



**XXIII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPT/23  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

## **GRUPO II**

### **GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

#### **COMPARAÇÃO DE MODELOS DE DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA A SIMULAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA**

**Justo José Roberts (\*)  
UNESP/FE-G**

**Agnelo Marotta Cassula  
UNESP/FE-G**

**José Celso Freire Junior  
UNESP/FE-G**

**Pedro Osvaldo Prado  
UNMdP e UNESP/FE-G**

## **RESUMO**

O presente artigo tem como objetivo apresentar uma visão geral de diferentes modelos de desempenho de conversão fotovoltaica e comparar sua performance com dados medidos num sistema real de 2.2 kWp. São avaliados seis modelos, dois modelos utilizados por softwares comerciais (HOMER® e RETScreen®), e mais quatro modelos baseados no circuito equivalente de 5-parâmetros. Os resultados mostram que todos os modelos são capazes de prever a geração anual de energia com menos de 5% de erro. Porém, fontes de incerteza são identificadas, como a do fator de redução de potência, o qual é um valor altamente dependente da perícia e experiência do projetista, e que afeta diretamente o resultado final das simulações. A combinação do modelo de radiação solar sobre uma superfície inclinada HDKR com o modelo de desempenho de módulo fotovoltaico de 5-parâmetros apresentou os melhores resultados dentre os seis modelos simulados.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Energia Solar Fotovoltaica, Modelos Matemáticos, Simulação Computacional.

### **1.0 - INTRODUÇÃO**

Os modelos de desempenho de conversão fotovoltaica são representações matemáticas utilizadas para estimar a geração de energia em sistemas baseados em células solar fotovoltaica (FV), os quais tipicamente incluem um arranjo de painéis FVs, inversores, controladores de carga e outros componentes. Existem modelos simplificados, que se baseiam em suposições de caráter geral em relação aos componentes do sistema e as possíveis fontes de perda. Por outro lado, existem modelos mais complexos, que consideram informações fornecidas pelos fabricantes, parâmetros estimados e relações empíricas, para chegar a resultados mais perto da realidade [1]. A escolha do modelo mais apropriado para ser utilizado em simulações de sistemas de geração de energia depende do grau de precisão necessária, da disponibilidade de informação e da configuração do sistema de geração. A aplicação de um modelo de maior complexidade apenas se justifica em situações onde é requerida uma elevada precisão nos resultados finais. Porém, no caso de estudos de pré-viabilidade, os modelos mais simples são adequados [2].

Na atualidade há uma crescente tendência na utilização de sistemas de geração renováveis em aplicações residenciais, em particular energia eólica e solar, dentro do conceito das *Smart Grids*. Assim, os pesquisadores precisam de modelos de simulação de turbinas eólicas e módulos FV para projetar e integrar de forma eficiente estas fontes de geração no sistema de potência. A utilização de modelos para serem inseridos nas *Smart Grids*, como geração distribuída, permite explorar o impacto deste tipo de geração no sistema de distribuição [3].

Atualmente, poucos trabalhos tem se dedicado à avaliação do desempenho dos modelos utilizados pelos softwares comercialmente disponíveis, assim como à validação do seu funcionamento utilizando medições de campo derivadas de um sistema real em operação. Os autores Klise e Stein (2009) [4] elaboraram um informe completo contendo uma breve explicação sobre as características dos principais modelos de desempenho de conversão FV e dos softwares de simulação desenvolvidos e utilizados pela *Sandia National Laboratories*. Porém este informe não apresenta uma avaliação dos modelos apresentados. O artigo publicado no ano 2010 [5] apresenta uma revisão teórica dos principais aspectos a serem considerados no desenvolvimento do modelo de

(\*) Av. Ariberto Pereira da Cunha, n° 333 - Bloco IV – CEP 12516-410, Guaratinguetá, SP – Brasil Tel: (+55 12) 3123-2834 – Fax: (+55 12) 3123-2830 – Email: justo@feg.unesp.br

desempenho de conversão FV, salientando as fontes de erro que podem ser introduzidas a partir das simplificações assumidas. No mesmo trabalho, cinco softwares de simulação comerciais (PV WATTS, SAM, PVsyst, PV\*SOL e PV-DesignPro) são testados e confrontados com dados reais derivados de dois sistemas em funcionamento nos Estados Unidos. De forma similar Lee, Frearson e Rodden (2011) [6] apresentaram um estudo no qual quatro softwares de simulação comerciais (PVsyst, HOMER, RETScreen e SMA Sunny Design) são avaliados e seus respectivos desempenhos são comparados com dados coletados em seis sistemas FV de diferentes tecnologias localizados na Austrália.

