

ANÁLISE POR TERMOGRAFIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM CÉLULAS SOLARES COM BASE N E DIFERENTES MALHAS DE METALIZAÇÃO POSTERIOR

Sérgio Boscato Garcia – sergio.garcia@puccs.br

Izete Zanescio – izete@puccs.br

Adriano Moehlecke – moehleck@puccs.br

Filipe Sehn Febras – filipesehn@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Faculdade de Física, Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Núcleo de Tecnologia em Energia Solar

Resumo. A termografia tem sido utilizada para a avaliação de sistemas e módulos fotovoltaicos. O objetivo deste artigo é analisar por termografia módulos fotovoltaicos com células fabricadas em lâminas de silício tipo n e emissor formado pela difusão de boro com diferentes malhas de metalização na face posterior. Foram fabricadas, caracterizadas e classificadas células solares com área posterior com metal que varia de 9 % a 53 % do total da área. Após esta etapa oito módulos fotovoltaicos foram fabricados. Constatou-se que em todos os módulos algumas células apresentam maior temperatura e não se verificou uma relação com o aumento da área metalizada na face posterior das células solares. A curva I-V de todos os módulos fotovoltaicos foi medida em condições padrão. A redução da área com a malha metálica na face posterior das células solares não reduz o fator de forma dos módulos fotovoltaicos. A diferença de temperatura entre as células solares de cada módulo fotovoltaico variou de 9 °C a 18 °C, quando os módulos estavam em curto-circuito e a irradiância solar incidente foi de 500 W/m² a 700 W/m². Na região da caixa de conexão elétrica, a temperatura das células solares é aproximadamente 5 °C maior do que as outras células solares, devido a redução da troca de calor por convecção. Das imagens por termografia obtidas na face frontal e posterior dos módulos, concluiu-se que a medição da diferença de temperatura entre células solares é similar nas duas situações. Também se observou que não é necessário um elevado valor da irradiância solar incidente para identificar as células com maior temperatura.

Palavras-chave: Módulos Fotovoltaicos, Células Solares em Base n, Análise por Termografia

1. INTRODUÇÃO

Na fabricação de módulos fotovoltaicos, as células solares são associadas eletricamente e a uniformidade de suas características elétricas é um fator essencial para obter a máxima eficiência dos módulos e para evitar possíveis pontos quentes. A termografia é um método não destrutivo e pode ser empregada para a avaliação de módulos fotovoltaicos antes de serem instalados ou em sistemas de produção de energia elétrica. Nas áreas da manutenção preventiva de equipamentos em geral, a utilização da termografia como forma de identificar falhas ou defeitos é uma técnica consolidada. Da mesma forma, o emprego desta técnica tornou-se relevante não apenas para a manutenção preventiva, avaliação de sistemas fotovoltaicos e de problemas que venham a surgir ao longo do tempo, mas também para análise da qualidade de módulos fotovoltaicos.

O emprego da termografia para a análise de módulos fotovoltaicos é um método rápido e confiável, porém apresenta limitações como problemas devido a emissividade, a presença do vidro sobre as células solares e a influência das condições do ambiente (Botsaris e Tsanakas, 2010). Além disso, na obtenção de imagens por termografia em ambientes externos ocorrem dois problemas principais, relacionados com reflexos de objetos próximos daquele que está sendo analisado e estimativas equivocadas da temperatura do céu, ambos associados à refletância especular do vidro na região do infravermelho (Krenzinger e Andrade, 2007). Veldman *et al.* (2011) utilizaram técnicas de análise por termografia para a avaliação de módulos fotovoltaicos com células solares com contato posterior, pois devido ao processo de fabricação, a avaliação dos contatos pode ser realizada somente após as etapas de soldagem e laminação.

Em uma avaliação de um sistema fotovoltaico de 50 kWp instalado em Atenas, Moropoulou *et al.* (2007) concluíram que a utilização de uma câmera de infravermelho é a maneira apropriada para avaliar gradientes de temperatura em sistemas fotovoltaicos, por ser um procedimento relativamente rápido e que não requer a interrupção da operação do sistema. Neste estudo, as imagens termográficas indicaram a existência de diferença de temperatura entre módulos fotovoltaicos, a qual foi atribuída a defeitos de materiais e efeitos externos entre outros fatores. Em um estudo de processamento e interpretação de imagens termográficas obtidas em uma central fotovoltaica de 20 kWp conectada à rede, Acciani *et al.* (2010) concluíram que o monitoramento da temperatura permite detectar anomalias antes que se tornem falhas. Da mesma forma, Avdelidis *et al.* (2011) realizaram uma análise em uma central fotovoltaica de 1 MW onde vários problemas foram detectados e, embora a instalação dos módulos fotovoltaicos possuísse apenas alguns

meses, a identificação da não uniformidade térmica indicou a substituição de módulos para evitar problemas no desempenho do sistema e na potência total produzida.

