

ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA EM CÉLULAS FOTOVOLTAICAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA

*Renata Lautert Yang¹, Gerson Máximo Tiepolo², Édwin Augusto Tonolo³, Jair Urbanetz Junior⁴,
Muriele Bester de Souza⁵*

¹ UTFPR, Curitiba, Brasil, relautert@gmail.com

² UTFPR, Curitiba, Brasil, tiepolo@utfpr.edu.br

³ UTFPR, Curitiba, Brasil, edwintonolo@gmail.com

⁴ UTFPR, Curitiba, Brasil, urbanetz@utfpr.edu.br

⁵ UTFPR, Curitiba, Brasil, murielebester@gmail.com

RESUMO:

A energia solar fotovoltaica vem crescendo em capacidade instalada a nível mundial ano a ano e o Brasil igualmente vem investindo nesta fonte renovável de geração de energia. A conversão da energia luminosa em energia elétrica ocorre nas células fotovoltaicas, as quais são sensíveis ao aumento de temperatura. Grande parte da energia incidente no módulo é transformada em calor, elevando sua temperatura e diminuindo sua eficiência. Este estudo tem como objetivo estimar a temperatura nas células fotovoltaicas (T_c) para módulos de silício policristalino de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica através de diversas equações propostas ao longo das últimas décadas por pesquisadores. Esta estimativa ocorrerá para o município de Curitiba, utilizando-se de dados provenientes da estação automática do INMET nesta mesma cidade. A estimativa foi calculada de hora em hora ao longo do dia, por um ano. A validação dos resultados estimados ocorreu por meio da medição da temperatura da célula de um sistema fotovoltaico instalado em Curitiba, onde observou-se que a equação proposta por Duffie e Beckman (2013) foi a que mais se aproximou do valor medido.

Palavras chave: Energia solar fotovoltaica, sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, estimativa da temperatura da célula fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

A energia luminosa proveniente do Sol pode ser aproveitada através do efeito fotovoltaico para geração de energia elétrica, sendo esta denominada de energia solar fotovoltaica (ESFV) [1]. A ESFV foi a fonte de energia renovável que mais cresceu em capacidade instalada mundial entre 2016 e 2017, apresentando uma capacidade instalada acumulada de 402 GW até o final de 2017 [2][3]. No cenário brasileiro, a capacidade instalada igualmente vem aumentando significativamente ano a ano [4][5]. O Estado do Paraná apresenta um potencial fotovoltaico significativo em termos de Brasil e bastante superior ao ser comparado com muitos países da Europa. Estas informações mostram, de forma geral, o quanto a aplicação desta tecnologia tem crescido, assim como o potencial a ser explorado no Paraná. Desta forma, conhecer melhor as tecnologias e os fatores que afetam na sua produtividade tornam-se cada vez mais importantes.

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas, as quais são construídas a partir de materiais semicondutores, convertendo a energia advinda do sol em energia elétrica. Assim, as células são bastante sensíveis à temperatura. A eficiência dos módulos é medida e informada aos usuários, através da folha de dados, sob as condições padrões de teste (STC - *Standard Test Conditions*), com temperatura de 25°C, irradiância de 1000W/m² e massa de ar AM (*Air Mass*) = 1,5, sendo que um sistema fotovoltaico raramente opera nessas condições [6][7]. O desempenho é influenciado principalmente pela tecnologia utilizada. Um módulo fotovoltaico típico converte entre 6 a 20% da radiação solar incidente em energia elétrica, dependendo do tipo de tecnologia das células solares e condições climáticas. O restante da radiação solar incidente é convertida em calor, o que aumenta significativamente a temperatura do módulo fotovoltaico e reduz a eficiência do mesmo [8]. A temperatura de um módulo fotovoltaico depende de alguns fatores climáticos, como radiação solar

incidente, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, propriedades físicas dos materiais das células e estrutura de montagem [9].