O presente artigo tem como objetivo apresentar uma visão geral de seis diferentes modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos e comparar seus desempenhos em relação a dados experimentais. São avaliados dois modelos utilizados por softwares comerciais, HOMER® e RETScreen®, que permitem calcular a potência entregue pelo sistema considerando a existência de um seguidor de máxima potência. O modelo utilizado pelo software HOMER® se baseia numa equação que descreve a potência de saída do módulo em função da radiação solar incidente e da temperatura ambiente. Já o modelo utilizado no software RETScreen® é baseado no trabalho de Evans (1981) [7], que considera os efeitos da temperatura e de orientação do módulo. Os outros quatro baseiam-se no modelo de desempenho de 5-parâmetros proposto por [8], o qual utiliza um circuito elétrico equivalente para calcular a eficiência da célula FV. A diferença destes quatro modelos está no cálculo da radiação solar sobre uma superfície inclinada. Todos os seis modelos são implementados computacionalmente e posteriormente seus desempenhos são comparados com medições coletadas por um sistema de aquisição de dados de uma instalação fotovoltaica de 2,2 kWp instalada na cidade de Magdeburg, Alemanha.

## 2.0 - MODELOS DE DESEMPENHO DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

No sentido mais simples, os modelos de desempenho de conversão FV podem ser divididos em duas partes: i) estimar quanta radiação solar atinge o arranjo FV; e ii) estimar a energia elétrica gerada pelo sistema FV a partir da radiação solar recebida. Neste trabalho são apresentados quatro modelos para estimar a radiação solar incidente na superfície dos painéis FV. Já para estimar a energia elétrica gerada pelo painel FV são utilizados três modelos, que representem o funcionamento das células e arranjos FVs. A seguir são apresentados de forma breve os conceitos teóricos nos quais se baseiam os modelos utilizados no presente trabalho.

### 2.1 Modelos de Radiação Solar Sobre uma Superfície Inclinada

Informação meteorológica geralmente inclui medições de radiação solar incidente no plano horizontal, ou seja, radiação solar global, e, em alguns casos radiação direta e difusa. Assim, é necessário determinar qual a radiação incidente na superfície do painel FV, o qual geralmente se encontra inclinado de um ângulo  $\beta$  em relação a horizontal e orientados em direção da linha do equador, para maximizar a captação de energia ao longo do ano. Vários modelos têm sido desenvolvidos para estimar a radiação num plano inclinado [9]. Em geral todos eles estimam a radiação direta e refletida da mesma forma, onde eles se diferenciam é na forma de estimar a componente difusa da radiação solar. No presente trabalho, dos quatro modelos utilizados, dois modelos são de céu isotrópico e dois são de céu anisotrópico.

#### Modelo de céu isotrópico – Liu e Jordan

Neste modelo [10] a radiação solar supõe-se composta por três parcelas: a direta, a difusa (isotrópica) e a refletida. Portanto, desprezam-se as parcelas de radiação circumsolar difusa e difusa do horizonte. Dessa forma, a radiação total incidente no plano do painel resulta:

$$I_{T, \text{Liu \& Jordan}} = \underbrace{I_b r_b}_{\text{direta}} + \underbrace{I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right)}_{\text{difusa}} + \underbrace{I_H \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)}_{\text{refletida}} \quad (1)$$

Onde  $I_b$  é a radiação direta no plano horizontal [ $\text{kW/m}^2$ ];  $r_d = \cos \theta / \theta_z$  é um fator geométrico em função do ângulo de incidência ( $\theta$ ) dos raios solares e o ângulo zenital ( $\theta_z$ );  $I_d$  é a radiação solar difusa no plano horizontal (somente isotrópica) [ $\text{kW/m}^2$ ];  $\beta$  é o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal [ $^\circ$ ];  $\rho_g$  é o índice de refletância do chão (albedo); e  $I_H$  é a radiação solar global no plano horizontal (dado de medição) [ $\text{kW/m}^2$ ].

#### Modelo de céu isotrópico – Koronakis

Koronakis [11] propôs uma modificação no modelo de Liu e Jordan em função da suposição que a parte sul do céu é responsável por 63% do fluxo solar difuso:

$$I_{T, \text{Liu \& Jordan}} = \underbrace{I_b r_b}_{\text{direta}} + \underbrace{I_d \left( \frac{2 + \cos \beta}{3} \right)}_{\text{difusa}} + \underbrace{I_H \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)}_{\text{refletida}} \quad (2)$$

#### Modelo de céu anisotrópico – HDKR

O modelo de céu anisotrópico proposto por [12] combina três modelos anteriormente desenvolvidos por Hay, Davies, Klucher e Reindl (HDKR). Este novo modelo incorpora a parcela da radiação solar difusa circumsolar, desprezando apenas a difusa do horizonte:

$$I_{T, \text{HDKR}} = \underbrace{I_b r_b}_{\text{direta}} + \underbrace{I_d \left\{ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + r_b A_i \right\}}_{\text{difusa}} + \underbrace{I_H \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)}_{\text{refletida}} \quad (3)$$

Onde  $A_i = I_b / I_0$  é um índice de anisotropia, ou seja, é a irradiância extraterrestre [ $\text{kW/m}^2$ ]; e  $f = \sqrt{I_b / I_H}$  é um fator de modulação.