A grande maioria das células solares de silício fabricadas em escala industrial é desenvolvida em substratos tipo p, utilizando pasta de Al para formar o campo retrodifusor, também denominado de BSF (*back surface field*). A utilização de lâminas de Si tipo n permite a obtenção de células solares de maior eficiência, pois o tempo de vida dos portadores minoritários é maior. Além disto, as células em base n não apresentam os problemas, de degradação de eficiência quando expostas à radiação solar, presentes em células de silício fabricadas em lâminas dopadas com boro (Glunz *et al.*, 2010). Atualmente, as células solares produzidas em escala industrial mais eficientes são fabricadas em substratos tipo n. A empresa Sunpower produz a célula solar com contatos posteriores interdigitados em substrato de silício crescido por fusão zonal flutuante com eficiência superior a 22 %. A Sanyo desenvolveu a célula HIT (heterojunção com camada intrínseca fina) em lâminas de silício produzidas pelo método Czochralski (Si-Cz), que alcançou a eficiência de 23 % em laboratório (Fath *et al.*, 2009). Portanto, os substratos tipo n são uma opção para a obtenção de maiores eficiências.

Nos dispositivos fabricados em base n, o emissor frontal é produzido pela difusão de boro, devido à transparência à radiação solar da região altamente dopada. Somente se o emissor for formado na face posterior, pode-se usar alumínio. As pastas de Al/Ag comercializadas atualmente foram desenvolvidas para formar a malha metálica posterior, onde não há uma limitação da área com metal. Quando esta pasta é utilizada para formar a malha frontal no emissor de boro em lâminas de Si tipo n, pode limitar a eficiência das células solares devido a resistência série. Por outro lado, quando a pasta de Ag para metalização por serigrafia da face frontal for utilizada para formar a malha metálica na face posterior, há a possibilidade de reduzir a área com metal no campo retrodifusor com fósforo, para diminuir a recombinação em superfície. Porém, se a malha posterior for alterada em relação a usual, podem surgir problemas durante o processo de soldagem e, conseqüentemente, nos módulos fotovoltaicos.

Neste contexto, o objetivo deste artigo é analisar por termografia módulos fotovoltaicos para avaliar o efeito de diferentes malhas de metalização na face posterior de células solares fabricadas em lâminas de silício tipo n e emissor formado pela difusão de boro. Foram fabricados oito módulos fotovoltaicos com células solares com área posterior com metal que varia de 9 % a 53 % do total da área. Neste tipo de célula solar, menos área com metal na face posterior pode melhorar a eficiência das células solares, porém pode também aumentar a formação de pontos quentes no módulo fotovoltaico. Além disso, das imagens por termografia obtidas na face frontal e posterior dos módulos, comparou-se a diferença de temperatura entre células solares nas duas situações.

2. FABRICAÇÃO DAS CÉLULAS SOLARES E DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Foi desenvolvido um processo de fabricação de células solares industriais p^+nn^+ com metalização por serigrafia e área de 61,58 cm². Nestes dispositivos, o emissor frontal foi formado pela difusão de boro e o campo retrodifusor pela difusão de fósforo. Após a otimização experimental do processo, foram fabricadas e classificadas células solares com diferentes malhas de metalização na face posterior e foram fabricados os módulos fotovoltaicos com combinações destas células solares.

2.1 Células solares

As células solares foram fabricadas em lâminas de Si-Cz grau solar, tipo n, com espessura aproximada de 200 µm. As principais etapas do processo de fabricação desenvolvido foram: 1) ataque anisotrópico em solução de KOH para formação de micropirâmides nas duas superfícies, limpeza química RCA, deposição de boro por *spin-on*, difusão de boro em forno convencional, deposição de resina e ataque de óxidos, limpeza química RCA, difusão de fósforo a partir de POCl₃, ataque de óxido, deposição de filme antirreflexo de TiO₂ na face p⁺, metalização por serigrafia com pasta de Ag na face posterior n⁺ e com pasta de Ag/Al no emissor frontal p⁺, ambas fornecidas pela DuPont e isolamento nas bordas com radiação laser. Cabe ressaltar que a pasta de Ag foi desenvolvida para a metalização na face frontal e a pasta de Ag/Al para a face posterior. Portanto, o uso da pasta de Ag para formar a malha na face posterior possibilita reduzir a área com metal, diminuindo o custo de produção e havendo uma tendência ao aumento da eficiência. Porém, no processo de soldagem das células solares, podem surgir problemas que limitam a eficiência do módulo fotovoltaico.

As diferentes malhas metálicas posteriores utilizadas para a fabricação das células solares são apresentadas na Fig. 1 e foram denominadas de malha MA9%-38t (9% de área com metal e 38 trilhas), MB14%-76t (14 % de área com metal e 76 trilhas) e MC53%-400t (53% de área com metal e 400 trilhas). A largura das trilhas foi da ordem de 100 µm. Observa-se da Fig. 1 que, além do número de trilhas, a largura da barra coletora (*busbar*) também é diferente, com valores de 2 mm, 4 mm e 10 mm para as malhas MA9%-38t, MB14%-76t e MC53%-400t, respectivamente.

