

DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE TÉRMICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS

Cristiano Saboia Ruschel¹ – cristianosaboia@gmail.com

Fabiano Perin Gasparin² – gasparin.fabiano@gmail.com

Arno Krenzinger¹ – arno.krenzinger@ufrgs.br

¹Universidade Federal do Rio Grande do Sul, LABSOL – Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica

²Universidade Estadual do Rio Grande do Sul

Resumo. Programas de simulação numérica são uma excelente alternativa para prever o comportamento de sistemas fotovoltaicos. O software FVCONNECT, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, possui essa funcionalidade, simulando com boa precisão o comportamento de um sistema conectado à rede, a partir de dados dos módulos, dos inversores, da rede elétrica e dos dados climáticos da região. Como parte de um projeto do qual o LABSOL participa, o programa será adaptado para realizar o monitoramento de um sistema fotovoltaico em tempo real, a partir de dados medidos de temperatura, radiação térmica e velocidade de vento do local. Para tanto, se faz necessária a alteração de alguns dos modelos nele presentes, como o modelo de cálculo da temperatura dos módulos. Deve ser utilizado um modelo que considere a acumulação térmica do sistema ao longo do tempo, e, para tanto, é necessário conhecer a capacidade térmica dos módulos fotovoltaicos. Foram realizados ensaios em dois diferentes módulos, um de silício monocristalino, e outro que utiliza a tecnologia de filmes finos, com o objetivo de obter a capacidade térmica por unidade de massa de cada um deles. Esses resultados foram similares para os dois módulos, sendo de 823 J/kg.K para o de silício monocristalino e de 785 J/kg.K para o de filmes finos.

Palavras-chave: Energia Solar, Módulo Fotovoltaico, Capacidade Térmica.

1. INTRODUÇÃO

Diversos fatores influenciam no funcionamento de um sistema solar fotovoltaico, e o conhecimento de cada um deles é de fundamental importância para uma análise preliminar da quantidade de energia que pode ser gerada por certo sistema instalado em determinado local, além de poder ser utilizada para o monitoramento de problemas que possam ocorrer durante sua operação.

Para a simulação de um sistema fotovoltaico se utilizam arquivos climáticos do local estudado, que fornecem dados de irradiância solar horizontal, temperatura ambiente e velocidade do vento. Os dados de entrada são utilizados em diversos modelos para caracterizar a influência dos parâmetros como a intensidade de radiação recebida, a temperatura dos módulos e o sombreamento de células que são utilizados para calcular o desempenho do sistema com programas de simulação.

Por exemplo, a irradiância no plano do módulo fotovoltaico é determinada por meio de cálculos geométricos a partir dos dados fornecidos no arquivo climático e modelos de estimativa da radiação difusa, como o de Perez et al (1987) também são utilizados fornecendo bons resultados. Na avaliação do comportamento médio do sistema ao longo de ao menos um dia, métodos mais simples de cálculo da temperatura dos módulos fornecem um resultado satisfatório, porém, para simulações em que a base temporal é reduzida para intervalos curtos de, por exemplo, 1 minuto, a determinação instantânea dessa temperatura requer o conhecimento das propriedades térmicas dos módulos, que não são fornecidas em catálogos.

Ao longo dos anos, foram desenvolvidas no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LABSOL) ferramentas computacionais que permitem simular o comportamento de sistemas solares fotovoltaicos. O programa PVSIZE auxilia o usuário no dimensionamento da instalação e dos componentes de sistemas fotovoltaicos isolados. Já o CREARRAY permite a análise do comportamento de arranjos de módulos fotovoltaicos sujeitos a diferentes condições e combinações. O software FVCONNECT é um programa mais completo de simulação do comportamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

A partir da entrada de dados dos módulos fotovoltaicos, inversores, da rede elétrica e dados climáticos da região em estudo, o FVCONNECT realiza uma simulação em um ano, fornecendo como saída a energia injetada na rede, além de permitir a visualização do comportamento dos vários parâmetros que afetam o desempenho do sistema. A Fig. 1 apresenta um diagrama dos modelos utilizados nesse programa.