#### Modelo de céu anisotrópico – Pérez

Este modelo, apresentado na referência [13], é o mais completo, pois incorpora todas as parcelas da radiação solar difusa, incluindo a radiação difusa do horizonte. Este modelo baseia-se em correlações empíricas derivadas de medições meteorológicas para a determinação das componentes da radiação difusa.

$$I_{T, \text{Perez}} = \underbrace{I_b r_b}_{\text{direta}} + \underbrace{I_d \left[ (1 - F_1) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right]}_{\text{difusa}} + \underbrace{I_H \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)}_{\text{refletida}} \quad (4)$$

Onde são  $F_1$  e  $F_2$  são coeficientes de luminosidade derivados de correlações empíricas,  $a = \max(0, \cos \theta)$  e  $b = \max(\cos 85^\circ, \cos \theta_z)$ .

## 2.2 Modelos de Desempenho de Módulos FV

O segundo passo no modelo de desempenho de conversão FV é a determinação da eficiência na conversão de energia das células, módulos ou arranjos FV. Inúmeros modelos de variada complexidade tem sido desenvolvidos [4]. Porém, neste trabalho são implementados três modelos, os quais supõem a utilização de um sistema seguidor de ponto de potência máxima (MPPT por suas siglas em inglês). Este dispositivo garante a máxima transferência de potência do arranjo FV em qualquer condição de operação [14].

#### Modelo FV 1: HOMER

Este modelo é implementado no software de simulação HOMER®, e calcula a potência gerada pelo arranjo FV com base na equação (5). A potência entregue pelo arranjo é diretamente proporcional à radiação solar incidente, sendo que dois fatores de redução de potência são aplicados. O primeiro fator considera as perdas devido ao efeito da temperatura, e o segundo fator considera todas as outras perdas não dependentes da temperatura. Este modelo é de caráter geral, podendo ser aplicável em qualquer tipo de tecnologia de célula fotovoltaica (*i.e.* m-Si, p-Si, a-Si, CIS, CdTe, entre outros), considerando suas respectivas limitações.

$$P_{pv} = Y_{pv} \left( \frac{I_T}{I_{T, \text{STC}}} \right) \left[ 1 + \alpha_p (T_c - T_{c, \text{STC}}) \right] f_{pv} \eta_{inv} \quad (5)$$

Onde  $Y_{pv}$  é a potência nominal do arranjo fotovoltaico, *i.e.* em condições normais de operação (STC) [ $\text{kW}$ ];  $I_{H, \text{STC}}$  é a radiação solar global no plano horizontal em STC;  $\alpha_p$  é o coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura [ $\%/^\circ\text{C}$ ], o qual depende do tipo de tecnologia de célula fotovoltaica;  $T_c$  é a temperatura da célula fotovoltaica [ $^\circ\text{C}$ ];  $T_{c, \text{STC}}$  é a temperatura da célula fotovoltaica em STC [ $^\circ\text{C}$ ];  $f_{pv}$  é um fator de redução da potência que considera as diferentes fontes de perda não dependentes da temperatura [%] e  $\eta_{inv}$  é a eficiência do inversor [%].

Na equação (5) observa-se que o efeito da temperatura na eficiência do arranjo é linearmente dependente da temperatura de célula, a qual é obtida a partir da seguinte relação:

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{I_T}{I_{T,NOCT}} \right) \left[ 1 - \frac{\eta_{mpp,STC} (1 - \alpha_p T_{c,NOCT})}{\tau \alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{I_T}{I_{T,NOCT}} \right) \left[ \frac{\alpha_p \eta_{mpp,STC}}{\tau \alpha} \right]} \quad (6)$$

onde  $T_a$  é a temperatura ambiente [°C];  $T_{c,NOCT}$  é a temperatura da célula em condições nominais de operação (NOCT) [°C];  $T_{a,NOCT}$  é a temperatura ambiente na qual se define a NOCT [°C];  $I_{T,NOCT}$  é a irradiação solar incidente na qual se definida a NOCT [°C];  $\eta_{mpp,STC}$  é a eficiência do arranjo no ponto de máxima potência em STC [%] e  $\tau \alpha$  é o produto absorvância-transmitância do painel FV.

#### Modelo FV 2: Evans

Evans [7] propõe um modelo simplificado para estimar a produção média mensal de energia de sistemas FV. Este modelo combina parâmetros característicos dos módulos (dados do fabricante), com informação meteorológica em base mensal para estimar a eficiência média mensal do arranjo FV. O modelo é implementado no software de simulação RETScreen® com algumas modificações. A energia média mensal gerada pelo arranjo FV,  $E_{pv}$ , é calculada a partir da equação (7).

$$E_{pv} = A_{pv} \bar{H}_T \left\{ \eta_{mpp,STC} \left[ 1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC}) \right] \right\} (1 - \lambda_p) (1 - \lambda_c) \eta_{inv} \quad (7)$$

Onde  $A_{pv}$  é a área efetiva do arranjo FV [m<sup>2</sup>];  $\bar{H}_T$  é a radiação solar diária média mensal incidente no plano do arranjo [kWh/m<sup>2</sup>/dia];  $\lambda_p$  são variadas perdas no arranjo FV [%]; e  $\lambda_c$  são as perdas no sistema de condicionamento de potência [%].

