

Modelo Matemático para a Estimação da Temperatura de Módulos Fotovoltaicos

Sofia S. F. Spanghero, Paula S. Vicente, Eduardo M. Vicente

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João del-Rei
Praça Frei Orlando, 170 – Centro – São João del-Rei–MG – CEP 36307-352,
(e-mails: sspanghero@gmail.com, Paulasantos@ufsj.edu.br, eduardomoreira@ufsj.edu.br)*

Abstract: The power generated by PV arrays is directly associated with climatic conditions of the site of installation, through incident solar irradiance, ambient temperature and wind speed being the parameters that most affect their power generation. Therefore, it is evident that carrying out studies to better understand the influence of these parameters on generation is extremely important. It is known that the greater the incident solar irradiance, the greater PV module output power. High ambient temperatures causes an increase in module temperature, resulting in a decrease in power generation. The PV module temperature depends on numerous factors, which makes its estimation a very complex task. With the objective of increasing the quality and precision of this estimation, several authors have developed mathematical models that relate the cell operating temperature with the meteorological parameters. To evaluate the key characteristics that affect PV module temperature, this paper proposes a survey and comparison of the main mathematical models for estimating the operating temperature of PV arrays, found in literature. A model based on the average values of the evaluated methods is also proposed.

Resumo: A potência gerada por painéis fotovoltaicos está diretamente associada a fatores climáticos e meteorológicos do local onde se encontram instalados, sendo a irradiância solar incidente, a temperatura ambiente e a velocidade do vento, os parâmetros que mais impactam em sua geração. Logo, fica evidente que realizar estudos para entender melhor a influência desses parâmetros na potência de saída, é de extrema importância. Sabe-se que, quanto maior a irradiância solar incidente no painel, maior é a sua geração de energia. Já uma temperatura ambiente elevada significa um aumento na temperatura do módulo, o que causa diminuição da geração. A temperatura do painel depende de inúmeros fatores, o que torna sua estimação uma tarefa de grande complexidade. Com o objetivo de aumentar a qualidade e precisão da estimação, diversos autores têm desenvolvido equações matemáticas que relacionam a temperatura de operação da célula com os parâmetros meteorológicos. À vista disso, este trabalho busca realizar um levantamento e comparar os principais modelos de estimação de temperatura de operação de painéis fotovoltaicos encontrados na literatura, bem como desenvolver um modelo próprio baseado nos valores médios calculados a partir destes.

Keywords: PV module, temperature, temperature estimation, mathematical model, output power.

Palavras-chaves: Módulo fotovoltaico, temperatura, estimação da temperatura, modelo matemático, potência de saída.

1. INTRODUÇÃO

Desde a descoberta do efeito fotovoltaico em 1839, a tecnologia de células fotovoltaicas vem sendo muito estudada e aperfeiçoada e, como consequência, observa-se uma tendência de redução dos custos associados a sua produção e um aumento significativo de sua eficiência (Coelho 2008). Segundo Pereira et al. (2017) e, como mostrado na Fig. 1, o Brasil é um país com grande potencial para geração fotovoltaica de energia elétrica, devido à grande incidência de radiação solar em seu território. Assim, a energia solar fotovoltaica vem se destacando como uma alternativa limpa e sustentável na geração de energia ao redor do mundo. No Brasil, tendo em vista os incentivos do governo e o frequente reajuste na taxa de kWh, a demanda pela geração própria tem crescido significativamente nos últimos anos (ANEEL 2017).

Diversos fatores influenciam a eficiência da geração fotovoltaica, desde fatores internos como pureza dos materiais e métodos de fabricação, a fatores externos, como condições climáticas, sombreamento e parâmetros meteorológicos, como irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, entre outros (Cantor 2017). Nas curvas características de potência por tensão de módulos fotovoltaicos, Fig. 2, nota-se que a irradiância solar (S) e a temperatura (T) causam grande impacto na foto-geração. Quanto maior a temperatura da célula, menor será a potência máxima do módulo, enquanto uma maior radiação solar causará um aumento na potência de saída (Vicente et al. 2020).

Como a geração fotovoltaica depende diretamente da incidência de fótons para ocorrer, é possível concluir que a irradiância é a principal grandeza e tem o maior impacto na potência de saída do módulo fotovoltaico. A influência da temperatura do módulo na potência gerada também é

importante, visto que é um parâmetro que pode reduzir em mais de 20% a potência de saída de um módulo fotovoltaico (Vicente et al. 2020). Apesar disso, estimar a temperatura do módulo é uma tarefa extremamente complexa, tendo em vista que esta é influenciada por diversos parâmetros. Assim, nota-se um esforço na comunidade científica para desenvolver modelos de temperatura para módulos e células fotovoltaicas, que traduzam com fidelidade o comportamento dinâmico da temperatura.