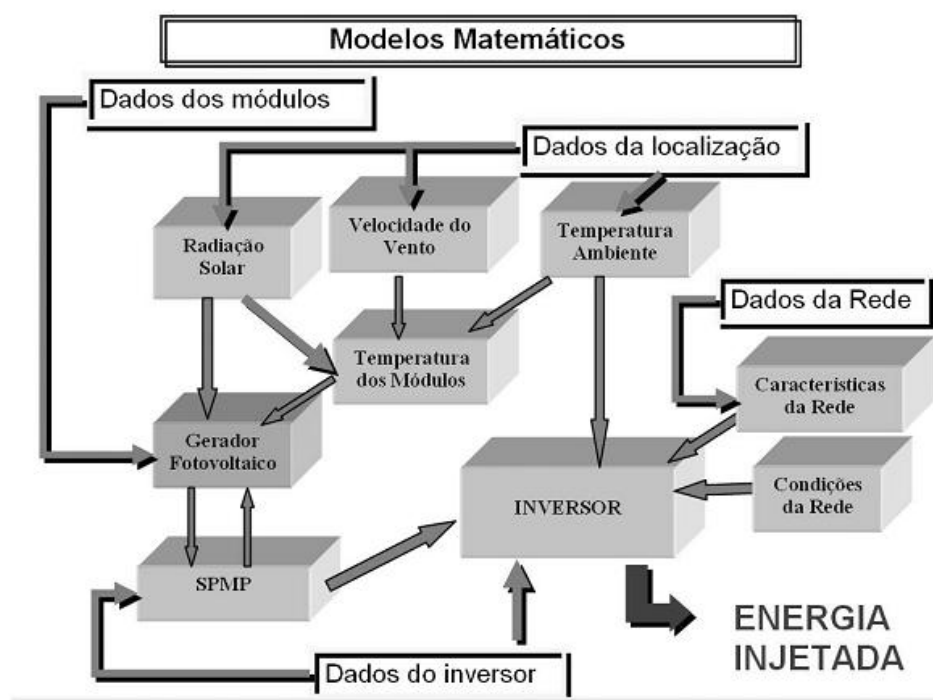


Figura 1 -Diagrama de blocos dos modelos matemáticos utilizados no programa FVCONNECT.

É importante ressaltar que o FVCONNECT fornece um comportamento médio do sistema, já que os dados climáticos são gerados a partir de correlações estatísticas que se baseiam em médias locais para gerar para um ano os dados com características compatíveis com as do local estudado. Além disso, mesmo que fossem fornecidas as condições climáticas e de radiação em tempo real, alguns modelos utilizados pelo software não possuem capacidade de realizar uma análise instantânea. Esse é o caso da temperatura de operação das células no módulo, pois o método utilizado é incapaz de modelar adequadamente o comportamento transiente da temperatura quando a radiação solar é alterada repentinamente.

Como parte de um dos projetos dos quais o LABSOL participa, o FVCONNECT será adaptado de forma a ser capaz de realizar o monitoramento de um sistema fotovoltaico em tempo real, estimando a partir de dados medidos de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento a energia que deveria ser gerada pelo sistema e comparando com a energia efetivamente gerada. Tal comparação permitirá uma melhor análise de comportamentos anômalos e defeitos que venham a ocorrer com a instalação monitorada.

A modelagem da temperatura é crucial para os resultados simulados do sistema fotovoltaico. Neste trabalho, o Método do Regime Permanente, utilizado pelo FVCONNECT, e o Método Transiente, proposto para a simulação em tempo real, são apresentados e sua utilização é discutida. O trabalho se propõe a determinar experimentalmente a capacidade térmica de dois módulos de diferentes tecnologias de fabricação, para posterior utilização em modelos de simulação em que a temperatura é determinada considerando o regime transiente de aquecimento e resfriamento do módulo quando exposto às condições de operação.

2. MODELAGEM MATEMÁTICA

A temperatura de operação de um módulo fotovoltaico é função da radiação solar incidente, da velocidade do vento local e das características térmicas de seus materiais. A equação da energia, Eq. (1), descreve esse comportamento:

$$m c_p \frac{dT_M}{dt} = (\tau \alpha) G A - \eta G A - (h_{cv1} + h_{cv2}) A (T_M - T_a) - h_{r1} A (T_M - T_{céu}) - h_{r2} A (T_M - T_b) \quad (1)$$

onde m indica massa do módulo, T_M sua temperatura, t o tempo e c_p a capacidade térmica por unidade de massa, que é análoga ao conceito de calor específico de uma substância, sendo referida no texto também como calor específico equivalente do módulo. O produto $\tau \alpha$ representa a fração de energia da radiação solar incidente efetivamente absorvida pelo módulo, dada por $G A$ é a área total que participa da transferência de calor, T_a a temperatura ambiente, $T_{céu}$ a temperatura equivalente do céu, T_b a temperatura da vizinhança de trás do módulo e η é a eficiência de conversão fotovoltaica. Os coeficientes h_{cv1} , h_{cv2} , h_{r1} , h_{r2} são, respectivamente, os coeficientes de transferência de calor por convecção nas partes superior e posterior e os coeficientes de transferência de calor por radiação nos lados superior e posterior do módulo. Essa equação considera o módulo como se este fosse uma placa plana com temperatura igual à

deseu vidro. A perda de calor pelas laterais é desprezada, pois sua área de transferência de calor é muito pequena comparada com a área frontal.

A Eq. (1) pode ser simplificada de modo a eliminar a dependência da temperatura equivalente do céu e da vizinhança posterior do módulo. Para tanto, novos coeficientes de transferência de calor por radiação são utilizados, resultando na Eq.(2).

$$mc_p \frac{dT_M}{dt} = [(\tau\alpha) - \eta]GA - (h_{cv1} + h_{cv2} + h_{r3} + h_{r4})A(T_M - T_a) \quad (2)$$

Tal que h_{r3} e h_{r4} são ajustados e permitem a utilização da temperatura ambiente para o cálculo da parcela radiante de dissipação. A partir da Eq. (2), derivam-se dois métodos possíveis para cálculo da temperatura das células de um painel fotovoltaico: o Método do Regime Permanente e o Método Transiente.

