

## ESTIMATIVA DA TAXA DE DESEMPENHO A PARTIR DA POTÊNCIA DE SAÍDA PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CURITIBA

**Renata Lautert Yang** – relautert@gmail.com

**Muriele Bester de Souza** – murielebester@gmail.com

**Gerson Máximo Tiepolo** – tiepolo@utfpr.edu.br

**Jair Urbanetz Junior** – urbanetz@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia

**Diego Vitoriano Freitas** – vitorianofreitas@gmail.com

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

**Resumo.** O incentivo na utilização de fontes renováveis de energia alavancou o crescimento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil. Para avaliar o funcionamento destes sistemas, a taxa de desempenho (*performance ratio*) deve ser calculada. O conhecimento desta taxa é relevante para determinar o desempenho destes sistemas, descontando todas as diversas formas de perdas existentes. Além disto, ela é empregada na elaboração de mapas fotovoltaicos e no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Esta pesquisa tem por objetivo estimar a *performance ratio* para um sistema fotovoltaico conectado à rede localizado em Curitiba. O sistema encontra-se instalado no telhado do Escritório Verde da Universidade Tecnológica Federal do Paraná e apresenta 2,1 kWp de potência instalada. A estimativa da taxa de desempenho foi realizada através de uma análise quantitativa dos fatores de perda deste sistema. Foram calculados os índices de irradiação incidentes no plano deste painel fotovoltaico, a temperatura nas células fotovoltaicas e a potência de saída do sistema. Para os cálculos foram utilizados os dados meteorológicos provenientes da estação automática do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), situada em Curitiba. A partir destes resultados, a *performance ratio* foi calculada no período de um ano. Após serem realizadas todas as análises quanto aos fatores de perdas do sistema em questão, a taxa de desempenho mensal e anual foram estimadas, atingindo o valor de 72,99% (anual), cuja diferença entre a *performance ratio* real foi de 1,34%. Assim, nota-se a coerência das equações e métodos utilizados, pois levaram a uma estimativa muito próxima à real. Além disto, fica ressaltada a importância da pesquisa dos diversos fatores que influenciam o desempenho de um sistema fotovoltaico.

**Palavras-chave:** Energia Solar, Sistema Fotovoltaico, Taxa de Desempenho

### 1. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação pela preservação dos recursos naturais, tem incentivado o uso racional da energia e a utilização de fontes renováveis de energia. Na geração de energia limpa, o Sol representa uma fonte perene, silenciosa e não poluente de energia, irradiando energia no espaço, podendo ser aproveitada de diversas maneiras (Farret, 2010). O foco deste estudo está no aproveitamento para a geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico (FV). Este tipo de geração de energia, através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR), vem aumentando exponencialmente a capacidade instalada no Brasil (ANEEL, 2019). A potência de saída destes sistemas varia conforme diversos fatores. Os principais deles referem-se à radiação solar incidente no plano do painel FV e à temperatura de operação das células FV (Zilles *et al.*, 2012).

A taxa de desempenho, também conhecida como *performance ratio*, quantifica o efeito geral das perdas no sistema (Marion *et al.*, 2005). A fim de determinar o potencial de geração fotovoltaica de um dado local é necessário arbitrar um valor à taxa de desempenho. No Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição (Pereira *et al.*, 2017) foi adotada uma taxa de desempenho de 80% para a elaboração do mapa de potencial de geração solar fotovoltaica. Este valor pode ser alcançado na prática em SFVCR bem dimensionados e instalados com equipamentos de boa qualidade, como mostra alguns casos estudados por Tonin (2017), em Curitiba. Por outro lado, o Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (Tiepolo *et al.*, 2017) adotou uma taxa de desempenho mais conservadora, de 75%, utilizada internacionalmente para a elaboração de mapas fotovoltaicos.

Nesta pesquisa, vários fatores associados a perdas em SFVCR foram considerados na análise do desempenho de um painel FV. O painel estudado encontra-se instalado no Escritório Verde (EV) do campus de Curitiba da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). O Laboratório de Energia Solar (LABENS - <http://labens.ct.utfpr.edu.br>) da UTFPR é responsável pelo acompanhamento da geração, monitorando e analisando os dados deste SFVCR. O presente estudo analisará o desempenho deste sistema no período de um ano. As diferentes formas de perdas deste SFVCR serão quantificadas, levando ao cálculo da potência de saída, a qual será comparada com a potência real. Por fim, com estes dados, será possível realizar a estimativa da *performance ratio* do sistema.