2. CORRELAÇÕES MATEMÁTICAS PARA ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA

A temperatura do módulo varia em função de diversos fatores, como a temperatura ambiente, aquecimento devido à produção de energia, perdas por convecção e radiação, influência da velocidade e direção do vento, entre outros (RETScreen 2004). Na literatura é possível encontrar diversas correlações que buscam estimar a temperatura do módulo (T_c). Em sua maioria, utilizam os parâmetros de temperatura ambiente (T_a),

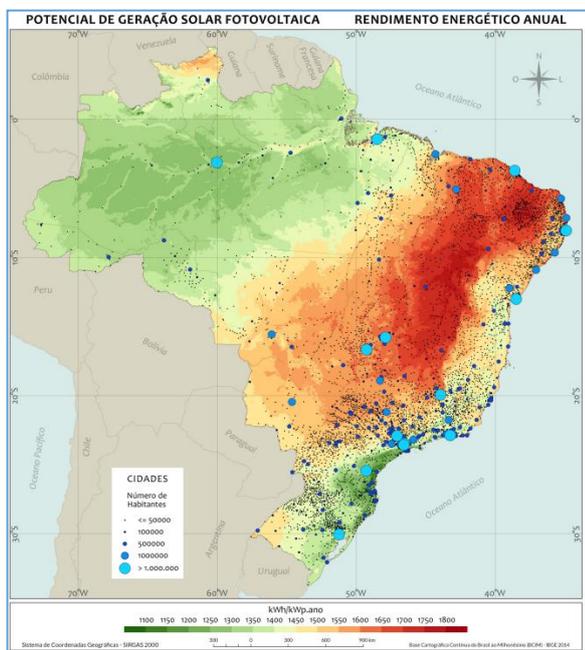


Fig. 1: Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil (ANEEL 2017).

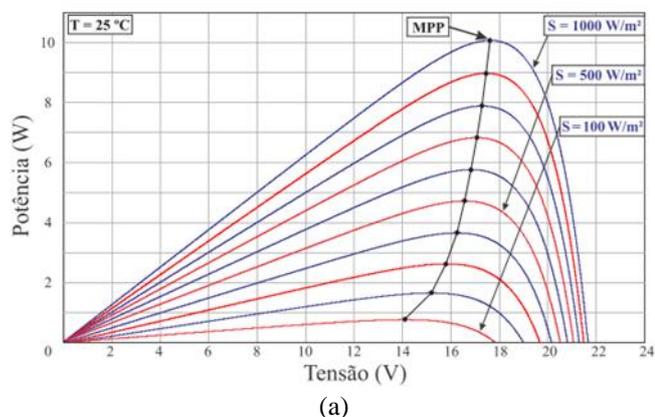


Fig. 2: Variação da potência de saída de um módulo em função da: (a) variação da irradiância; (b) variação da temperatura (Vicente et al. 2020).

irradiância incidente no módulo (G_t) e velocidade do vento (V_w), porque estes são os fatores externos que causam maior e mais direta influência na temperatura do módulo, além de que a obtenção desses dados pode ser feita de maneira relativamente simples, por meio de informações provenientes de uma estação meteorológica ou utilização de equipamentos de medição. Neste trabalho, foi realizado o estudo de oito modelos matemáticos para estimação da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos, descritos a seguir.

2.1 Modelo de Ross

O modelo proposto por Ross (1976) é uma função da temperatura ambiente, irradiância e de um parâmetro construtivo chamado de coeficiente de Ross (k), que pode variar entre 0,02 a 0,04 cm^2/W (Skoplaki et al. 2009), cujo valor é descrito por (1). A Fig. 3 apresenta a diferença entre a temperatura ambiente e a temperatura do módulo, em função da irradiação solar, para dois tipos de módulos fotovoltaicos.

$$T_c = T_a + kG_t \quad (1)$$

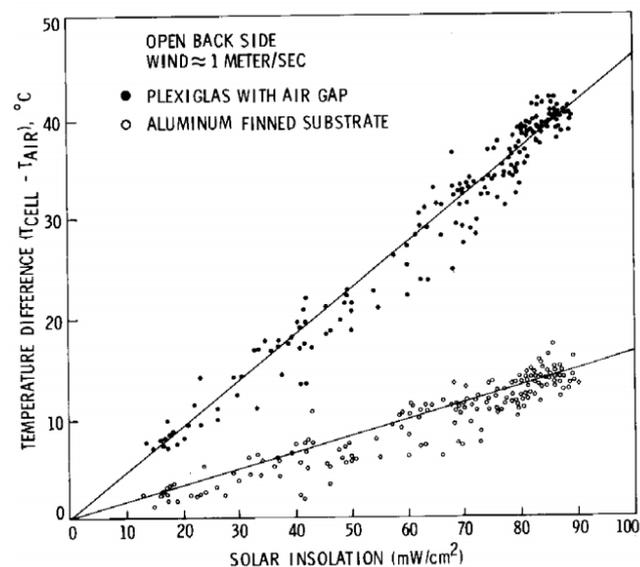
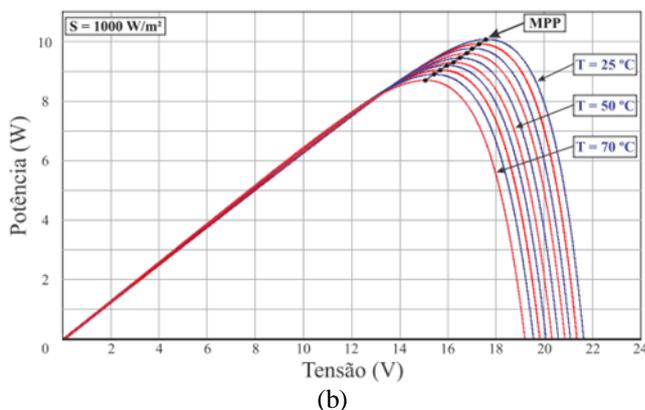


Fig. 3: Diferença de temperatura entre o módulo fotovoltaico e o ambiente em função da radiação incidente (Ross 1976).