Durante o dia a irradiância varia mais do que a temperatura. As mudanças na irradiância afetam essencialmente a corrente do módulo, já que a corrente depende diretamente da radiação solar incidente, sendo que a tensão do módulo é afetada principalmente pela temperatura do módulo [7]. A temperatura também impacta na degradação dos módulos fotovoltaicos (FV), porque determina a taxa de reação para os processos de deterioração causada pelos outros fatores de degradação, como hidrólise por umidade e fotodegradação por luz ultravioleta [10].

2. OBJETIVO

Para a maioria das instalações fotovoltaicas, as medições diretas da temperatura da célula não estão disponíveis. Portanto, é desejável parametrizar a relação física entre a temperatura da célula fotovoltaica, a irradiância de entrada e os parâmetros meteorológicos relevantes [6]. Esta pesquisa visa analisar nove modelos existentes de cálculos para estimar a temperatura nas células fotovoltaicas (T_c) propostas ao longo das últimas décadas por pesquisadores, cujo objetivo final é verificar qual equação se aproxima mais dos valores reais medidos. Esta análise e validação ocorrerá em Curitiba, através de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) instalado no Escritório Verde da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

3. MÉTODOS

Na análise dos modelos para o cálculo da temperatura da célula fotovoltaica foram estudadas nove equações citadas na literatura internacional, as quais dependem de diversos parâmetros. Considera-se que a temperatura em qualquer ponto do módulo FV é constante dentro deste curto intervalo de tempo. A temperatura de operação nominal da célula (NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature*) representa um indicativo da temperatura do módulo FV e é fornecida pelo seu fabricante, sendo este valor adquirido de acordo com parâmetros fornecidos por um Padrão de Referência do Ambiente (SRE - *Standard Reference Environment*), o qual determina inclinação do módulo igual à latitude do local, irradiância total (G_{NOCT}) de 800 W/m², temperatura ambiente (T_a) igual a 20°C, velocidade do vento (V_w) de 1 m/s e carga elétrica nula [11]. Os modelos baseiam-se no fato de que a diferença

entre a temperatura do módulo e a temperatura ambiente é independente da temperatura do ar, porém é diretamente proporcional à irradiância se as condições no local são fixas. Para a realização da medição da T_c , considerou-se que esta temperatura é aproximadamente igual à temperatura na parte posterior do módulo FV, se seu invólucro é fino e possui uma baixa resistência térmica. Os parâmetros dependentes da temperatura da célula FV e utilizados nestes cálculos encontram-se descritos na Tabela 1.

Tabela 1. Descrição de parâmetros

Parâmetro	Descrição
T_a	Temperatura ambiente em °C
G	Irradiância total em W/m ²
T_{cNOCT}	Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica, fornecida pelo fabricante do módulo fotovoltaico, em °C
T_{aNOCT}	Temperatura ambiente de acordo com SRE, fixada em 20°C
G_{NOCT}	Irradiância total segundo SRE, fixada em 800 W/m ²
V_w	Velocidade do vento em m/s
α	Constante igual a 0,0138
β	Constante igual a 0,031
γ	Constante igual a 0,042
η_c	Eficiência de conversão do módulo descrito em sua folha de dados
$\tau\alpha$	Produto da transmitância-absortância, valor exato desconhecido, porém estimado em 0,9
η_m	Razão entre η_c e $\tau\alpha$

Fonte: [12]

A equação para a T_c proposta por [13] emprega um “coeficiente de modo de instalação” do módulo FV, ω , o qual é adimensional e varia de acordo com a forma de instalação destes módulos, sendo ω diretamente proporcional à T_c , como mostra a Tabela 2.

Tabela 2. Coeficiente de modo de instalação

Modo de instalação do módulo FV	ω
Instalação livre	1
Sobre o telhado, com ventilação	1,2
Sobre o telhado, sem ventilação	1,8
Integrado à fachada	2,4

Fonte: [13]

Neste estudo, as equações utilizadas para o cálculo da T_c são explícitas e encontram-se descritas na sequência, com seu referido autor. Todas as equações foram empregadas nas simulações para Curitiba, abrangendo um período de tempo de um ano com dados horários dos parâmetros variáveis obtidos

através do banco de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia).