Neste modelo, a temperatura da célula é calculada pela equação (8):

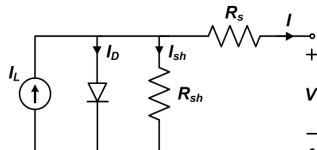
$$T_c = T_a + (219 + 832 \bar{K}_t) \left( \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{I_{T,NOCT}} \right) \left[ 1 - 1.17 \times 10^{-4} (\beta_{opt} - \beta)^2 \right] \quad (8)$$

Onde  $\bar{K}_t$  é o índice de claridade médio mensal e  $\beta_{opt}$  é o ângulo de inclinação ótimo dos painéis FV (definido como a latitude menos a declinação) [°].

#### Modelo FV 3: 5-parâmetros

Este modelo [8] foi desenvolvido no grupo de pesquisa do SEL (*Solar Energy Laboratory*) da universidade de Wisconsin (USA) e baseia-se no conhecido modelo de circuito elétrico equivalente de um diodo, Figura 1 (a), para estimar a eficiência da célula, módulo ou arranjo FV. A grande vantagem deste modelo é que permite estimar a corrente e a tensão no ponto de máxima potência para qualquer condição de operação (*i.e.* radiação incidente e temperatura) utilizando apenas as informações fornecidas pelo catálogo do fabricante do módulo FV.

Em condições estáveis de radiação e temperatura, a característica corrente-tensão (I-V) do modelo é definida pela equação (9). Onde os 5 parâmetros a ser estimados são: a corrente fotogerada ( $I_L$ ), a corrente de polarização reversa do diodo ( $I_o$ ), a resistência série ( $R_s$ ), a resistência paralela ( $R_{sh}$ ) e o fator de idealidade modificado ( $a$ ), que é definido como:  $a = nkTN_s/q$ , onde  $n$  é o fator de idealidade do diodo,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T_c$  é a temperatura da célula,  $N_s$  é o número de células e  $q$  carga eletrônica.



$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (9)$$

Figura 1 (a) Circuito equivalente de uma célula FV; (b) Característica I-V do modelo de 1 diodo.

A seguir se apresentam brevemente os passos para a determinação da potência entregue pelo arranjo FV em qualquer condição de operação, conforme as referências [8]:

1º) Determinação dos 5 parâmetros do circuito equivalente em condições STC:  $I_{L,ref}$ ,  $I_{o,ref}$ ,  $R_{s,ref}$ ,  $R_{sh,ref}$  e  $a_{ref}$

2º) Determinação dos 5 parâmetros do circuito equivalente nas novas condições de operação. Para isto é necessário conhecer a dependência dos parâmetros com a temperatura da célula e com a radiação incidente. Os novos parâmetros assim definidos são:  $I_{L,new}$ ,  $I_{o,new}$ ,  $R_{s,new}$ ,  $R_{sh,new}$  e  $a_{new}$

3º) Determinação da corrente ( $I_{mpp,new}$ ), da tensão ( $V_{mpp,new}$ ), da potência ( $P_{mpp,new}$ ) e da eficiência da célula ( $\eta_{mpp,new}$ ) no ponto de máxima potência nas novas condições de operação da célula.

4º) Determinação da potência gerada pelo arranjo FV nas novas condições de operação a partir da equação (10):

$$P_{pv} = A_{pv} I_T \eta_{mpp,new} f_{pv} \eta_{inv} \quad (10)$$

Neste modelo a temperatura da célula FV é determinada pela equação:

$$T_c = T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{I_T}{I_{T,NOCT}} \right) \frac{9.5}{5.7 + 3.8v} \left[ 1 - \frac{\eta_{mpp,new}}{\alpha} \right] \quad (11)$$

onde  $v$  é a velocidade do vento [m/s].

A determinação da temperatura da célula é um processo iterativo, já que existe uma interdependência entre a eficiência  $\eta_{mpp,new}$  e os 5 parâmetros do circuito equivalente nas novas condições de operação.

### 3.0 - SISTEMA FV EM OPERAÇÃO

O sistema FV de 2.200 Wp de capacidade nominal se encontra instalado no Campus da Universidade Otto-von-Güericke (OvGU), na Alemanha. Foi instalado no ano 2000 e funciona até o presente momento, injetando energia diretamente no sistema elétrico da Universidade. O sistema de aquisição de dados realiza medições de forma automática das variáveis: radiação solar global no plano horizontal, radiação solar global no plano do painel, temperatura ambiente, temperatura do módulo, potência CC na saída do arranjo FV e potência CA na saída do inversor.

#### 3.1 Arranjo FV

O arranjo FV se encontra instalado no telhado do prédio da Universidade cuja localização geográfica é 52°7'35" latitude Norte, 11°38'8" longitude Leste, GTM+1 e 72 m.s.n.m. O tipo de montagem é fixo com uma inclinação de 45° em relação a horizontal e orientação de 12° em relação ao sul verdadeiro. Não existem obstáculos por perto que possam projetar sombras sobre os painéis. O inversor de frequência da marca Sonny Boy modelo 2000HF tem uma capacidade nominal de 2.100 W e vem equipado com seguidor de ponto de potência máxima. As características do módulo do arranjo FV são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros técnicos do módulo FV e do arranjo FV.