2.2 Modelo de Mondol

O modelo de Mondol et al. (2007), descrito em (2), foi desenvolvido em um estudo sobre a eficiência de um módulo fotovoltaico, tendo sido obtido a partir da Fig. 4. A equação é definida como uma função da temperatura ambiente e da irradiância incidente no módulo (Jakhrani et al. 2011).

$$T_c = T_a + 0,031G_t - 0,058 \quad (2)$$

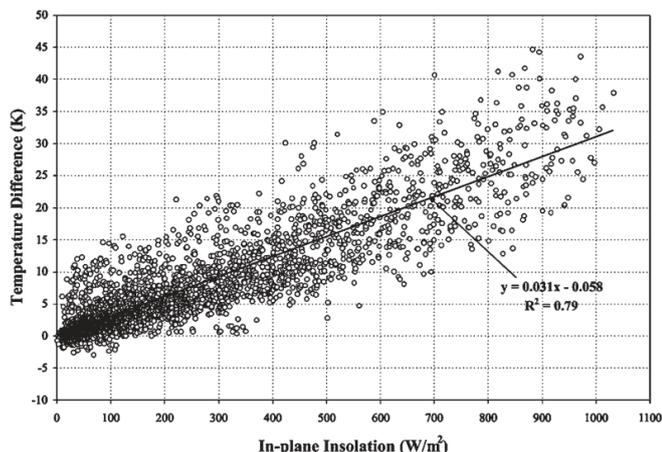


Fig. 4: Diferença de temperatura entre o módulo fotovoltaico e o ambiente em função da radiação incidente (Mondol et al. 2007).

2.3 Modelo de Kurtz

A equação (3) foi descrita por Kurtz et al. (2009) e leva em conta os mesmos parâmetros das correlações anteriores, mas adiciona à equação um termo de correção pela influência da velocidade do vento (V_w) na temperatura do módulo.

$$T_c = T_a + G_t e^{-3,473 - 0,0594V_w} \quad (3)$$

2.4 Modelo de Didier

Didier propôs a relação (4), dependente da temperatura ambiente (Evans 1981), e definiu um índice de claridade (k_t), que relaciona a irradiância que atinge um dado local (G_T) e a irradiância que atinge o topo da atmosfera (G_{TA}), fazendo $k_t = (G_T/G_{TA})$. A temperatura de referência da célula (T_{cNOCT}) foi definida como 45 °C para módulos de silício cristalino e 50 °C para módulos de silício amorfo (RETScreen 2004).

$$T_c = T_a + \frac{T_{cNOCT} - 20}{800} (219 + 832k_t) \quad (4)$$

2.5 Modelo de Duffie e Beckman

Duffie e Beckman (2013) propuseram (5), que leva em consideração o balanço de energia em um módulo fotovoltaico, e acrescentaram na correlação a eficiência de conversão do módulo (η_m), a velocidade do vento (V_w), bem como a irradiância (G_{tNOCT}) e a temperatura ambiente (T_{aNOCT}), em condições padrão de teste.

$$T_c = T_a + \left[\frac{G_t}{G_{tNOCT}} \frac{9,5}{5,7 + 3,8V_w} (T_{cNOCT} - T_{aNOCT})(1 - \eta_m) \right] \quad (5)$$

2.6 Modelo de TamizhMani

A equação (6), proposta por TamizhMani et al. (2003), foi definida utilizando o método de redes neurais para analisar os dados coletados no estudo e, assim, obter a relação entre a temperatura do módulo e as condições climáticas. Este método também é chamado de modelo de quatro parâmetros, e considera a influência da velocidade do vento (V_w), temperatura ambiente (T_a) e irradiância solar (G_t) (Busson et al. 2018). No estudo, os autores constataram que a umidade do ar e a direção do vento são fatores com baixa influência na temperatura do módulo, então puderam ser desprezados.

$$T_c = 0,943T_a + 0,028G_t - 1,528V_w + 4,3 \quad (6)$$

2.7 Modelo de Skoplaki

Skoplaki e Palyvos (2008) propuseram (7), em que a temperatura da célula varia conforme mostra a Fig. 5, e é função da temperatura ambiente, irradiância, velocidade do vento e do coeficiente de montagem (W_m), que varia para diferentes configurações de instalação dos módulos, como mostra a Tabela 1.