Após a fabricação de mais de 320 células solares, os dispositivos foram classificados em função do fator de forma, da corrente de curto-circuito e da malha na face posterior e utilizados para a fabricação dos módulos fotovoltaicos.

2.2 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos fabricados são compostos por 36 células solares associadas em série e distribuídas em 4 tiras com 9 células solares em cada tira. Para a fabricação dos módulos fotovoltaicos foi utilizado um processo automatizado e otimizado para a soldagem das tiras e a soldagem entre tiras foi implementada manualmente. A Fig. 2

(a) mostra um detalhe da soldagem de células solares com diferentes malhas metálicas na face posterior. Os módulos fotovoltaicos foram montados com a seguinte sequência: vidro temperado de alta transparência com superfície lisa, copolímero de etileno-acetato de vinila de alta transparência e resistente à radiação ultravioleta (EVA), células solares soldadas, EVA e filme posterior de fluoreto de polivinila (PET+Tedlar). Após a montagem, foi realizada a laminação e a cura do EVA em temperatura entre 100 °C e 160 °C. Uma moldura de alumínio anodizado e uma caixa de conexão elétrica foram acopladas em cada módulo, para isolar as células solares e o EVA do ambiente externo e possibilitar a conexão elétrica. Na Fig. 2 (b) mostra-se a face frontal de um módulo fotovoltaico fabricado.

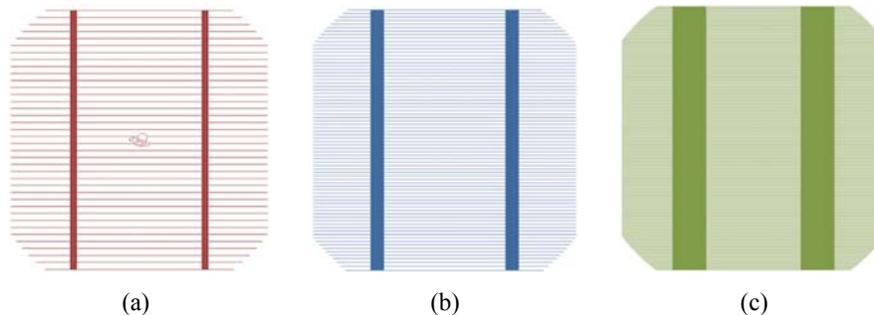


Figura 1- Desenho das malhas metálicas para a face posterior utilizadas na fabricação de células solares: a) malha MA9%-38t com 9% de área com metal, 38 trilhas e barra coletora de 2 mm de largura, (b) malha MB14%-76t com 14% de área com metal, 76 trilhas e barra coletora de 4 mm de largura e (c) malha MC53%-400t com 53% de área com metal, 400 trilhas e barra coletora de 10 mm de largura.

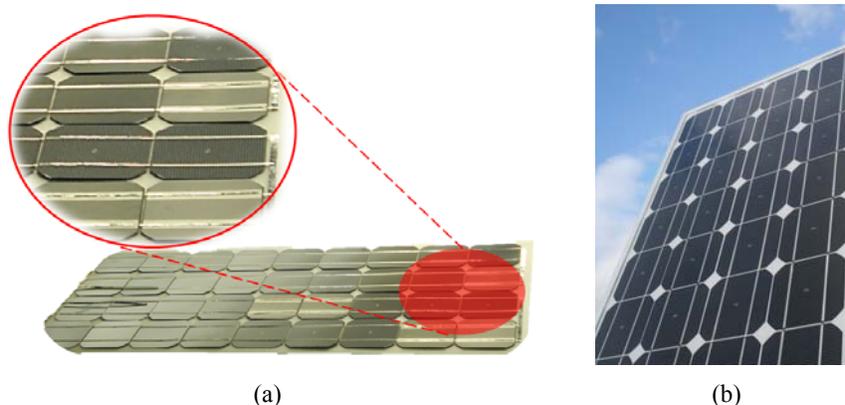


Figura 2- (a) Detalhe da soldagem de células solares com diferentes malhas de metalização na face posterior e (b) face frontal do módulo fotovoltaico fabricado.

Na Tab. 1 são apresentadas as características elétricas dos módulos fotovoltaicos fabricados, destacando a malha metálica posterior das células solares que compõem cada módulo. Foram fabricados dois módulos com células solares com 14 % de área com metal na face posterior, um módulo com células com a malha MA9%-38t, um módulo com células com a malha MA9%-38t e a malha MB14%-76t, um módulo com células com a malha MB14%-76t e a malha MC53%-400t e três módulos com células com os três tipos de malha posterior. Na fabricação dos módulos foram utilizadas células solares classificadas em função do fator de forma e da corrente de curto-circuito e, devido ao baixo fator de forma e tensão de circuito aberto das células solares, o módulo 4 apresenta menor potência em relação aos demais. Nos módulos 4 e 8 foram utilizadas as células solares com menor eficiência. O menor fator de forma deve-se a resistência de contato entre a pasta de Al/Ag, geralmente usada para formar a malha posterior, e o emissor dopado com boro, que neste caso, apresenta menor concentração em superfície do dopante. A resistividade desta pasta é maior que a da pasta de prata, pois foi desenvolvida para formar a malha metálica da face posterior com elevada área com metal.