Tc 1 - Rauschenbach [14]:

$$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot (Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_m}{(\tau\alpha)}\right) \quad (1)$$

Tc 2 - Risser e Fuentes [15]:

$$Tc = 3,81 + 0,0282 \cdot G + 1,31 \cdot Ta - 1,65 Vw \quad (2)$$

Tc 3 - Ross e Smokler [16]:

$$Tc = Ta + \frac{(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT})}{G_{NOCT}} \cdot G \quad (3)$$

Tc 4 - Schott [17]:

$$Tc = Ta + 0,028 \cdot G - 1 \quad (4)$$

Tc 5 - Servant [18]:

$$Tc = Ta + \alpha G (1 + \beta Ta)(1 - \gamma Vw)(1 - 1,053 \eta_m) \quad (5)$$

Tc 6 - Lasnier e Ang [19]:

$$Tc = 30,006 + 0,0175 (G - 300) + 1,14 (Ta - 25) \quad (6)$$

Tc 7 - Chenni, Makhlof, Kerbache e Bouzid [20]:

$$Tc = 0,943 \cdot Ta + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot Vw + 4,3 \quad (7)$$

Tc 8 - Skoplaki, Boudouvis e Palyvos [13]:

$$Tc = Ta + \omega \left(\frac{0,32}{8,91+2,0 Vw}\right) G \quad (8)$$

Tc 9 - Duffie e Beckman [21]:

$$Tc = Ta + \left[\left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot \left(\frac{9,5}{5,7+3,8 Vw}\right) \cdot (Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right)\right] \quad (9)$$

A estimação da Tc ocorrerá para a cidade de Curitiba, englobando apenas a tecnologia de silício policristalino (p-Si) empregada nos módulos fotovoltaicos, considerando que os mesmos encontram-se aplicados sobre o telhado com pouca ventilação. Para os cálculos foram coletados dados horários de estações meteorológicas automáticas do INMET. Assim, para esta estimação serão utilizadas as informações fornecidas pela estação A-807 do INMET, localizada em Curitiba e que dista 3,9 km do SFVCR, onde ocorreu a validação dos resultados obtidos. A temperatura ambiente (Ta) empregada nos cálculos compreende a média entre a temperatura máxima e mínima, em graus celsius (°C), fornecidas pelo INMET [22]. Igualmente, foram utilizados os dados provenientes do INMET referentes à velocidade do vento, em metros por segundo (m/s), além da irradiação, a qual é fornecida em quilo joule por metro quadrado (kJ/m²) em um

intervalo de tempo de uma hora, sendo ela transformada para watt-hora por metro quadrado (W.h/m²). Após efetuados os cálculos para Curitiba, realizaram-se medidas experimentais de temperatura de um módulo FV pertencente a um SFVCR instalado no Escritório Verde da UTFPR, em Curitiba, de forma a validar os resultados obtidos, cujas coordenadas geográficas são: latitude 25,440626 S e longitude 49,268196 O. Este sistema, segundo [23], possui potência instalada de 2,1 kWp de módulos de p-Si e encontra-se na cobertura da edificação. As medições ocorreram sob o módulo FV, no dia 11 de junho de 2018, de hora em hora, entre às 8 h e 17 h, sendo que neste último horário havia sombreamento no painel devido a uma edificação adjacente. As condições climáticas que caracterizavam este dia era tempo ensolarado, com poucas nuvens. O instrumento empregado para as medições foi um multímetro Icel MD-6110, o qual igualmente foi utilizado para medir a Ta.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados dos cálculos das nove equações são mostrados em forma gráfica. Diferente de [24], que utilizou apenas uma equação para calcular a Tc média anual para Curitiba, e a partir dela, estimou o rendimento de um módulo FV. A apresentação dos gráficos e discussões foi dividida nas estações de inverno e verão em que analisou-se o comportamento da Tc. Desta forma foi possível observar sua variação em um dia típico de inverno, caracterizado por apresentar baixas temperaturas e menor duração do dia, além de um dia de verão, onde as temperaturas são elevadas e a duração do dia é maior. Em todas as análises, o período noturno, em que a irradiância é nula, foi desconsiderado durante os cálculos.