$$T_c = T_a + (W_m) \left(\frac{0,32}{8,91 + 2V_w} \right) G_t \quad (7)$$

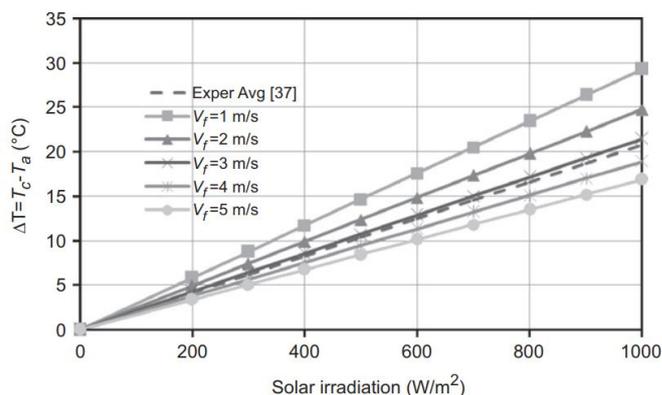


Fig. 5: Diferença de temperatura entre o módulo fotovoltaico e o ambiente, em função da radiação incidente (Skoplaki e Palyvos 2008).

Tabela 1. Variação do coeficiente de montagem (Skoplaki e Palyvos 2008).

Tipo de Montagem	Coefficiente de Montagem (W_m)
Livre	1,0
Telhado Plano	1,2
Telhado Inclinado	1,8
Integrado à Fachada	2,4

2.8 Modelo de Muzathik

A Equação (8) foi proposta por Muzathik (2014), que garante bons resultados para a estimativa da temperatura em áreas com clima tropical e cuja temperatura ambiente se mantenha relativamente constante durante o dia.

$$T_c = 0,943T_a + 0,0195G_t - 1,528V_w + 0,3529 \quad (8)$$

3. AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS

Após realizar o levantamento das correlações, as curvas foram plotadas para diferentes valores de temperatura ambiente, variando de -20 até 50 °C, irradiância solar, de 200 a 1000 W/m², e velocidade do vento, de 2 a 8 m/s. As Figs. 6 a 10 mostram um comparativo de todos os modelos variando em função da temperatura ambiente, para os valores de irradiância de 200, 400, 600, 800 e 1000 W/m². Neste ensaio, considerou-se a montagem em telhado inclinado para o modelo de Skoplaki e, para os modelos com parâmetro de velocidade do vento, utilizou-se 2 m/s.

Nas Figs. 11 a 14 são apresentadas as curvas dos modelos de Duffie e Beckman, Kurtz, Muzathik, Skoplaki e TamizhMani, para diferentes valores de velocidade do vento, variando de 2 até 8 m/s, para um valor constante de irradiação solar de 400 W/m², a fim de possibilitar a comparação entre as curvas. Como esperado, é notável que, quanto maior a velocidade do vento, menores são os valores de temperatura. Observa-se que os gráficos dos modelos de Duffie e Beckman, Kurtz e TamizhMani se sobrepõem em alguns momentos, evidenciando a similaridade existente em seus respectivos equacionamentos.

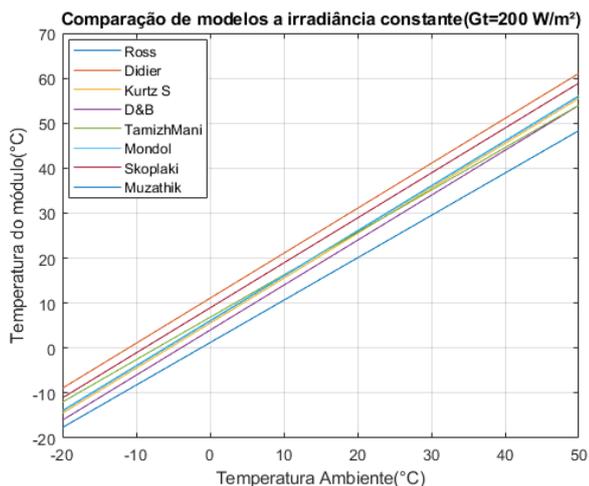


Fig. 6: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com irradiação de 200 W/m².

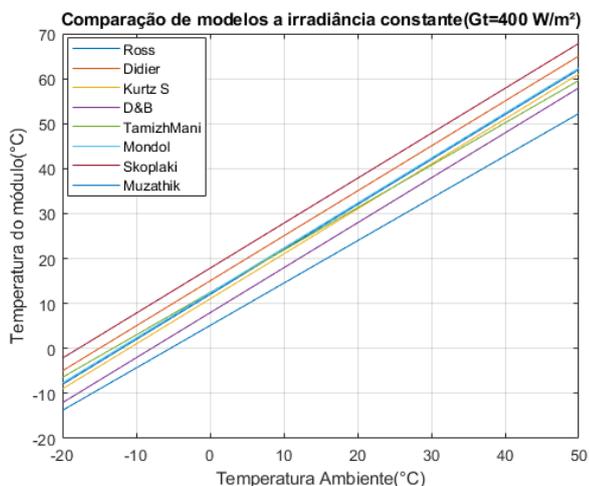


Fig. 7: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com irradiação de 400 W/m².

