residência Típica no Sul do País, Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia de Energia, UFRGS, Porto Alegre.
- SPE, Solar Power Europe, 2018. Global Market Outlook for Solar Power/2018-2022.
- Weizer, V.G., Brandhorst, H.W., Broder, J.D., Hart, R.E., Lamneck, J.H., 1979. Photon-degradation effects in terrestrial silicon solar cells. *Journal of Applied Physics*, vol. 50, pp. 4443-4449.

ASSESSMENT OF THE PERFORMANCE OF PV MODULES IN THE INITIAL OPERATING PERIOD

Abstract. *Due to the growing demand for electric energy, photovoltaic generation, besides being a renewable source, shows to be an important alternative in the energy mix. Nevertheless, further studies are needed in order to promote the best use of this energy resource. In this context, the present paper aims to evaluate the changes that occurred in a photovoltaic system after three and a half years of field operation. The employed methodology demonstrates how the main operational parameters of the modules were modified by this exposure. The degradation rate is expressed from the variation in the rated power of the module, also used in the energy production estimation. This parameter can be taken from the I-V curve, which is also able to reveal other defects from eventual trends or discontinuities observed in the curves. To estimate the power loss, new I-V curves of the modules were taken and their results compared with the curves determined prior to their installation. Complementary electroluminescence, thermography and visual inspection tests were performed. The power degradation rate in the modules was 0.85% / year.*

Key words: *PV Solar Energy, Power Degradation, I-V Curve.*