A medição da característica da corrente elétrica em função da tensão aplicada (curva I-V) de cada módulo fotovoltaico fabricado foi realizada sob condições padrão de medição (1000 W/m², espectro AM1,5G, 25 °C). Para isso, foi utilizado o simulador solar, modelo PSS8 da empresa Berger Lichttechnik GmbH & Co. KG. As características elétricas dos módulos foram medidas usando como referência um módulo fotovoltaico calibrado no *Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit, European Solar Test Installation (ESTI)*, referência na Europa nesta área. Da Tab. 1 observa-se que a redução da área da malha de metalização das células solares na face posterior não reduz o fator de forma dos módulos fotovoltaicos. No módulo 3, as células solares foram fabricadas com a malha MA9%-38t e o fator de forma obtido foi de 76 %. Este resultado é consequência da pasta de prata, usualmente utilizada para formar a malha metálica frontal. Esta pasta apresenta baixa resistividade de trilha e

contato. Além disso, a região de campo retrodifusor formada pela difusão de fósforo apresenta alta concentração do dopante em superfície, resultando em baixa resistência de contato.

Tabela 1. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos fabricados e descrição da malha metálica na face posterior das células solares.

Módulo Fotovoltaico	Isc (A)	Voc (V)	FF (%)	P _{mp} (W)	η (%)	Malha Metálica Posterior das Células Solares
1	1,98	21,75	76,14	32,84	11,63	MB14%-76t
2	2,03	21,57	74,34	32,49	11,50	MB14%-76t
3	1,95	21,81	76,01	32,23	11,41	MA9%-38t
4	1,93	17,02	72,11	23,66	8,38	tira 1: MC53%-400t, tira 2: MB14%-76t e tiras 3 e 4: MA9%-38t
5	1,98	21,63	75,95	32,50	11,51	tiras 1 e 3: MA9%-38t tiras 2 e 4: MB14%-76t
6	1,96	21,59	74,29	31,45	11,14	tiras 1 e 2: MB14%-76t tiras 3 e 4: MC53%-400t
7	1,93	21,33	75,47	31,12	11,02	tira 1: MA9%-38t; tiras 2 e 3: MB14%-76t, tira 4: MC53%-400t
8	1,98	21,47	72,69	30,92	10,95	tiras 1, 2, 3 e 4: MA9%-38t, MB14%-76t e MC53%-400t

3. ANÁLISE POR TERMOGRAFIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A análise dos módulos fotovoltaicos consistiu em verificar as regiões com maior temperatura por meio da aquisição de imagens da irradiação infravermelho dos módulos quando expostos à radiação solar. Os módulos foram instalados em uma estrutura móvel, como ilustra a Fig. 3 (a), que foi direcionada de acordo com a posição solar de forma a permitir a incidência quase perpendicular dos raios solares sobre a face frontal dos módulos fotovoltaicos. O equipamento utilizado para a obtenção das imagens termográficas foi a câmera de infravermelho FLIR modelo I60. Ressalta-se que as imagens obtidas são válidas para a comparação da diferença de temperatura entre as células solares com diferentes malhas metálicas na face posterior.

Os módulos fotovoltaicos foram colocados em condição de curto-circuito, como mostra a Fig. 3 (b), permanecendo nestas condições e expostos à radiação solar por pelo menos uma hora. Foram obtidas imagens em duas situações distintas: céu limpo sem a presença de nuvens e céu totalmente nublado, em Porto Alegre, nos meses de dezembro e janeiro, respectivamente. A finalidade em obter imagens nestas condições distintas, além de permitir a avaliação do comportamento dos módulos em ambas as situações, é avaliar a diferença de temperatura entre células solares em condições do ambiente que podem causar interferências nos resultados obtidos com a câmera de infravermelho, principalmente devido a presença do vidro na face frontal dos módulos fotovoltaicos (Krenzinger e Andrade, 2007).