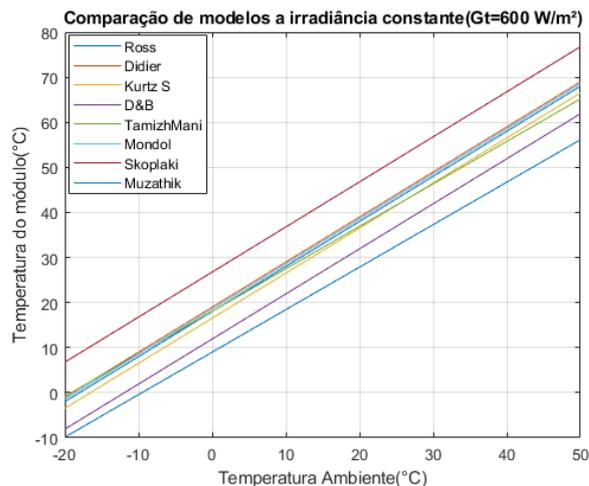


Fig. 8: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com irradiação de 600 W/m².

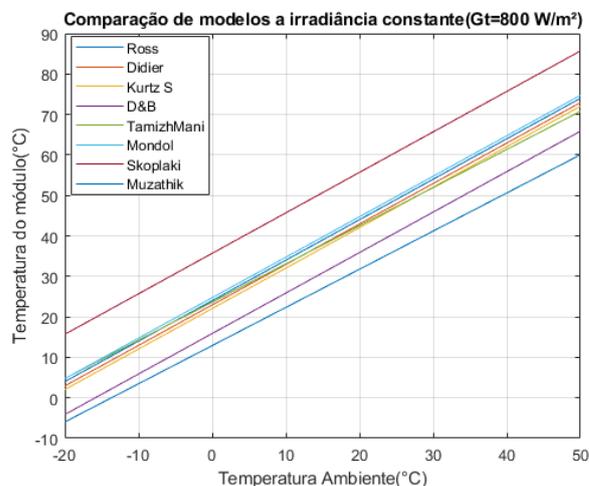


Fig. 9: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com irradiação de 800 W/m².

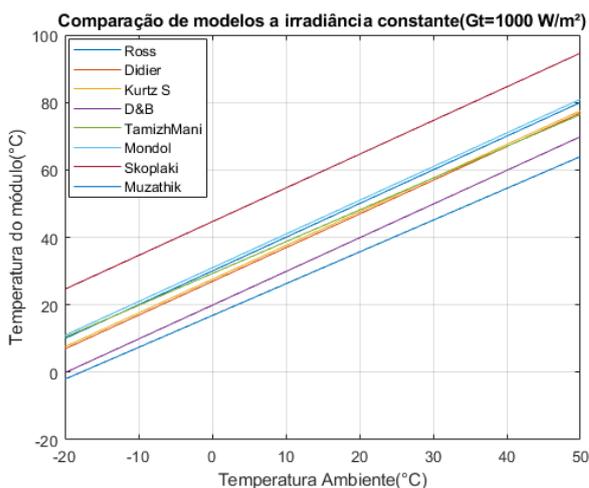


Fig. 10: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com irradiação de 1000 W/m².

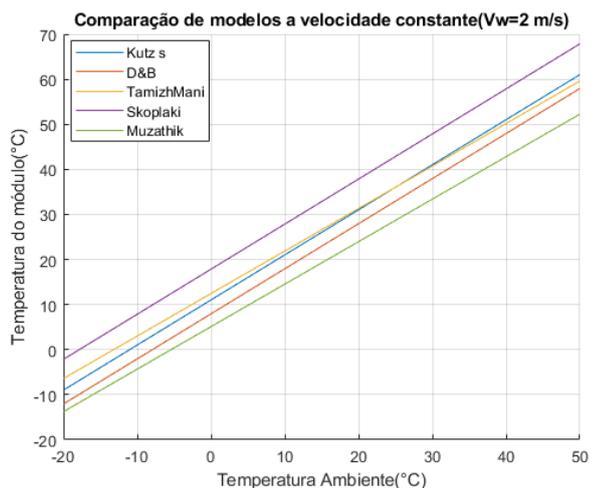


Fig. 11: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com velocidade do vento de 2 m/s.

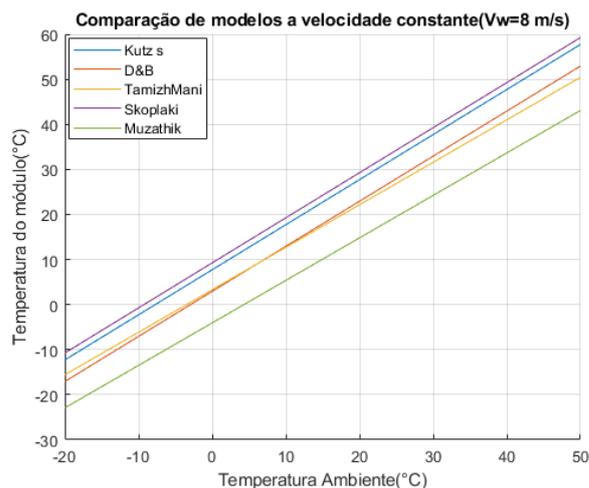


Fig. 14: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com velocidade do vento de 8 m/s.