Módulo FV		Arranjo FV	
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Marca/Modelo	Solarex MSX 110	Número de módulos	20
Célula	Silício Poli cristalino	Potência nominal	2200 Wp
Potência nominal	110 Wp	Número de sub-arranjos	1
Número de células	12 V	Área total do arranjo	20.5 m <sup>2</sup>
Área	1.02292 m <sup>2</sup>	Tensão do arranjo em MPP	336 V
Corrente nominal, $I_{mpp}$	6.3 A		
Tensão nominal, $U_{mpp}$	17.5 V		
Corrente curto-circuito, $I_{sc}$	6.9 A		
Tensão circuito-aberto, $U_{oc}$	21.7 V		
Temperatura NOCT	45 ± 2 °C		
Coefficiente de temperatura, $I_{sc}$	4x10 <sup>-4</sup> 1/K		
Coefficiente de temperatura, $U_{oc}$	-3.4x10 <sup>-3</sup> 1/K		
Coefficiente de temperatura, $P_{mpp}$	-1.943x10 <sup>-4</sup> 1/K		
Eficiência em STC	10.75 %		

### 4.0 - SIMULAÇÃO

O sistema de aquisição de dados coleta informações há dez anos. Com o intuito de obter um ano completo de medições contínuas para a validação dos modelos de conversão FV, as séries de dados anuais foram analisadas

e verificadas a existência de anomalias. A série de dados selecionada corresponde ao ano 2010, dado que esta apresenta a maior uniformidade nas medições ao longo do período. As medições são coletas em intervalos de um 1 minuto. A partir destas medições foram feitas as adaptações necessárias para cada modelo, i.e., médias horárias e médias mensais.

#### 4.1 Fator de redução

Para ser coerente nas simulações, o mesmo fator de redução da potência foi utilizado em todos os modelos. O fator de redução global, que representa as perdas totais no sistema não dependentes da temperatura [5]. As perdas que compõem o fator de redução global e o valor adotado para cada uma delas estão apresentadas na Tabela 2. Pela multiplicação dos fatores de redução individuais obtém-se um valor de redução total de 84,2%, e considerando a eficiência do inversor de 96% (de acordo com catálogo do fabricante), obtém-se um fator de redução global de 80%. Este valor encontra-se dentro dos valores citados na literatura [15].

Tabela 2 – Fatores de redução adotados para as simulações.

Fator de redução	Adotado	Fator de redução	Adotado
Sujeira	0.980	Eficiência do MPPT	0.990
Sombreamento	1.000	Transformador	1.000
Potência de placa	0.950	Degradação	0.985
Cabeamento CC	0.980	Disponibilidade do sistema	1.000
Cabeamento AC	0.990	Sistema de seguimento	1.000
Diodos e conexões	0.995	Degradação induzida pela luz	0.980
Incompatibilidade elétrica	0.980		

#### 4.2 Modelos de Desempenho de Conversão FV Simulados

Para a simulação são considerados seis modelos de desempenho, os quais surgem da combinação dos modelos de radiação solar sobre uma superfície inclinada (seção 2.1) e modelos de desempenho de módulos FV (seção 2.2). Os modelos 1 e 2 são aqueles implementados nos software de simulação HOMER® e RETScreen® respectivamente.

Tabela 3 – Modelos de desempenho de conversão FV simulados.

Modelo de desempenho de conversão FV	Modelo de radiação	Modelo de desempenho de módulo FV
Modelo 1	HDKR	Modelo FV 1: HOMER
Modelo 2	Liu e Jordan	Modelo FV 2: Evans
Modelo 3	Liu e Jordan	Modelo FV 3: 5-parâmetros
Modelo 4	Koronakis	Modelo FV 3: 5-parâmetros
Modelo 5	HDKR	Modelo FV 3: 5-parâmetros
Modelo 6	Perez	Modelo FV 3: 5-parâmetros

## 5.0 - RESULTADOS

Os seis modelos foram simulados utilizando como informação de entrada a radiação solar global no plano horizontal medida e as especificações técnicas dos módulos e do arranjo FV mostradas na Tabela 1.

Na Tabela 4 podem-se observar os resultados das simulações para cada um dos modelos testados em termos de erro relativo da geração anual (Erro Relativo), Erro Médio Relativo (EMR) e Erro Médio Absoluto (EMA) das séries horárias calculadas em relação aos valores medidos (OvGU).