2.1 Método do Regime Permanente

Ao considerar que o sistema está em regime permanente, o termo temporal da Eq. (2) é desconsiderado, e a mesma se torna a Eq. (3).

$$[(\tau\alpha) - \eta]GA = (h_{cv1} + h_{cv2} + h_{r3} + h_{r4})A(T_M - T_a) \quad (3)$$

Resolvendo a Eq. (3) para a temperatura que se deseja calcular obtém-se a Eq. (4):

$$T_M = \frac{[(\tau\alpha) - \eta]G}{(h_{cv1} + h_{cv2} + h_{r3} + h_{r4})} + T_a \quad (4)$$

A utilização da Eq. (4) requer o conhecimento de características óticas, elétricas e térmicas do módulo, além de condições ambientais de vento e até mesmo de nebulosidade. Porém, ensaios experimentais mostram que é razoável assumir um comportamento linear da temperatura em função da irradiância. Um dos pontos dessa reta já é conhecido, pois se considera que sem receber radiação solar, o módulo permanece em temperatura ambiente. O segundo ponto utilizado para completar essa relação é a temperatura normal de operação das células no módulo (T_{NOC}), definida como a temperatura média assumida pelas células no módulo quando exposto a uma radiação de 800 W/m², temperatura de 293 K e velocidade de vento de 1 m/s. A partir destas considerações foi apresentada por Ross (1980) a Eq. (5), para módulos fotovoltaicos comuns sendo geralmente utilizada para estimar a temperatura dos módulos fotovoltaicos. Krenzinger (1987) verificou sua validade também para módulos bifaciais com baixas velocidades de vento, da ordem de 1 m/s.

$$T_M = T_a + \left[\frac{(T_{NOC} - 293)}{800} \right] G \quad (5)$$

Um método para determinação da temperatura T_{NOC} é definido pela norma ASTM E-1036 (2002). A mesma define um fator de correção adicional, que depende da faixa de temperatura e da velocidade do vento, conforme mostra a Eq. (6), onde o coeficiente b_T é dado por um diagrama apresentado na norma, e m_a é o coeficiente angular da relação, que deve ser determinado experimentalmente.

$$T_M = T_a + m_a G + b_T \quad (6)$$

O Método do Regime Permanente traz resultados satisfatórios quando o estudo é feito integrando um maior período de tempo. Nesses casos, os erros causados pela não consideração da acumulação de energia se compensam, pois da mesma maneira que o módulo não se aquece imediatamente ao receber radiação solar, há uma inércia para diminuir sua temperatura quando irradiância é reduzida. Entretanto, se o objetivo é a avaliação instantânea da temperatura, os efeitos transientes devem ser levados em conta.

2.2 Método Transiente

O Método Transiente também é definido a partir da Eq. (2), porém, ao contrário do Método do Regime Permanente, os efeitos de acumulação de energia não são desprezados. Portanto, a temperatura em um determinado instante só pode ser calculada partindo de seu valor em um instante anterior, ou seja, é necessária uma simulação completa do tempo para conhecer a temperatura no instante atual. Para realizar essa evolução temporal, a Eq. (2) pode ser discretizada em intervalos finitos de tempo, resultando na Eq. (7).

$$T_M^{i+1} = T_M^i + \frac{[(\tau\alpha) - \eta]G^i A - (h_{cv1} + h_{cv2} + h_{r3} + h_{r4})A(T_a^i)}{mc_p} \quad (7)$$

A eficiência de conversão fotovoltaica η é informação obrigatória nos catálogos dos módulos, enquanto a temperatura ambiente e a irradiância instantânea são geralmente monitorados. Os coeficientes de transferência de calor são objetos de diversos estudos, e existem na literatura correlações bem aceitas para sua estimativa. Para o coeficiente convectivo na frente da placa, a relação descrita por Watmuff et al., (1977), Eq. (8), é comumente utilizada.

$$h_{cv1} = 2,8 + 3V_w \quad (8)$$

Para o coeficiente convectivo na parte posterior, se propõe utilizar uma fração do coeficiente da superfície frontal. Como geralmente em sistemas fotovoltaicos são instalados vários módulos, que acabam por reduzir a incidência de vento uns nos outros, Andrade e Krenzinger (2008), por exemplo, utilizam um valor de $\frac{1}{4}$ para essa relação.

Os coeficientes de transferência de calor por radiação são os apresentados em Incropera et al. (2007), e apresentados nas Eq. (9) e Eq. (10). Eles foram modificados para eliminar a necessidade de utilizar a temperatura do céu e da vizinhança posterior dos módulos, como exposto na Eq. (2).

$$h_{r3} = \varepsilon_v \sigma \frac{(T_M + T_{céu})(T_M^2 + T_{céu}^2)(T_M - T_{céu})}{(T_M - T_a)} \quad (9)$$

$$h_{r4} = \varepsilon_b \sigma \frac{(T_M + T_b)(T_M^2 + T_b^2)(T_M - T_b)}{(T_M - T_a)} \quad (10)$$

onde ε_v e ε_b são, respectivamente, as emissividades do vidro e do material da parte posterior do módulo fotovoltaico.

3. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Um ensaio foi realizado com o intuito de avaliar a capacidade térmica por unidade de massa de dois diferentes módulos fotovoltaicos, o primeiro com potência nominal de 85 W_p, da tecnologia de silício monocristalino, do fabricante Himin Solar, modelo HG-85S, e outro da marca General Electric, modelo CIGS-150, que utiliza uma deposição de uma fina camada de um composto de disseleneto de Cobre, Gálio e Índio, e possui potência nominal de 150 W_p.

Foi construído um isolamento térmico, utilizando uma placa de poliestireno expandido de 50 mm, que foi cortada de modo a encaixar a moldura do módulo, reduzindo a transferência de calor pelas superfícies lateral e posterior, de forma que quase toda a transferência de calor ocorresse pela superfície superior do módulo, que contém o vidro. A Fig. 2 apresenta uma fotografia onde é possível visualizar um dos módulos ensaiados dentro do isolamento.

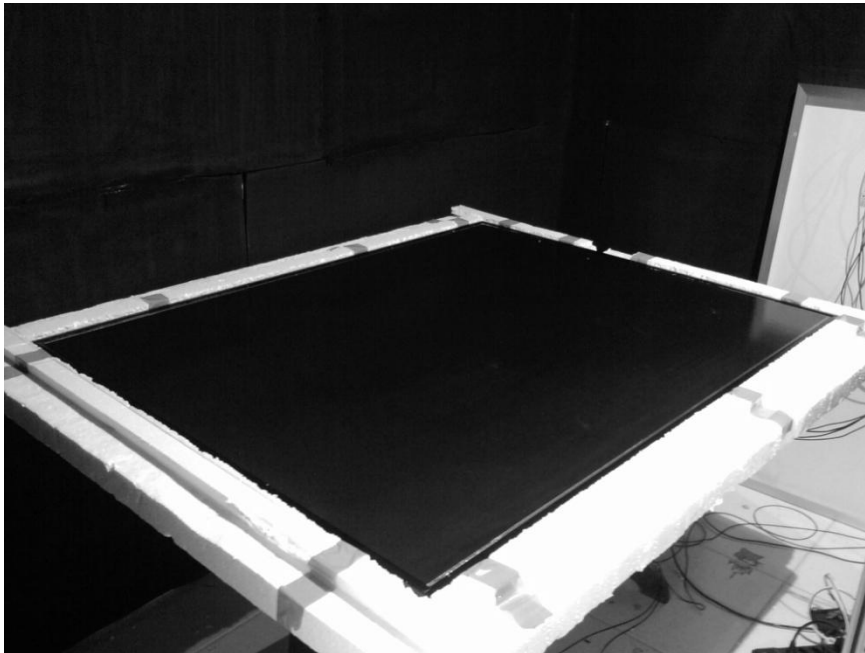


Figura 2 – Fotografia do Módulo GE CIGS-150 com o isolamento térmico

O experimento foi montado de modo a minimizar a quantidade de variáveis presentes. Além da utilização do isolamento térmico, decidiu-se realizar um ensaio no escuro, no qual o módulo fotovoltaico foi aquecido induzindo-se uma potência elétrica no mesmo por meio de uma fonte de potência Kepco 100-10MG, ao invés de expô-lo ao sol. Com

isso, elimina-se a necessidade de se conhecer suas propriedades ópticas. A medição da temperatura foi realizada por dois sensores do tipo Pt100, que, juntamente com um terceiro do mesmo tipo, utilizado para medição da temperatura ambiente, foram recalibrados utilizando um banho termostático da marca LAUDA. A sala utilizada foi mantida no escuro, para evitar a geração de fotocorrente nos módulos, e apresentou uma amplitude de variação de temperatura de cerca de 2°C durante os ensaios.

A tensão e a corrente elétrica foram medidas diretamente no módulo, para considerar perdas elétricas nos condutores(em fios) e conexões do circuito, além de facilitar o tratamento dos dados, já que a tensão variou durante os ensaios. Para obtenção do valor de corrente, foi utilizado um resistor shunt Hartmann&Braun que fornece um valor de 300 mV de tensão para uma corrente de 10 A. Todas as medições foram realizadas com um multímetro Agilent 34980A, com uma placa de aquisição de dados, e exportados para uma planilha por meio do software Benchlink Data Logger.

A partir da disposição dos materiais usualmente utilizados em um módulo fotovoltaico, foi construído um circuito térmico do sistema, válido para o módulo de silício monocristalino, que é apresentado na Fig. 3. Essa construção inclui o vidro no topo, seguido por um encapsulante, geralmente o etil-vinil-acetato (EVA), as células, outra camada de EVA e uma camada de Tedlar, um polímero comercial. As resistências de contato não foram consideradas nesta análise.