2.1 Inverno

Para a estação do inverno, a premissa para a escolha do dia simulado foi apresentar repetidos horários durante o dia em que a temperatura ambiente fosse igual ou inferior a 10°C. Assim, a data escolhida para analisar a Tc foi o dia de 20 de junho de 2017. A Figura 1 apresenta os resultados dos cálculos das nove equações propostas para encontrar a Tc, representada por diferentes cores. Em preto, percebe-se a temperatura ambiente observada neste dia específico, proveniente da estação do INMET, sendo possível relacionar sua variação com o comportamento da Tc ao longo do dia. Constata-se que a Ta máxima não ultrapassou 12°C nesta simulação. Percebeu-se que a Tc,

em praticamente todos os horários e modelos, manteve seus valores acima da Ta. O modelo proposto por Lasnier e Ang (1990), Tc 6, apresentou valor da Tc inferior à Ta em grande parte dos horários, devido a duas subtrações em sua equação em que ao haver baixa temperatura e baixa irradiação, resulta em uma Tc com baixo valor em relação à Ta.

Ainda analisando a Figura 1, nota-se recortes nas curvas da Tc, demonstrando momentos em que o céu encontrava-se nublado. Percebeu-se que as curvas para as nove metodologias apresentaram formatos semelhantes ao longo do dia. De um modo geral, a Tc 2 apresentou valores mais elevados, enquanto a Tc 6 mostrou valores mais baixos, comparativamente. Percebeu-se diferença entre as Tc máximas calculadas, sendo que a Tc mais elevada atingiu 20°C no modelo de [15], enquanto para [19] a Tc máxima não ultrapassou 14°C. Além disso, percebeu-se que entre os horários de 11 h e 15 h a Tc obteve os maiores valores, em todas as metodologias.

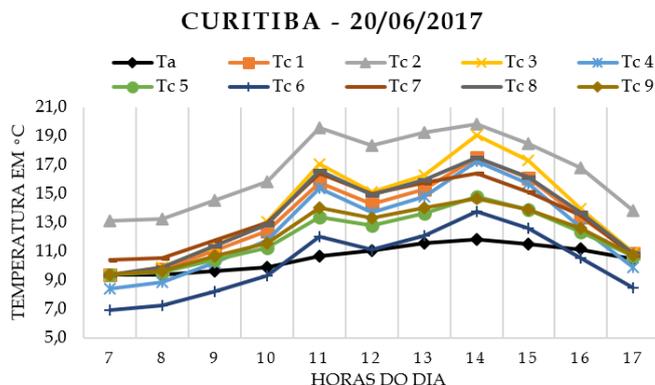


Figura 1: Gráfico que apresenta a Ta e a Tc calculada para Curitiba - inverno

Fonte: Elaborado pelos autores

2.1 Verão

Os dados analisados durante o verão foram selecionados sob a premissa de que a temperatura ambiente média, por repetidas horas do dia, estivesse igual ou superior a 25°C. Desta maneira, o gráfico foi traçado com dados referentes ao dia 5 de janeiro de 2018. A Figura 2 apresenta os dados simulados para essa data de verão para Curitiba, mostrando o comportamento da Tc durante o dia de acordo com nove propostas diferentes de cálculos. A temperatura ambiente (Ta), representada pela curva em preto, manteve-se igual ou menor que a Tc em todos os modelos analisados, atingindo valores próximos a 30°C.