A precisão em termos de Erro Relativo na estimação da radiação solar no plano do painel (Radiação Incidente) varia entre +4.55% e -2.87%, sendo que um valor negativo indica sobre estimação dos valores. Os modelos 1 e 5, que utilizam o modelo de céu anisotrópico HDKR, mostram o melhor desempenho tanto em termos de EMR e EMA, indicando um bom ajuste dos valores estimados em relação as medições. Em geral, percebe-se que os modelos de céu isotrópico (modelos 3 e 4) tendem a subestimar a radiação incidente, enquanto que os modelos de céu anisotrópico (modelos 5 e 6) sobre-estimam a radiação incidente, porém com uma precisão maior. O modelo 2 utiliza valores de base mensal, sendo que em um determinado mês pode apresentar valores abaixo dos medidos, e em outro mês apresentar valores acima, sendo que na média estes valores se compensam, resultando em um baixo Erro Relativo, porém, com um alto EMA.

Tabela 4 – Resultados das simulações e estimativa de erro dos modelos em relação aos valores medidos.

		OvGU	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
<b>Radiação Incidente</b>	<b>kWh/m<sup>2</sup>.ano</b>	1149,520	1164,061	1144,546	1097,220	1123,559	1164,061	1182,515
Erro Relativo	%		-1,265	0,433	4,550	2,258	-1,265	-2,870
EMR	W/m <sup>2</sup>		-0,079	-10,806 <sup>(*)</sup>	-5,814	-2,964	-0,079	3,766
EMR [%]	%		-0,060	-0,344	-4,436	-2,259	-0,060	2,870
EMA	W/m <sup>2</sup>		11,487	277,487 <sup>(*)</sup>	12,922	13,088	11,487	12,714
EMA [%]	%		8,753	8,831	9,859	9,974	8,753	9,689

<b>Geração CA</b>	<b>kWh/ano</b>	<b>2023,456</b>	<b>1923,417</b>	<b>1927,642</b>	<b>1937,494</b>	<b>1983,259</b>	<b>2020,773</b>	<b>2076,650</b>
Erro Relativo	%		4,944	4,735	4,248	1,987	0,133	-2,629
EMR	W/m <sup>2</sup>		-11,420	-262,986 <sup>(*)</sup>	-9,813	-4,589	-0,306	6,072
EMR [%]	%		-4,944	-4,748	-4,248	-1,987	-0,133	2,629
EMA	W/m <sup>2</sup>		40,331	976,759 <sup>(*)</sup>	39,970	39,884	33,949	32,235
EMA [%]	%		17,460	17,636	17,304	17,267	14,697	13,955
Eficiência	%	9,338	8,895	8,564	8,766	8,932	9,179	9,179
PR	-	0,800	0,753	0,757	0,775	0,789	0,811	0,811

(\*) Dado que o modelo 2 faz as simulações numa base mensal, as unidades do EMR e EMA são Wh/m<sup>2</sup>·dia

A Figura 2 apresenta os erros relativos da Radiação Incidente de todos os modelos. Observa-se que para os meses mais frios, de setembro a março, os modelos apresentam erros subestimados (valores menores que os medidos), e para os meses mais quentes, de abril a agosto, os erros são sobre-estimados. Apenas lembrando que os dados foram coletados na Alemanha, ou seja, no hemisfério norte.

Em relação a geração anual de energia em CA (Geração CA), todos os modelos atingiram valores com um Erro Relativo menor de 5%, porém os modelos 1 e 2 mostraram um erro maior. Isto se deve ao método utilizado para estimar a produção de energia do arranjo FV, o qual é menos preciso na estimação da eficiência da célula que o método do circuito equivalente de 1-diodo, utilizado pelos modelos 3 a 6. Todos os modelos, com exceção do 6, subestimaram a produção de energia do sistema, resultado que está em concordância com estudos anteriores [5], [6]. Isto indica que a modelagem matemática utilizada tende a ser conservativa.

Em termos gerais, os modelos 5 e 6 são os que modelam o sistema FV com maior precisão, sendo o modelo 5 o que apresenta melhores resultados. Cabe mencionar que o modelo 6 utiliza o método de Perez para o cálculo da radiação solar incidente, que é baseado em correlações empíricas derivadas de medições meteorológicas de uma região para a determinação das componentes da radiação difusa. Porém, para um determinado local estas correlações podem não ser apropriadas, pois não reproduzem corretamente as condições meteorológicas.

Na Figura 3 mostra-se a geração mensal de energia estimada pelos modelos simulados, observando que o modelo 2 é o que apresenta a pior performance, resultando em erros de mais de 40% na média mensal. Já os modelos 5 e 6 se ajustam satisfatoriamente aos valores medidos, apresentando um erro em torno de 10%.

### 5.1 Incertezas nos Modelos

Existe uma série de incertezas nos modelos que contribuem para o desvio dos valores estimados em relação aos valores reais. Os modelos matemáticos apresentam simplificações e suposições que resultam em incertezas, por exemplo: a existência de sombreamentos não considerados, a produção de energia em momentos de pouca luminosidade, aproximações no cálculo da radiação incidente, entre outros, são aspectos que os modelos não conseguem representar de forma adequada [16]. Um erro relativo de menos de 5% na estimação da geração de energia anual é aceitável para um estudo de pré-viabilidade.