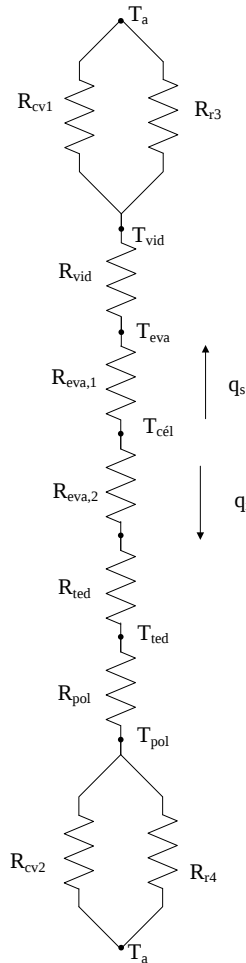


Figura 3 – Circuito térmico do ensaio realizado

onde R_{pol} representa a resistência condutiva do isolamento de poliestireno expandido, R_{ted} é a resistência imposta pela camada de tedlar, $R_{eva,1}$ e $R_{eva,2}$ as resistências do encapsulante EVA em cima e embaixo da célula e R_{vid} a resistência térmica do vidro, enquanto R_{cv} são as resistências convectivas e R_r as resistências radiantes. O módulo CIGS-150 possui algumas diferenças construtivas em relação ao circuito apresentado, como uma camada extra de vidro na parte inferior, mas essas alterações não influenciam no resultado da análise aqui apresentada. Os valores para resistência térmica condutiva são dados pela Eq. (12), enquanto os de resistência térmica convectiva ou radiante são dados pela Eq. (13).

$$R_{cond} = \frac{L}{kA} \quad (12)$$

$$R_{cv,rad} = \frac{1}{h_{cv,r}A} \quad (13)$$

Nessas equações, L é a espessura do material por onde o calor está sendo conduzido, k é sua condutividade térmica, A é a área pela qual o calor é transferido, e h é o coeficiente de transferência de calor, tanto convectivo como radiante. A soma de resistências térmicas em série pode ser realizada pela Eq.(14), e as resistências térmicas em paralelo são somadas de acordo com a Eq.(15).

$$R_{sér} = R_1 + R_2 \quad (14)$$

$$R_{par} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)^{-1} \quad (15)$$

A Tab. 1 apresenta os valores típicos de condutividade térmica e as dimensões dos materiais utilizados, junto com o valor de resistência condutiva calculado para cada um deles.

Tabela 1 –Resistências térmicas condutivas típicas dos materiais do módulo

Material	Condutividade térmica [W/m.K]	Espessura [mm]	R _{térmica} [m².K/W]
Vidro	1,05	3,2	3,05E-03
EVA Superior	0,15	1	6,67E-03
EVA Inferior	0,15	0,5	3,33E-03
Tedlar	0,24	0,2	8,33E-04
Poliestireno expandido	0,034	50	1,47

Associando em série as resistências de condução para cima e para baixo da célula, obtém-se $R_{cond,s} = 9,71 \times 10^{-3} \text{ m}^2.\text{K/W}$ e $R_{cond,i} = 1,475 \text{ m}^2.\text{K/W}$. Dois resultados importantes seguem da análise das resistências térmicas condutivas: o isolamento de poliestireno expandido é eficaz em reduzir significativamente a transferência de calor para a parte inferior da placa, permitindo considerar que todo o calor é perdido pela parte de cima; e, sendo a resistência do poliestireno expandido muito maior do que as outras da parte inferior, a queda de temperatura entre a célula e essa placa é desprezível, podendo a temperatura medida, abaixo do Tedlar, ser considerada como a temperatura da célula.

As resistências térmicas de convecção e radiação são similares, tanto para a parte de cima quanto para a parte de baixo, não influenciando nos resultados dessa análise.

Com as considerações realizadas, a Eq. (2) pode ser reescrita em termos de um coeficiente global de perdas, U , definido pela Eq.(16), resultando na Eq.(17), que modela a transferência de calor para o experimento realizado.

$$U = \left(\frac{1}{h_{cv1} + h_{r3}} + \frac{1}{R_{cond,s}} \right)^{-1} \quad (16)$$

$$mc_p \frac{dT_{cél}}{dt} = VI - UA(T_{cél} - T_a) \quad (17)$$

Ao contrário do caso da operação do painel fotovoltaico, aqui a potência elétrica está sendo dissipada pelas células, e portanto gerando calor. Essa equação foi discretizada, e resolvida para intervalos de tempo de 10 segundos, que era o intervalo entre as medições. Partindo da temperatura inicial, do momento em que a fonte foi ligada, simulou-se o comportamento da temperatura de cada módulo a partir da Eq. (18).

$$T_{cél}^{i+1} = \frac{10[V^i I^i - UA(T_{cél}^i - T_a^i)]}{mc_p} + T_{cél}^i \quad (18)$$

Em ambos os ensaios, a potência elétrica fornecida foi tal que a corrente elétrica permanecesse constante, próxima ao valor de corrente de curto-circuito do módulo. Essa escolha foi feita por ser um valor de potência que se pode fornecer ao módulo sem nenhum risco de dano a seu sistema elétrico, já que os condutores(fios) e conexão são dimensionados de maneira a suportar essa corrente em operação. Fornecer potência dessa maneira tem uma implicação direta: a potência elétrica dissipada cai ao longo do tempo. Isso ocorre pela modificação da curva I-V causada pelo aumento na temperatura das células, que reduz a tensão para uma mesma corrente, conforme mostra a Figura 4.