O formato das curvas apresenta comportamento proporcional, havendo algumas variações, pois cada metodologia atribui um peso diferente aos parâmetros escolhidos para compor a equação. A Ta e a irradiação são fatores presentes em todos os modelos estudados, entretanto nem sempre atuam na Tc com o mesmo peso. Além destes elementos, algumas equações consideram ainda que a Tc depende da velocidade do vento, da tecnologia FV empregada na célula FV, modo de instalação do módulo e outras constantes, cada um interferindo de maneira diferente na Tc.

Os recortes perceptíveis nas curvas da Figura 2 revelaram a passagem de nuvens durante o dia, e a máxima Tc calculada foi de 66,4°C, referente à equação Tc 2 por volta das 13 h, onde é encontrado o valor máximo de irradiação. As menores temperaturas para a Tc foram encontradas nas simulações de Tc 5 e Tc 6. Quanto à variação da Tc em relação à Ta, a maior diferença entre estas grandezas atingiu 39,4°C às 13 h.

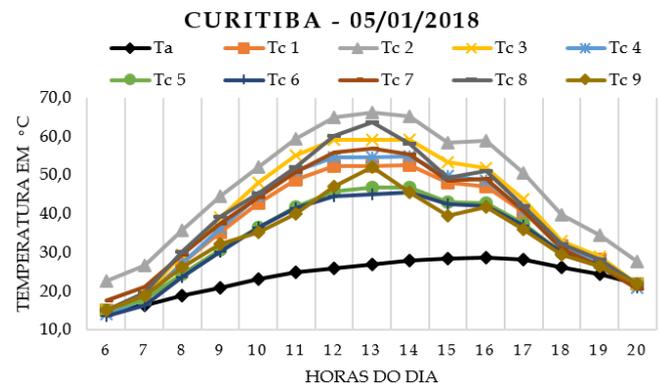


Figura 2: Gráfico que apresenta a Ta e a Tc calculada para Curitiba - verão

Fonte: Elaborado pelos autores

2.2 Validação dos resultados

No dia 11 de junho de 2018 foram realizadas as medições da Ta e da Tc, de forma horária, em um módulo FV do Escritório Verde (EV), em Curitiba. A Figura 3 mostra o EV e a medição efetuada às 13 h, em que constatou-se a temperatura máxima do módulo neste dia, no valor de 35°C. O resultado das medições e a comparação com a Ta e valores calculados para as nove equações de Tc encontram-se na Figura 4. A Ta INMET manteve-se abaixo dos valores calculados para a Tc e superior à Ta medida em todos os horários. Este fato deve-se à qualidade do multímetro, apresentando dados suspeitos durante a medição, visto a diferença apresentada entre os valores medidos por ele e pela estação do INMET A-807. As curvas que representam

as nove metodologias de cálculos para a Tc apresentam formato semelhante ao longo do dia, diferindo nos valores durante a simulação. A equação para Tc 2 apresentou as temperaturas mais elevadas durante o dia, atingindo 46,6°C às 13 h. Por outro lado, o modelo para a Tc 9 revelou os menores valores, alcançando no máximo 31,8°C, no horário das 13 h.

Ao analisar os valores medidos da Tc, presentes na Figura 4, nota-se que esta curva (tracejada em preto) apresentou, em média, menores valores que os calculados por nove diferentes métodos. Observando ainda o gráfico, nota-se que a Tc 9 foi a curva que mais se aproximou da Tc real. O formato das curvas do gráfico revela a passagem de nuvens em torno das 11 horas, fato que realmente foi comprovado *in loco*, causando leve diminuição na Tc naquele horário. A curva tracejada em verde revela a Ta medida com o multímetro, a qual manteve-se igual ou inferior à Tc medida para este ensaio.

Todos os valores calculados para o dia 11/06/2018 em Curitiba para a Tc, proposta por diferentes pesquisadores, foram analisados de maneira horária e comparados com os dados medidos. Desta forma foi calculado o erro horário, comparando os dados calculados com os medidos, e o erro médio. Percebeu-se que a equação proposta por [21], representada por Tc 9, apresentou o menor erro médio e a metodologia proposta por [15], da Tc 2, o maior erro médio.