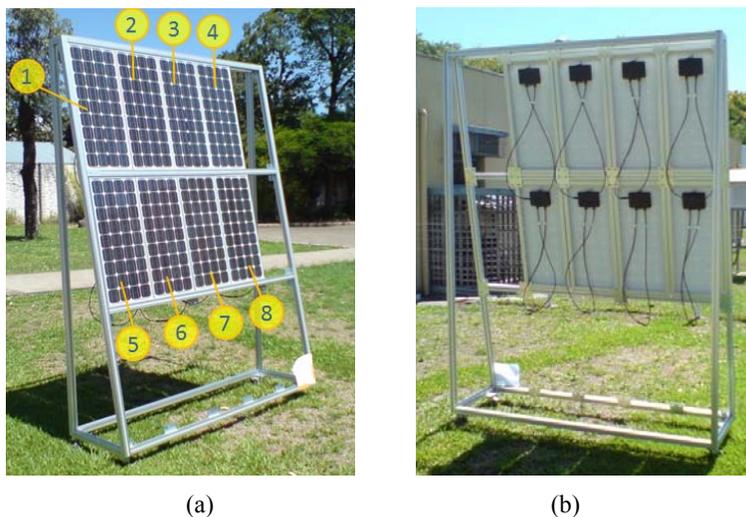


Figura 3- Vista (a) frontal e (b) posterior dos módulos fotovoltaicos instalados na estrutura móvel para a obtenção de imagens com a câmera de infravermelho.

3.1 Análise da diferença de temperatura das células solares com céu sem nuvens

A aquisição das imagens por termografia com céu sem nuvens, sem vento e incidência quase perpendicular dos raios solares na face frontal dos módulos, reduz a possibilidade do surgimento de interferências externas na análise térmica dos módulos fotovoltaicos. Durante a obtenção das imagens termográficas, a irradiância incidente variou de 500 W/m^2 a 700 W/m^2 e a temperatura ambiente durante as medições variou de $27 \text{ }^\circ\text{C}$ a $30 \text{ }^\circ\text{C}$. As imagens foram tratadas posteriormente por *software*, para aumentar a definição do gradiente de cores e o ajuste da escala de temperatura.

A Fig. 4 apresenta a distribuição das células solares em cada módulo fotovoltaico e a imagem obtida com a câmera de infravermelho. Os módulos 1 e 2 foram fabricados com células com o mesmo tipo de malha posterior e se notam células com maior temperatura, isoladas ou em sequência. As células solares do módulo 3 possuem malha posterior com 9 % de área com metal e se verifica que há um número similar ao encontrado nos módulos 1 e 2 de células com maior temperatura. Nos módulos 5 e 7, uma tira com células com a malha MB14%-76t apresenta maior temperatura, porém o mesmo resultado não é encontrado para os módulos 6 e 4. Os módulos 4 e 8 apresentam o menor fator de forma e se observa um número similar ao dos outros módulos de células com maior temperatura, comprovando que o menor fator de forma não se deve a problemas de soldagem.

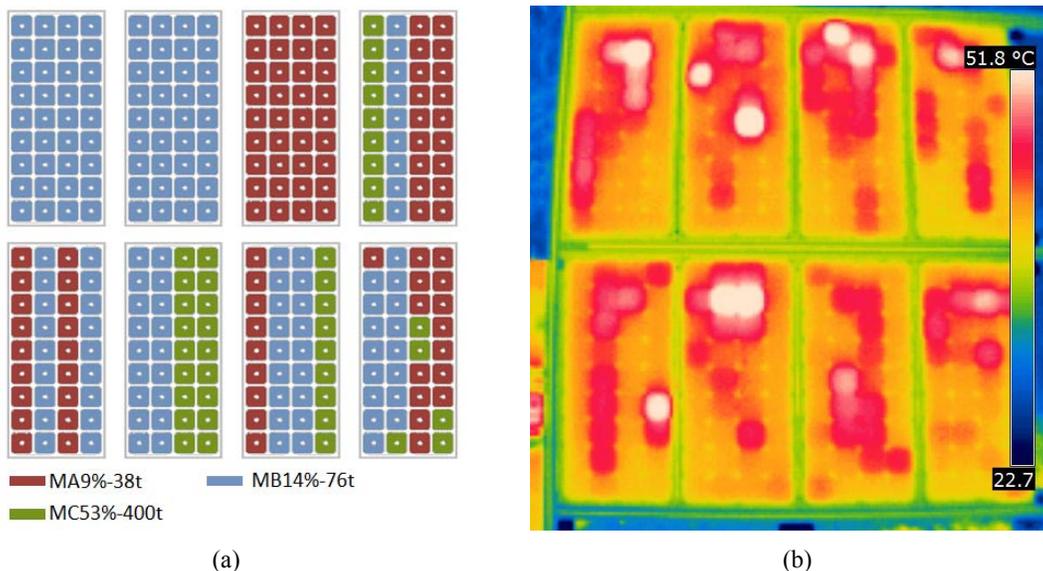


Figura 4- (a) Distribuição das células solares em cada módulo fotovoltaico em função da malha metálica posterior das células solares e (b) imagem do painel fotovoltaico obtida com a câmera de infravermelho.