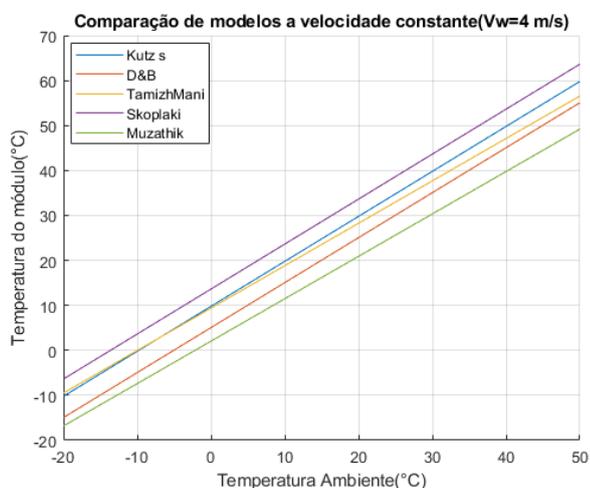


Fig. 12: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com velocidade do vento de 4 m/s.

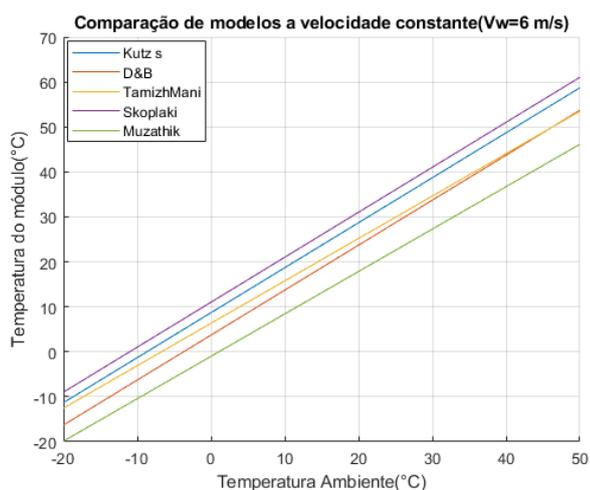


Fig. 13: Curva comparativa dos modelos de estimativa da temperatura com velocidade do vento de 6 m/s.

Pode-se observar que todas as correlações variam linearmente com a temperatura, de acordo com suas equações. O modelo de Muzathik é o que resulta nos menores valores estimados de temperatura para todos os valores de radiação solar. Já a equação de Skoplaki resulta em valores de estimativa mais elevados, se destacando ainda mais das outras correlações quando em situação de alta irradiação solar. Nota-se que o aumento dos valores de irradiação causa um afastamento entre as curvas de maneira geral, mas com as curvas dos modelos de Ross, Didier, Kurtz, TamizhMani e Mondol mantendo-se sempre bem próximas entre si.

4. APLICAÇÃO DE DADOS DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA

Em seguida, foi realizada a coleta de dados de temperatura, radiação solar e velocidade de vento de um dia de céu limpo e sem chuvas, da estação meteorológica A514, da cidade de São João del-Rei (MG), disponíveis no Mapa de Estações do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET 2021). Neste dia, a temperatura ambiente variou entre 17 e 30,8 °C, enquanto a radiação variou entre, aproximadamente, a mínima de 145,81 W/m² e a máxima de 1051,24 W/m², conforme pode ser visto na Tabela 2.

Estes dados foram utilizados para plotar as curvas dos modelos, considerando a variação dos parâmetros durante o dia, das 7 às 18h, como mostra a Fig. 15. Como métrica de comparação entre os valores de temperatura do módulo obtidos por cada modelo apresentado, foi utilizada a análise de variância (ANOVA) seguida do teste post-hoc de Tukey (Stähle e Wold 1989), adotando $p < 0,05$ como valor de significância estatística mínima, e utilizando os softwares Graphpad Prism e Jamovi para elaboração de gráfico e análise estatística. Ao realizar a análise de variância para todos os modelos e comparar as médias de cada modelo utilizando o teste post-hoc de Tukey, foi observada diferença estatisticamente significativa apenas entre os modelos de Skoplaki e Muzathik, conforme pode ser visto na Fig. 16, que demonstra como todas as equações apresentam

comportamento semelhante, diante da simulação com os dados da estação meteorológica, presentes na Tabela 2, sendo os modelos de Skoplaki e Muzathik os que mais diferem entre si.

Tabela 2. Dados coletados pela estação meteorológica A514 no dia 06 de novembro de 2021 (INMET 2021).