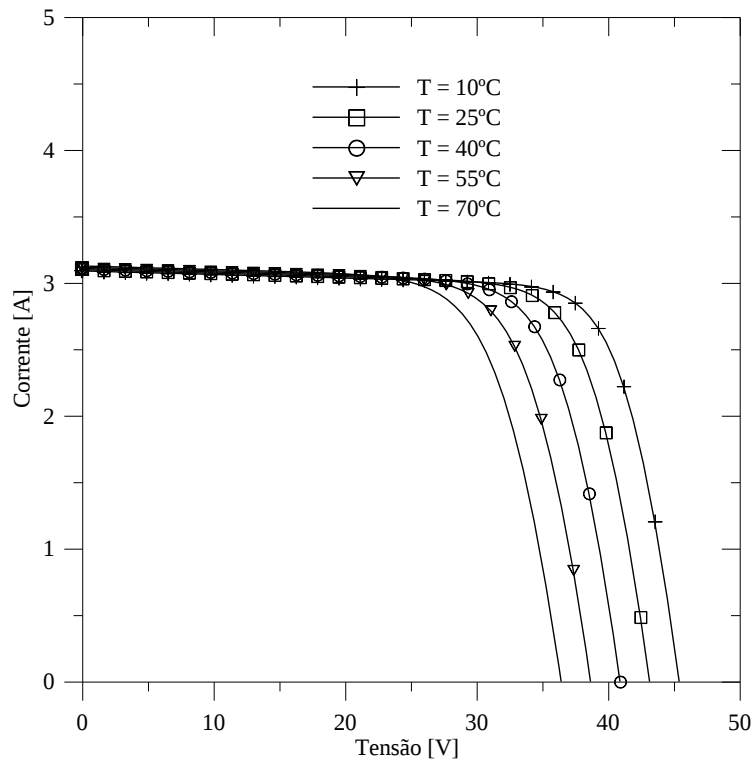


Figura 4- Curvas I-V de um módulo exposto a uma irradiância de 1000 W/m² a diferentes temperaturas.

No entanto, essa queda de tensão, e por consequência, de potência, não traz nenhum prejuízo aos cálculos, pois ocorre lentamente, e, sendo as medições realizadas a cada intervalo de 10 segundos, o erro ao se considerar a medição anterior de potência para calcular a temperatura é pequeno e pode ser desprezado.

A potência foi fornecida até que o módulo não variasse mais sua temperatura, ou seja, até que o regime estacionário fosse atingido. Nesse momento, a fonte foi desligada, e as medições continuaram até que a temperatura se aproximasse novamente da temperatura ambiente. Todo o processo foi simulado a partir da Eq.(18), considerando o coeficiente global de transferência de calor e o calor específico equivalente com mesmo valor durante os processos de aquecimento e resfriamento.

4. RESULTADOS

4.1 Módulo de Silício Monocristalino

Para o módulo de silício monocristalino, que possui corrente de curto circuito de 5,47 A, a corrente foi fixada em 5 A, enquanto a tensão decresceu de 23,07 V para 21,73 V.

Na Fig. 5, são apresentados simultaneamente os resultados medidos e a simulação realizada a partir da Eq. (18). Os valores de coeficiente global de transferência de calor e de calor específico equivalente da Eq. (18) foram ajustados de forma a minimizar o erro quadrático, definido pela Eq. (19).

$$erro = \sum (T_{simulado} - T_{medido})^2 \quad (19)$$

O ajuste das curvas simulada e experimental por meio da variação do calor específico equivalente do módulo e do coeficiente global de transferência de calor apresentou boa concordância. Uma possível causa para a diferença encontrada foi o fato de o coeficiente global de transferência de calor usado na simulação ser constante, quando de fato o mesmo varia com a temperatura, tanto pela parcela radiante quanto pela convectiva. O valor ajustado para o coeficiente U foi de 8,61 W/m².K, enquanto o valor obtido para a capacidade térmica por unidade de massa do módulo foi de 823 J/kg.K.