Da Tab. 2 e da Fig. 5 verifica-se que a diferença de temperatura entre as células solares de cada módulo fotovoltaico variou de aproximadamente $9 \text{ }^\circ\text{C}$ a $18 \text{ }^\circ\text{C}$, quando a irradiância solar incidente foi de 500 W/m^2 a 700 W/m^2 . Salienta-se que os módulos estão em curto-circuito e a diferença de temperatura pode ser menor em condições de operação em um sistema fotovoltaico. Também se observa na parte superior e central dos módulos fotovoltaicos uma região com maior temperatura que corresponde à localização da caixa de conexões elétricas. No módulo 7, as duas penúltimas células superiores das duas tiras centrais, apresentam maior temperatura devido a caixa de conexões elétricas. Neste caso, o aumento da temperatura é de aproximadamente $5 \text{ }^\circ\text{C}$, conforme mostra a Fig. 6 e este valor é similar ao encontrado por Acciani *et al.* (2010) em módulos instalados em um sistema fotovoltaicos de 20 kW conectado à rede elétrica. Este aumento da temperatura ocorre porque a caixa de conexões elétricas reduz a troca de calor do módulo para o ambiente pelo processo de convecção.

Tabela 2. Diferença de temperatura das células solares em cada módulo fotovoltaico fabricado.

Módulo	Diferença de Temperatura ($^\circ\text{C}$)
1	15,0
2	17,9
3	15,2
4	11,3
5	11,6
6	14,6
7	9,4
8	10,7

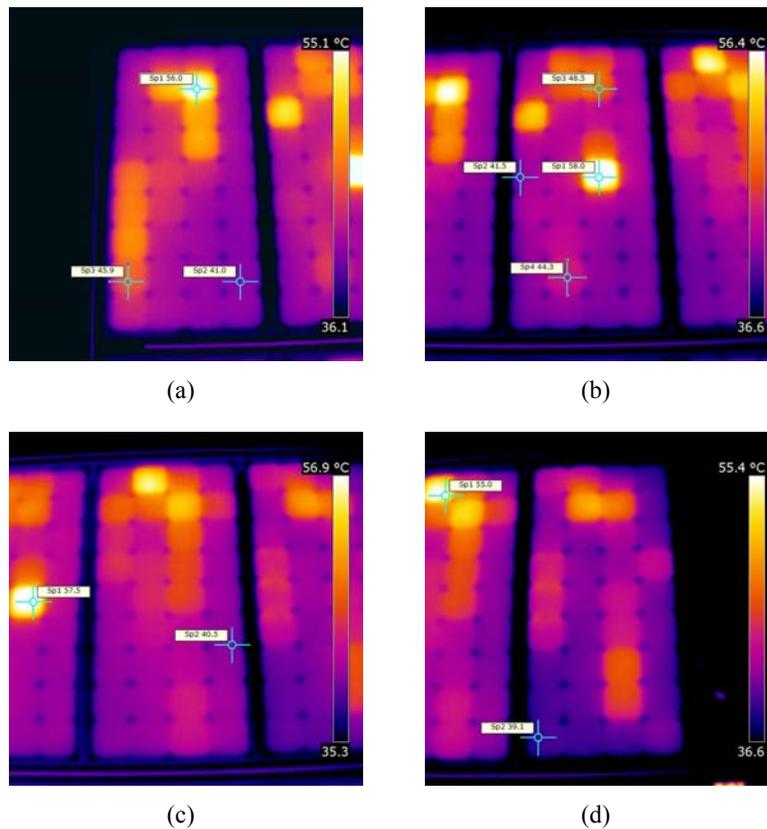


Figura 5- Diferença de temperatura entre as células (a) do módulo fotovoltaico 1, (b) do módulo fotovoltaico 2, (c) do módulo fotovoltaico 3 e (d) do módulo fotovoltaico 4.

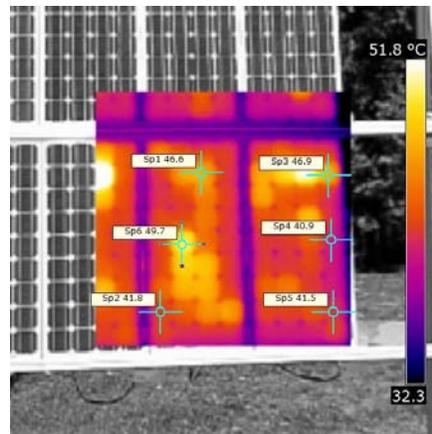


Figura 6- Diferença de temperatura entre as células dos módulos fotovoltaicos 7 e 8.