As suposições que devem ser feitas em relação aos parâmetros de entrada dos modelos é um ponto particularmente crítico na simulação. Por exemplo, o fator de redução da potência o qual representa as perdas não dependentes da temperatura presentes no sistema é altamente dependente da perícia e experiência do projetista. As perdas consideradas por estes fatores de redução (ver Tabela 2) não são facilmente mensuráveis, e não existe muita informação disponível na literatura sobre este assunto. Estudos prévios tem indicado a dificuldade de definir estes parâmetros devido a sua dependência com a configuração específica de cada sistema em particular [16].

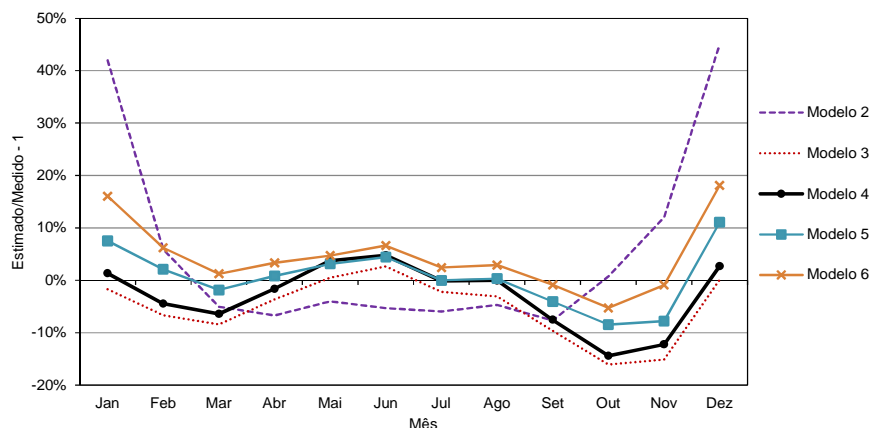


Figura 2 - Comparação de irradiação no plano do módulo estimada e medida (erro relativo mensal).

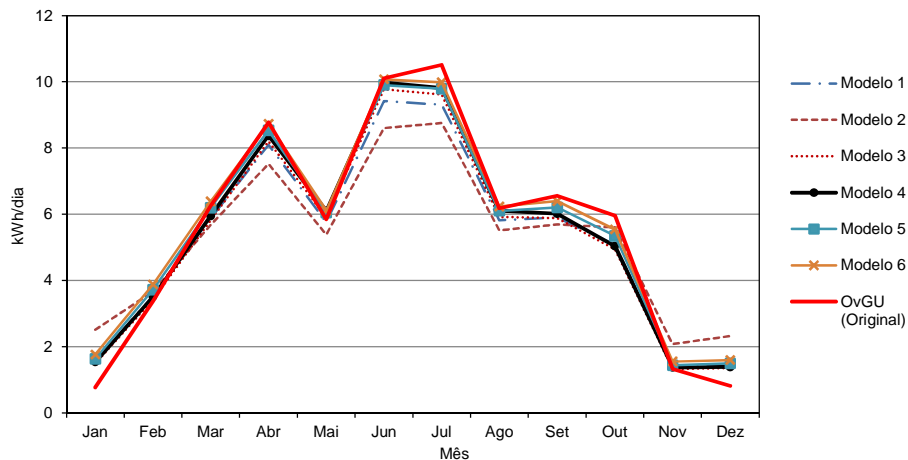


Figura 3 - Geração mensal de energia em CA dos 6 modelos simulados e os valores medidos no sistema real.

Observa-se na Figura 3 que nos meses mais quentes, *i.e.* de abril (4) a agosto (8) (hemisfério norte), os valores simulados da geração mensal de energia em CA se apresentam menores que os valores medidos. Isto ocorre porque os modelos utilizados para o cálculo da geração de energia elétrica FV tendem a sobre estimar o cálculo da temperatura da célula. Como consequência, eficiência da célula FV calculada é menor que os valores reais, resultando em uma menor geração de energia simulada. Trabalhos prévios tem salientado a importância das correlações utilizadas para estimar a temperatura da célula FV, e como esta depende das condições de instalação dos módulos e a localização geográfica do sistema [17].

Por último, as incertezas introduzidas pelos equipamentos de medição não devem ser desconsideradas. Desconhece-se o nível de calibração dos equipamentos que compõem o sistema de aquisição de dados, portanto, não há possibilidade de estimar a qualidade das medições. Calcular as médias em intervalos de 1 hora diminui o nível de incerteza global, porém a combinação de incertezas de cada equipamento de medição é um aspecto que deve ser considerado.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Um sistema de geração FV de 2.200 Wp instalado na Alemanha, no Campus da Universidade Otto-von-Güericke (OvGU), foi simulado utilizando seis modelos de desempenho de conversão FV. Foram avaliados dois modelos utilizados pelos softwares comerciais HOMER® e RETScreen®, e quatro modelos baseados no circuito equivalente de 5-parâmetros. Os resultados das simulações foram comparados com os dados extraídos do sistema de aquisição de dados do sistema FV real. Todos os modelos mostraram resultados na geração anual de energia em CA com um erro relativo menor que 5%. Porém, a combinação do modelo de desempenho do módulo FV baseado no circuito equivalente de 5-parâmetros e os modelos de radiação solar sobre uma superfície inclinada HDKR e Perez (modelos 5 e 6) mostraram os melhores resultados, apresentando erros menores de 1% e 3%, respectivamente. O modelo 5 apresentou o melhor desempenho dentre todos os modelos testados. Todos os modelos, com exceção do 6, subestimaram a produção de energia do sistema, ou seja, calcularam uma geração de energia menor que a real, indicando uma abordagem conservativa na concepção dos modelos matemáticos.