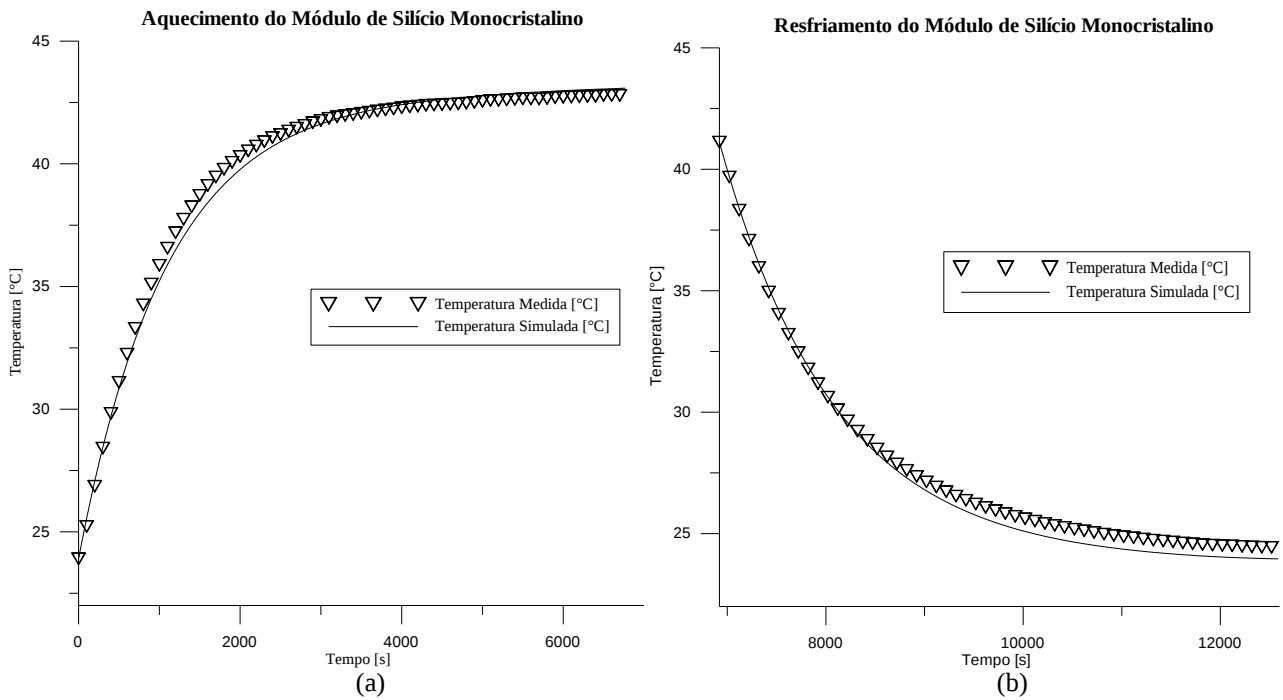


Figura 5 – Curvas de aquecimento (a) e resfriamento (b) do módulo de silício monocristalino

4.2 Módulo CIGS-150

Para esse módulo, que possui corrente de curto circuito de 2,10 A, se estabeleceu uma corrente fornecida pela fonte de 2 A, tendo a tensão caído de maneira similar ao caso anterior.

Os resultados experimentais e a simulação realizada com a Eq. (18) para o aquecimento e resfriamento são apresentados na Figura 6.

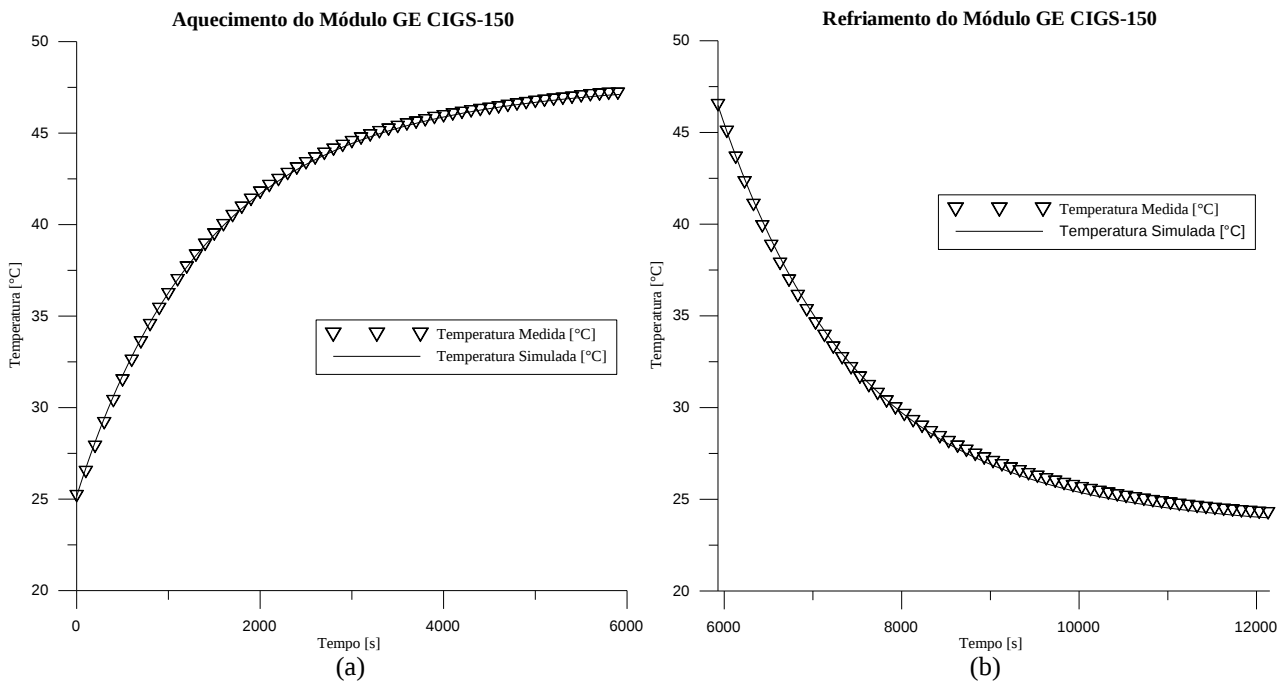


Figura 6 – Curvas de aquecimento(a) e resfriamento(b) do módulo GE CIGS-150

Novamente, foi possível ajustar a simulação de modo a obter resultados muito similares aos medidos experimentalmente, com o coeficiente global de transferência de calor de $8,64 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ e uma capacidade térmica por unidade de massa de $785 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A Tab.2 apresenta os valores de calor específico dos principais materiais que compõem os módulos fotovoltaicos, retirados de Duffie e Beckman (1991) e Incropera et al. (2007), e a Tab. 3 traz os valores encontrados para os módulos medidos. Os calores específicos do EVA e do Tedlar não foram inseridos na Tab. 2, pois existem variantes comerciais para esses materiais, com propriedades significativamente diferentes, e não é possível precisar qual modelo é utilizado nos módulos medidos. Além disso, a massa desses materiais na composição dos módulos é muito pequena.