Para comparação, imagens termográficas também foram obtidas da parte posterior dos módulos 1, 2, 7 e 8, mantendo-os orientados com incidência quase perpendicular dos raios solares na face frontal. Conforme mostra a Figura 7, neste caso, as imagens das células solares com maior temperatura aparecem “espelhadas”, isto é, ocorre a troca do lado esquerdo com o lado direito. Considerando este fato, nota-se que a temperatura das células solares é maior e, segundo Krenzinger e Andrade (2007), é o valor mais correto da temperatura das células solares. Porém, a diferença de temperatura entre células solares no mesmo módulo é similar ao valor encontrado quando as imagens foram obtidas na face frontal dos módulos. Na Tab. 3 comparam-se as diferenças de temperatura de células nos módulos 1, 2, 7 e 8, medidas a partir da avaliação das imagens de radiação infravermelha obtidas na face frontal e posterior dos dispositivos. Com os resultados obtidos na face frontal dos módulos fotovoltaicos, a diferença de temperatura no módulo 1, 2, 7 e 8 foi de aproximadamente 5 °C, 16 °C 8 °C e 6 °C, respectivamente. Estes valores são similares aos encontrados da avaliação na face posterior. Desta forma, comprova-se que a análise com base na diferença de temperatura entre células evita problemas devido à técnica de medição.

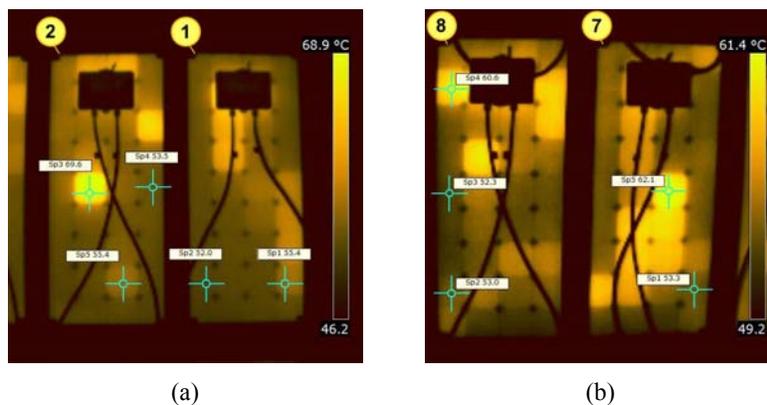


Figura 7- Diferença de temperatura entre as células dos módulos fotovoltaicos (a) 2 e 1 e (b) 8 e 7 obtida na parte posterior dos módulos.

Tabela 3. Diferença de temperatura das células solares com diferentes malhas metálicas na face posterior, medida na face frontal (ΔT_F) e posterior (ΔT_P) dos módulos fotovoltaicos fabricados.

Módulo	ΔT_F (°C)	ΔT_P (°C)
1	4,9	3,4
2	16,5	16,1
7	7,9	8,8
8	6,0	8,3

3.2 Análise da diferença de temperatura das células solares com céu nublado

Imagens por termografia também foram obtidas em um dia completamente nublado no mês de janeiro, com os módulos instalados na mesma estrutura. A irradiância solar incidente variou de 200 W/m² a 300 W/m² e a temperatura ambiente foi da ordem de 30 °C. A aquisição das imagens foi realizada na primeira quinzena do mês de janeiro. A Fig. 8 apresenta uma imagem termográfica da parte posterior do painel de módulos fotovoltaicos. Comparando a Fig. 8 (a) com a Fig. 4 (b) nota-se que as mesmas células solares estão com maior temperatura. Porém, neste caso a diferença de temperatura entre as células solares é inferior a 3 °C. Portanto, não é necessário um elevado valor da irradiância solar incidente para identificar as células com maior temperatura em um módulo fotovoltaico, mas a diferença de temperatura depende da irradiância incidente e se os módulos estão em curto-circuito ou no ponto de máxima potência.

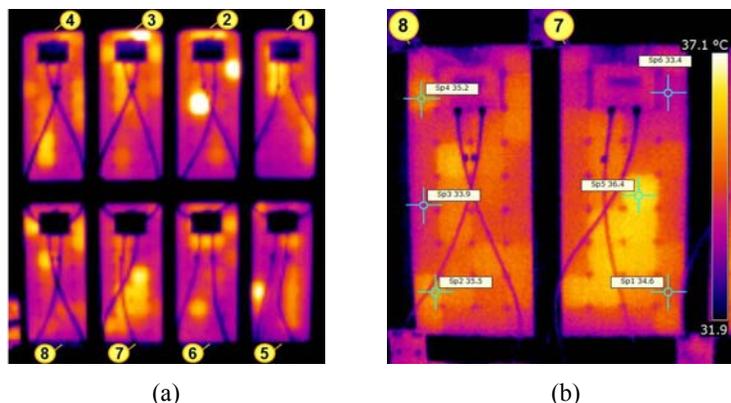


Figura 8- (a) Imagem termográfica obtida da parte posterior dos módulos fotovoltaicos com céu totalmente nublado e (b) diferença de temperatura das células solares nos módulos 8 e 7.