Figura 3: Escritório Verde e medição da Tc às 13h
Fonte: [23], Autoria própria

Ao observar as estimativas de erros médios ao longo do dia, notou-se que no início e final do dia (8 h e 17 h) foram encontrados os maiores valores de erro. Por outro lado, os menores erros, em média, situam-se nos horários entre 13 h e 15 h, sendo às 14 h o momento de menor erro calculado para praticamente todas as equações, com exceção da metodologia empregada por [18], em que a maior precisão ocorreu às 13 h. Outra conclusão neste estudo mostra que as equações, Tc 1 e Tc 4, apresentaram resultados semelhantes, com pouca

variação nos cálculos horários para a Tc e no erro médio. Assim, a Tabela 3 mostra a ordem dos estudos em relação à melhor modelagem do SFVCR utilizado para realizar as medições da temperatura do módulo FV com seus respectivos erros médios calculados.

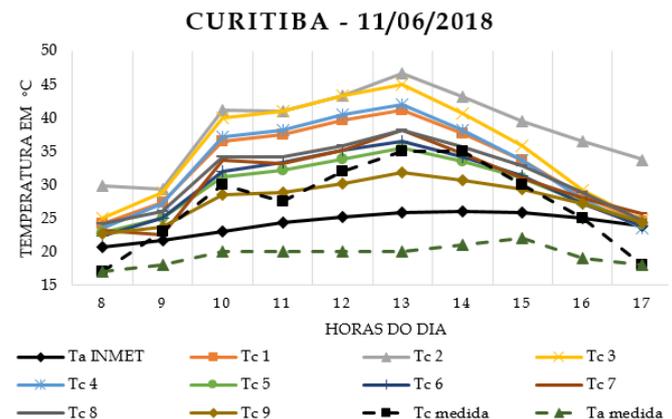


Figura 4: Comparação entre Tc calculadas e medida com Ta
Fonte: Elaborado pelos autores

Tabela 3. Ranking de equações em relação ao erro médio

		Autores das equações	Erro médio
1º	Tc 9	Duffie e Beckman (2013)	5,20%
2º	Tc 5	Servant (1985)	11,56%
3º	Tc 6	Lasnier e Ang (1990)	12,51%
4º	Tc 7	Chenni <i>et al.</i> (2007)	14,24%
5º	Tc 8	Skoplaki <i>et al.</i> (2008)	17,98%
6º	Tc 1	Rauschenbach (1980)	22,99%
7º	Tc 4	Schott (1985)	23,01%
8º	Tc 3	Ross e Smokler (1986)	30,87%
9º	Tc 2	Risser e Fuentes (1983)	44,69%

Fonte: Elaborada pelos autores

5. CONCLUSÃO

Ao analisar os dados horários gerados para Curitiba, percebeu-se que no inverno os valores absolutos e a variação da Tc são menores quando comparados com o verão. A Ta mantém-se abaixo da Tc ao longo do dia em praticamente todas as situações e os valores mais elevados para a Tc encontram-se no início da tarde. Na validação dos resultados obtidos, notou-se que a equação proposta por [21] foi a que melhor modelou o sistema real estudado, apresentando menor erro médio entre o cálculo e o valor medido.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento destas pesquisas e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste

projeto de P&D "PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

7. REFERÊNCIAS

- [1] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos, Grupo de Trabalho de Energia Solar, CEPEL – DTE – CRESESB, RJ, 2014.
- [2] IEA. International Energy Agency. Snapshot of Global Photovoltaic Markets, Photovoltaic Power Systems Programme, 2018, Report IEA PVPS T1-33:2018. Disponível em: <<http://www.iaea-pvps.org/>>. Acesso em: 14 de maio de 2018.
- [3] REN 21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2018 – Global Status Report (GSR), REN21 Secretariat, Paris, 2018.
- [4] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Capacidade De Geração Do Brasil, BIG – Banco de Informações de Geração, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em 14 de maio de 2018.
- [5] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades Consumidoras Com Geração Distribuída, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em: 14 de maio de 2018.
- [6] SCHWINGSHACKL, C.; PETITTA, M.; WAGNER, J. E.; BELLUARDO, G.; MOSER, D.; CASTELLI, M.; ZEBISCH, M.; TETZLAFF, A. Wind Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation, European Geosciences Union General Assembly, 2013.
- [7] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (DGS). Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects, and Engineers. 2 ed. Earthscan, 2007.
- [8] DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in The World a Review, PV Asia Pacific Conference, 2012.
- [9] AKHSASSI, M.; EL FATHI, A.; ERRAISSI, N.; AARICH, N.; BENNOUNA, A.; RAOUFI, M.; OUTZOURHIT, A. Experimental Investigation and Modeling of the Thermal Behavior of a Solar PV Module, Solar Energy Materials and Solar Cells, 2018.
- [10] KOEHL, M.; HECK, M.; WIESMEIER, S.; WIRTH, J. Modeling of The Nominal Operating Cell Temperature Based on Outdoor Weathering, Solar Energy Materials & Solar Cells, 2011.
- [11] COSKUN, C.; TOYGAR, U.; SARPDAG, O.; OKTAY, Z. Sensitivity Analysis of Implicit Correlations for Photovoltaic Module Temperature: A Review, Journal of Cleaner Production, vol. 17, pp. 31508-1, 2017.
- [12] JAKHRANI, A. Q.; OTHMAN, A. K.; RIGIT, A. R. H.; SAMO, S. R. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models, World Applied Science Journal, vol. 14, pp. 01-08, 2011.
- [13] SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A.G.; PALYVOS, J.A. A Simple Correlation for The Operating Temperature of Photovoltaic Modules of Arbitrary Mounting, Solar Energy Materials and Solar Cells, 92: pp. 1393-1402, 2008.
- [14] RAUSCHENBACH, H.S. Solar Cell Array Design Handbook, Van Nostrand Reinhold, New York, pp: 390-391, 1980.
- [15] RISSER, V.V.; FUENTES, M. K. Linear Regression Analysis of Flat-Plate Photovoltaic System Performance Data, 5th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Athens, Greece, pp: 623-627, 1983.
- [16] ROSS, R.G.; SMOKLER, M. I. Flat-Plate Solar Array Project Final Report, vol. VI, Engineering Sciences and Reliability. Report DOE/JPL-1012-125, 1986.
- [17] SCHOTT, T. Operation Temperatures of PV Modules, 6th E.C. photovoltaic solar energy conference, London, UK, pp. 392-396, 1985.
- [18] SERVANT, J.M. Calculation of The Cell Temperature for Photovoltaic Modules from Climatic Data, 9th biennial congress of ISES- Intersol 85, Montreal, Canada, pp. 370, 1985.
- [19] LASNIER, F.; ANG, T. G. Photovoltaic Engineering Handbook, New York, Adam Hilger, pp: 258, 1990.
- [20] CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A Detailed Modeling Method for Photovoltaic Cells, Energy, 32: pp. 1724-1730, 2007.
- [21] DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. Solar Engineering of Thermal Processes. 4 ed. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, Wiley, 2013
- [22] INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. Estações E Dados, 2018. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: 14 de maio de 2018.
- [23] TIEPOLO, G.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ, J.; PEREIRA, S. V.; GONÇALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S.; ALVES, A. R. Atlas De Energia Solar Do Estado Do Paraná. Curitiba, UTFPR, 2017.
- [24] SOUZA, M. A.; SOUZA, J. P.; PEREIRA, A. T. Metodologia Simplificada para Cálculo de Temperatura de Operação de Módulo Fotovoltaico em Condições Ambientais Não Padronizadas, IV Conferência Internacional de Energias Inteligentes/CIEI&EXPO, 2017.