Tabela 2 - Calor específico dos materiais dos módulos fotovoltaicos

Material	Calor Específico [J/kg.K]
Vidro	820
Silício	712
Alumínio	903

Tabela 3 – Calor específico equivalente dos módulos medidos

Módulo	Calor Específico Equivalente [J/kg.K]
Silício Monocristalino	823
GE CIGS-150	785

Considerando que a maior parte do peso dos módulos é de vidro, é natural esperar que o calor específico equivalente do módulo seja próximo ao do vidro, pois ele é uma média ponderada entre os calores específicos dos materiais que o compõem. É importante ressaltar que o calor específico apresentado na Tab. 2 para o vidro é apenas uma referência. Outras fontes, como Moran et al. (2005) e Silva (1972), propõem diferentes valores, variando desde 600 J/kg.K até 850 J/kg.K, alguns diferenciando entre tipos de vidro.

6. CONCLUSÕES

As características térmicas dos módulos fotovoltaicos são necessárias para uma análise do comportamento da temperatura de um sistema fotovoltaico a partir de medições das condições ambientais. Como essas características não são fornecidas pelos fabricantes, idealmente esse procedimento deveria ser realizado para cada modelo específico de equipamento a ser utilizado. Porém, ao se supor que o calor específico equivalente do módulo é o calor específico do seu vidro, o erro na simulação não será muito significativo. Ainda assim, há a dificuldade de se avaliar qual o calor específico do vidro utilizado nos módulos, já que as tabelas apresentam diferentes valores para diferentes tipos de vidros. Os resultados mostraram que há pouca diferença entre os dois módulos testados, apesar de eles utilizarem diferentes tecnologias, e indicam que um possível valor de referência de calor específico equivalente para utilização em módulos fotovoltaicos é da ordem de 800 J/kg.K.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e ao INCT (Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia) pelo apoio financeiro na realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Andrade, A. C., Krenzinger, A., 2008. Simulação da Temperatura de Módulos Fotovoltaicos em Operação, II CBENS – II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES, Florianópolis, 2008.
- ASTM E-1036, 2002. Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells, American Society for Testing and Materials.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons.
- Incropera, F.P., DeWitt D.P., Bergman T.L., Lavine, A.S., 2007. Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa, LTC.
- Krenzinger, A., 1987. Contribución al Diseño de Sistemas Fotovoltaicos con Paneles Bifaciales en Combinación con Reflectores Difusos de Carácter General, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S.I. de Telecomunicación. Madrid.

- Moran, M. J., Dewitt, D. P., Munson, B. R., Shapiro, H. N., 2005. Introdução à Engenharia de Sistemas Térmicos, LTC.
- Oliveski, R. C., 2000. Análise Numérica e Experimental dos Campos de Temperatura e Velocidade em Armazenadores Térmicos, Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- Perez, R. Seals, R. Ineichen, P. Stewart, R. Menucucci, D., 1987. New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces, Solar Energy, vol .39, n. 3, pp. 221-231.
- Ross, R.G., 1980. Flat-Plate Photovoltaic Array Design Optimization, 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, APUD <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/nominal-operating-cell-temperature>
- Silva, R.B., 1972. Manual de Termodinâmica e Transmissão de Calor, DLP.
- Watmuff, J. H., Charters, W. W. S., Proctor, D., 1977. Solar and Wind Induced External Coefficients for Solar Collectors, COMPLES, No 2, 56. APUD Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons.

DETERMINATION OF THE THERMAL CAPACITY OF PHOTOVOLTAIC MODULES BUILT WITH DIFFERENT TECHNOLOGIES

Abstract. Numerical simulation programs are an excellent alternative to forecast the behavior of photovoltaic systems. FVCONNECT software, developed in the Solar Energy Laboratory (LABSOL) at Federal University of Rio Grande do Sul (UFRGS), has this functionality, simulating with good precision the behavior of a grid connected system, from the knowledge of the modules, inverters, electric grid and region climate data. As part of a project from which LABSOL participates, the software will be adapted to perform the real-time monitoring of a photovoltaic system, using measured temperature, thermal radiation and local wind velocity data. For that, it is necessary to alter some of the models used on the program, as the module temperature calculation model. A model which considers the thermal accumulation of the system must be used, and it is, therefore, necessary to know the thermal capacity of the photovoltaic modules. Two different modules were tested, one built with monocrystalline silicon, and other built with thin-film technology, to obtain their thermal capacity per mass unit. These results were similar for both modules, being 823 J/kg.K for the monocrystalline silicon one, and 785 J/kg.K for the thin-films one.

Key words: Solar Energy, Photovoltaic Module, Thermal Capacity.