4. CONCLUSÕES

Células solares foram fabricadas em lâminas Si-Cz tipo n com emissor formado por boro e com diferentes malhas metálicas na face posterior. Após a caracterização elétrica, as células solares foram classificadas para a fabricação dos módulos fotovoltaicos. Constatou-se que todos os módulos apresentam algumas células com maior temperatura e não se verificou uma relação com o aumento da área metalizada na face posterior das células solares. Pontos quentes ocorrem

nos módulos devido a outros fatores, provavelmente relacionados com as características individuais das células solares. Também se concluiu que a redução da área com a malha metálica na face posterior das células solares não reduz o fator de forma dos módulos fotovoltaicos e não aumenta o número de pontos quentes nos módulos fotovoltaicos, possibilitando a redução do custo de produção.

Verificou-se que a diferença de temperatura entre as células solares de cada módulo fotovoltaico variou de 9 °C a 18 °C, quando os módulos estavam em curto-circuito e a irradiância solar incidente foi de 500 W/m² a 700 W/m². Na região da caixa de conexão elétrica, o aumento da temperatura das células solares é de aproximadamente 5 °C, devido a redução da troca de calor por convecção.

Da comparação da obtenção das imagens por termografia obtidas na face frontal e posterior dos módulos, constatou-se que a medição da temperatura entre células solares é similar nas duas situações. Também se verificou que não é necessário um alto valor da irradiância solar incidente para identificar os pontos quentes.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) pela subvenção no âmbito do convênio nº 01.08.0635.00, Ref. 1359/08, o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e a equipe do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) da PUCRS pela fabricação e caracterização das células solares.

REFERÊNCIAS

- Acciani, G., Simone, G. B., Vergura, S., 2010. Thermographic analysis of photovoltaic panels, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada/Spain. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq'10/634-Acciani.pdf>>. Acesso em: 06 de Março de 2012.
- Avdelidis, N. P., Markopoulos, Y. P., Katsis, I. A., Kouli, M., 2011. A thermographic survey for evaluating in situ the performance of photovoltaic panels, Thermosense: Thermal Infrared Applications XXXIII. Proceedings of the SPIE, vol. 8013, pp. 80130K-1-80130K-7.
- Botsaris, P. N., Tsanakas, J. A., 2010. Infrared thermography as an estimator technique of a photovoltaic module performance via operating temperature measurements, 10th ECNDT, Moscow. Disponível em: <http://www.ndt.net/article/ecndt2010/reports/1_05_17.pdf>. Acesso em: 06 de Março de 2012.
- Fath, P., Keller, S., Winter, P., Jooß, W., Herbst, W., 2009. Status and perspective of crystalline silicon solar cell production, 34th IEEE PVSC, Philadelphia/PA, pp. 2471-2476.
- Glunz, S. W., Benick, J., Biro, D., Bivour, M., Hermle, M., Pysch, D., Rauer, M., Reichel, C., Richter, A., Rüdiger, M., Schmiga, C., Suwito, D., Wolf, A., Preu, R., 2010. N-type silicon – enabling efficiencies >20% in industrial production, 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Honolulu/Hawaii, pp. 50-56.
- Krenzinger, A., Andrade, A. C., 2007. Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices, Solar Energy, vol. 81, pp. 1025-1034.
- Moropoulou, A., Palyvos, J., Karoglou, M., Panagopoulos V., 2007. Using IR thermography for photovoltaic array performance assessment, 4th International Conference of NDT, Chania, Crete/Greece. Disponível em: <<http://ndt.net/article/hsndt2007/files/Moropoulou,Karoglou.pdf>>. Acesso em: 06 de Março de 2012.
- Veldman, D., Bennett, I. J., Brockholz, B., Jong, P. C., 2011. Non-destructive testing of crystalline silicon photovoltaic back-contact modules, Energy Procedia, vol. 8, pp. 377-383.

THERMOGRAPHIC ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC MODULES WITH BASE-N SOLAR CELLS WITH DIFFERENT MESHES ON THE BACK SURFACE

Abstract. Thermography has been used for the evaluation of photovoltaic modules and systems. The aim of this paper is to analyze by thermography photovoltaic modules with cells manufactured in n-type silicon wafers with emitter formed by boron diffusion and with different metal grid on the back surface. Solar cells with rear area covered with metal ranging from 9% to 53% were manufactured, characterized and sorted. After this step eight PV modules were manufactured. All the modules presented some cells with higher temperature (hot spots) and this result was not related to the metallized area on the back surface of the solar cells. The I-V curve of photovoltaic modules was measured under standard conditions and we found that the reduction of the metal grid area on the rear surface of the solar cells does not affect the fill factor of the photovoltaic modules. The temperature difference between the solar cells of each photovoltaic module ranged from 9 °C to 18 °C, when the modules were short-circuited and the solar irradiance was of 500 W/m² to 700 W/m². In the region of the electrical connection box (junction box), the temperature of the solar cell is approximately 5 °C higher than that of the other solar cells, due to the reduction of heat exchange by convection. The temperature difference between the solar cells obtained by the thermographic technique in the front and back face of the modules was similar. We also found that a high value of the incoming solar radiation is not needed to identify cells with the highest temperature.

Key words: Photovoltaic Modules, n-Base Solar Cells, Thermographic Analysis