Hora do Dia	Temperatura Ambiente (°C)	Radiação Solar (W/m ²)	Velocidade do Vento (m/s)
07:00	17	167,75	4,6
08:00	18,8	379,39	3,8
09:00	20,8	521,7	2,7
10:00	23,2	858,62	1,6
11:00	25,9	984,20	1,6
12:00	28,2	1047,33	3,5
13:00	28,8	1051,24	3,1
14:00	30	984,51	5,8
15:00	30,8	838,15	4,6
16:00	30,3	647,10	3,2
17:00	29,9	399,87	2,4
18:00	27,7	145,81	1,3

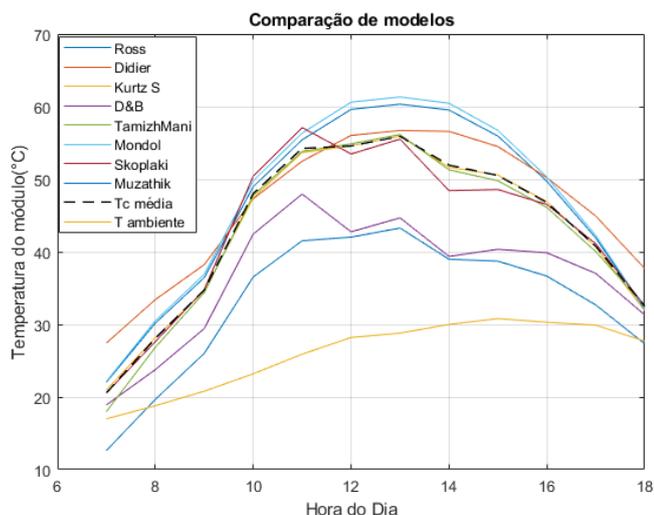


Fig. 15: Comportamento dos modelos durante o dia 06 de novembro de 2021, entre o horário de 7 às 18 h, na cidade de São João del-Rei – Minas Gerais.

Novamente, observa-se que o modelo de Muzathik resulta nos menores valores de temperatura estimada e, dessa vez, o modelo de Mondol se destaca, retornando os maiores valores de temperatura, na maior parte do dia. Os modelos que mais se afastam da temperatura média do módulo são os de Duffie e Beckman e o de Muzathik, enquanto os demais modelos se aproximam da média durante um maior número de horas. Pode-se observar que cada modelo resulta em um valor distinto de temperatura estimada para o mesmo instante de tempo e parâmetros.

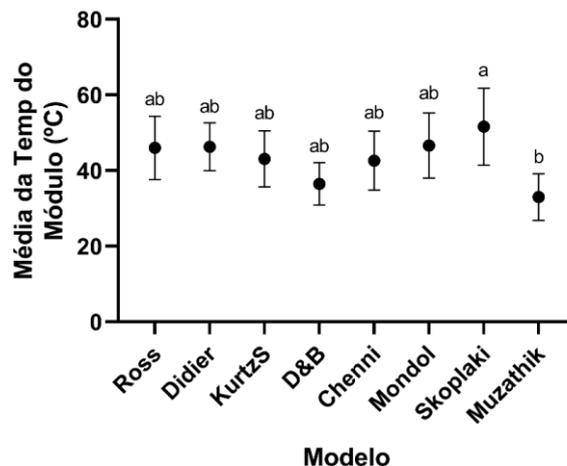


Fig. 16: Gráfico de barra de erros (IC95%) da temperatura média do módulo para cada modelo estudado. Modelos com a mesma letra não se diferem em 5% a partir do teste de Tukey, portanto, não são significativamente diferentes, ou seja, possuem grande semelhança.

5. DESENVOLVIMENTO DO MODELO

Com o objetivo de obter um modelo que represente a média de todas as correlações levantadas, buscando obter um modelo genérico e com ampla aplicação, foi realizada a média dos resultados a cada hora de todas as equações, obtendo assim, a temperatura média do módulo ($T_{Cm\acute{e}dia}$), apresentada também na Fig. 15. Foram coletados 3 pontos dessa curva média, registrando os valores médios de temperatura do módulo para os horários de 8h (I), 13h (II) e 18h (III). Assim, obtendo o sistema de equações visto em (9), no qual o coeficiente “a” é influenciado pela temperatura ambiente, o coeficiente “b” pela radiação solar e o coeficiente “c” pela velocidade do vento, resultando na temperatura média do módulo fotovoltaico.

$$\begin{cases} 18,8a + 379,3861b - 3,8c = 28,078 & (I) \\ 28,8a + 1051,2361b - 3,1c = 55,911 & (II) \\ 27,7a + 145,8139b - 1,3c = 32,4986 & (III) \end{cases} \quad (9)$$

Resolvendo este sistema de equações dos valores médios às 8 horas, às 13 horas e, por fim, às 18 horas, utilizando os dados da Tabela 2, obtém-se os coeficientes do modelo de estimação média, resultando no modelo desenvolvido, mostrado em (10).

$$T_{Estimada} = 1,05733T_a + 0,025306G_t - 0,36853V_w \quad (10)$$

Na Fig. 17 é plotada a curva da temperatura estimada pelo modelo desenvolvido no trabalho (10), para os valores de temperatura ambiente, radiação solar e velocidade do vento coletados da estação meteorológica. Na Fig. 17 é possível comparar os resultados do modelo desenvolvido (curva roxa) com os modelos de Mondol e Muzathik (as correlações que apresentaram os maiores e menores valores de estimação, respectivamente), bem como com a temperatura média estimada por todos os modelos avaliados.