Neste trabalho foram identificadas várias fontes de incerteza, que podem influenciar no resultado final das simulações. Dentre elas o fator de redução da potência é o mais crítico, pois é altamente dependente da perícia e experiência do projetista e afeta diretamente o cálculo final da geração de energia do sistema. Também verificou-se que os modelos não representam de forma adequada a temperatura da célula FV, resultando em sobre estimativa da temperatura nos meses mais quentes e, como consequência, na redução da eficiência na conversão FV em relação ao sistema real. Conclui-se que é necessário aprofundar os estudos sobre a relação entre a eficiência da célula e a temperatura, para melhorar as correlações para serem utilizadas nos modelos.

## AGREDECIMENTOS

A pesquisa para a preparação do presente trabalho teve apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), por meio do curso de pós-graduação de engenharia mecânica Univ Estadual Paulista (UNESP), Campus de Guaratinguetá (#33004080027P6). E pelo *People Programme* (Marie Curie Actions) do Sétimo Programa-Marco da União Europeia FP7/2007-2013/ sob o projeto ELECON - *Electricity Consumption Analysis to Promote Energy Efficiency Considering Demand Response and Non-technical Losses*, acordo de financiamento REA No. 318912.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, Apr. 2010.
- [2] C. Demain, M. Journée, and C. Bertrand, "Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 710–721, 2013.
- [3] C. Keles, B. B. Alagoz, M. Akcin, A. Kaygusuz, and A. Karabiber, "A Photovoltaic System Model For Matlab / Simulink Simulations," no. May, pp. 13–17, 2013.
- [4] G. Klise and J. Stein, "Models used to assess the performance of photovoltaic systems," Albuquerque, 2009.
- [5] T. Yates and B. Hibberd, "Production Modeling for Grid-Tied PV," *SolarPRO*, pp. 30–56, 2010.
- [6] G. R. Lee, L. Frearson, and P. Rodden, "An assessment of photovoltaic modelling software using real world performance data," in *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2011, pp. 4339 – 4343.
- [7] D. L. Evans, "Simplified method for predicting photovoltaic array output," *Sol. Energy*, vol. 27, no. 6, pp. 555–560, Jan. 1981.
- [8] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, Jan. 2006.
- [9] A. M. Noorian, I. Moradi, and G. A. Kamali, "Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces," *Renew. Energy*, vol. 33, pp. 1406–1412, 2008.
- [10] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors," *Sol. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 53–74, 1963.
- [11] P. S. Koronakis, "On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area," *Sol. Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 217–225, 1986.
- [12] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering for Thermal Processes*, 4th ed. New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2013.
- [13] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," *Sol. Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, 1990.
- [14] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model," *J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 21, no. 1, pp. 49–55, 2001.
- [15] D. Buemi, "PV System Derates Explained," *The PV Advocate*, 2011. [Online]. Available: <http://davebuemi.com/2011/03/21/pv-system-derates-explained/>. [Accessed: 01-Apr-2015].
- [16] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, and B. Norton, "Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 4, pp. 1065–1080, 2007.
- [17] E. Skoplaki and J. a. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, 2009.

## 8.0 - DADOS BIBLIOGRÁFICOS

**Justo José Roberts** possui graduação em Engenharia Eletromecânica pela Universidade Nacional de Mar del Plata (UNMdP), Argentina (2007); mestrado em Engenharia Mecânica pela UNESP, Brasil (2012). Atualmente é doutorando em Engenharia Mecânica na UNESP e integrante do Grupo de Otimização de Sistemas Energéticos, Departamento de Energia da UNESP, Guaratinguetá, SP, Brasil.

**Agnelo Marotta Cassula** possui graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFEI (1990), mestrado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI (1998), doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI (2002) e Livre-Docência pela Unesp (2014). Atualmente é professor adjunto no Departamento de Engenharia Elétrica da UNESP, Campus Guaratinguetá.

**José Celso Freire Junior** possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFRJ (1988), mestrado em Sistemas Digitais pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1992) e doutorado em Informatique na Université Grenoble I (1997). Atualmente é Professor Livre Docente da UNESP e ocupa a função de Assessor de Relações Externas da UNESP.

**Pedro Osvaldo Prado** possui graduação em Engenharia Elétrica pela UNMdP, Argentina (1988); mestrado em Engenharia Mecânica pela UNESP, Brasil (2009). Atualmente é doutorando em Engenharia Mecânica na UNESP e Diretor do "Grupo de pesquisa e desenvolvimento em Geotecnologias" no departamento de Engenharia Elétrica, UNMdP, Argentina.