Observa-se que a temperatura estimada através do modelo desenvolvido neste trabalho mostra uma grande similaridade

com a curva média obtida através da comparação dos oito métodos avaliados, vista na Fig. 15. Esse fato evidencia o comportamento ponderado do modelo, permitindo que o mesmo seja utilizado na estimação da temperatura em diversas condições climáticas, sendo um modelo com uma ampla faixa de aplicação.

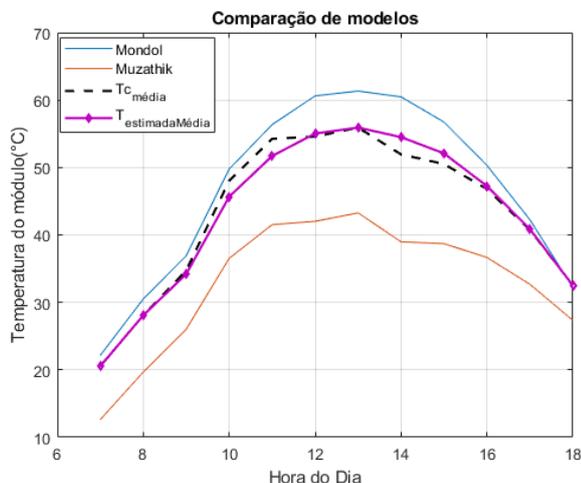


Fig. 17: Comparativo das curvas de temperatura com o modelo desenvolvido.

6. CONCLUSÃO

A avaliação das correlações matemáticas para estimação da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos, presentes na literatura, mostrou-se extremamente útil para entender seu comportamento térmico e os parâmetros mais relevantes na realização da estimação.

Observou-se a existência de uma grande variedade de modelos para estimação da temperatura, em diversas situações, condições climáticas e de construção do arranjo fotovoltaico. A maior parte dos modelos presentes na literatura é desenvolvida para condições climáticas específicas, limitando o seu uso.

A correlação desenvolvida neste trabalho, considerando os principais modelos apresentados na literatura, buscou obter um modelo amplo, capaz de ser utilizado na maior quantidade de situações, obtendo o menor erro possível na estimação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UFSJ pelo apoio financeiro no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nota Técnica nº 00556/2017 – SRD/ANEEL.
Busson, B. et al. (2018). “Validação de modelos de comportamento térmico de painéis fotovoltaicos para o semiárido brasileiro.” VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, RS.

Cantor, G.A.R. (2017). “Influência dos fatores climáticos no desempenho de módulos fotovoltaicos em regiões de clima tropical.” Dissertação de Mestrado, UFPP.
Coelho, R.F. (2008). “Estudo dos conversores buck e boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos.” Dissertação de Mestrado, UFSC.
Duffie, J.A. and Beckman, W.A. (2013). “Solar engineering of thermal processes.” 4th ed. Wiley. Madison, United States of America.
Evans, D.L. (1981). “Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output.” *Solar Energy* 27,6, 555-560.
Instituto Nacional de Meteorologia – (INMET). “Mapas de Estações”. Disponível em: < <https://mapas.inmet.gov.br/> >
Jakhriani, A.Q.; Othman, A.K.; Rigit, A.R.H.; Samo, S.R. (2011). “Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models.” *World Applied Sciences Journal*. ISSN 1818-4952.
Kurtz S. et al. (2009). “Evaluation of high-temperature exposure of rack-mounted photovoltaic modules.” 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 2399-2404.
Mondol, J.; Yohanis, Y.; Norton, B. (2007). “The Effect of Low Insolation Conditions and Inverter Oversizing on the Long-Term Performance of a Grid-Connected Photovoltaic System.” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*; 15:353 – 368.
Muzathik, A.M. (2014). “Photovoltaic Modules Operating Temperature Estimation Using a Simple Correlation.” *International Journal of Energy Engineering*, vol. 4, pp. 151-158.
Pereira, E.B. et al. (2017). “Atlas brasileiro de energia solar.” 2.ed, 80p. INPE. São José dos Campos - SP.
RETScreen International, “Clean energy project analysis-photovoltaic project analysis.” Minister of Natural Resources Canada, 2001-2004, ISBN: 0-662-35672-1.
Ross, R.G. (1976). “Interface design considerations for terrestrial solar cell modules.” Proceedings of the 12th IEEE photovoltaic specialist’s conference, Baton Rouge, LA, pp: 801-806.
Skoplaki, E. and Palyvos, J.A. (2008). “A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting.” Solar Engineering Unit, School of Chemical Engineering – Atenas, Grécia.
Skoplaki, E. and Palyvos, J.A. (2009). “Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations.” *Renewable Energy*, vol 34, pp 23-29.
Stähle, L. and Wold, S. (1989). “Analysis of variance (ANOVA).” *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, vol 6, pp 259-272.
Tamizhmani, G.; Ji, L.; Tang, Y.; Petacci, L. (2003). “Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance: Long-Term Monitoring and Model Development for Energy Rating.” *NCPV and Solar Program Review Meeting 2003*.
Vicente, E.M.; Vicente, P.S.; Moreno, R.L.; Ribeiro, E.R. (2020). “High-efficiency MPPT method based on irradiance and temperature measurements.” *IET Renewable Power Generation*, 2020, 14, (6), p. 986-995.