## 2. MÉTODOS

A estimativa da taxa de desempenho para o SFVCR estudado será realizada entre outubro de 2018 e setembro de 2019. Para os cálculos, dados meteorológicos foram coletados de uma Estação de Monitoramento de observação de superfície Automática (EMA) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), instalada em Curitiba. Como esta estação possui apenas os dados da irradiação global horizontal, a partir dela, a irradiação incidente no plano inclinado do painel FV foi calculada. Além disso, a temperatura nas células FV e a potência de saída foram igualmente calculadas, para então estimar a taxa de desempenho do sistema.

### 2.1 Caracterização do sistema fotovoltaico

Para a análise dos dados, estudo da potência de saída e taxa de desempenho, foram coletadas informações do SFVCR instalado no telhado do Escritório Verde. Este sistema é composto por dez módulos de silício policristalino (p-Si). A instalação do painel FV seguiu a inclinação e orientação do telhado, ou seja, 15° de inclinação e com 22° de desvio azimutal para o oeste em relação ao norte (Urbanetz *et al.*, 2014). O Escritório Verde também possui um sistema fotovoltaico isolado (SFVI). A Tab. 1 apresenta as principais características do sistema, enquanto a Fig. 1 mostra o SFVI na parte superior, e na parte inferior o SFVCR em estudo.

Tabela 1 – Caracterização do sistema fotovoltaico estudado.

MODELO DO MÓDULO	KD210GX-LP
POTÊNCIA DO MÓDULO	210 Wp
FABRICANTE	Kyocera
EFICIÊNCIA DO MÓDULO FV	16%
COEFICIENTE DE TEMPERATURA $\gamma_{mp}$	-0,3 %/°C
POTÊNCIA DO PAINEL FV	2,1 kWp
POTÊNCIA DO INVERSOR	2 kW



Figura 1 - Sistemas fotovoltaicos instalados no Escritório Verde.

### 2.2 Cálculo da taxa de desempenho (*performance ratio*)

A *performance ratio* (*PR*) expressa o desempenho geral do sistema, descontando as perdas, como por temperatura, fiação e do inversor, entre outras. Ela permite a comparação entre sistemas instalados em diferentes locais e condições, pois normaliza valores de geração e irradiação solar. A *PR* analisa o funcionamento anual ou mensal de um SFVCR.

O cálculo da *PR* é realizado dividindo a produtividade final ( $Y_f$ ) de um SFVCR pela produtividade de referência ( $Y_r$ ), expresso pela Eq. (1) (Marion *et al.*, 2005). A  $Y_f$  representa a energia produzida dividida pela potência nominal do painel FV, sendo expressa em kWh/kWp instalado. Ela normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema, permitindo uma comparação entre diferentes sistemas. Por outro lado, a  $Y_r$  consiste na irradiação total no plano do painel dividida pela irradiância de referência, ou seja, representa o número equivalente de horas na irradiância de referência.

A  $Y_f$  é calculada a partir da Eq. (2), enquanto a  $Y_r$  encontra-se representada pela Eq. (3). Portanto, substituindo a Eq. (2) e a Eq. (3) na Eq. (1), obtém-se a Eq. (4), para o cálculo da *PR*. Ela depende da energia gerada, potência nominal, irradiação incidente e irradiância de referência. A *PR* é adimensional, usualmente expressa em porcentagem. A *PR* do

sistema será calculada através da Eq. (4), a partir de dados reais de geração de energia e com os valores calculados para a potência de saída.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1)$$

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \quad (2)$$

$$Y_r = \frac{H}{G_{ref}} \quad (3)$$

$$PR = \frac{E}{P_0} \cdot \frac{G_{ref}}{H} \quad (4)$$

### 2.3 Cálculo da irradiação total em plano inclinado

A irradiação solar proveniente da EMA do INMET é do tipo global horizontal ( $I_{HOR}$ ), ela é integrada de hora em hora (INMET, 2011). Este valor de irradiação não é o que de fato incide sobre os painéis fotovoltaicos, pois os mesmos encontram-se inclinados, na maioria dos casos. Portanto, para a determinação da irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos em estudo foi necessário calcular a irradiação total no plano inclinado do painel ( $I_{TOT}$ ).

A fim de se obter uma operação adequada e eficiente nos SFV, os módulos devem ser instalados com uma inclinação igual à latitude local, voltados para a linha do Equador (Pinho e Galdino, 2014). Contudo, para o SFVCR desta pesquisa, serão consideradas as condições reais da sua instalação para o cálculo da  $I_{TOT}$ , que são inclinação de 15° e desvio azimutal de 22° para o oeste em relação ao norte.

O método utilizado para estimar a  $I_{TOT}$  a partir da  $I_{HOR}$  foi o HDKR, representado pela Eq. (5). Ele é assim denominado porque utiliza as iniciais dos seguintes pesquisadores: Hay, Davies, Klucher e Reindl. Hay e Davies propuseram a estimativa da fração da radiação difusa circunsolar, enquanto Reindl adicionou o termo referente a clareza advinda do horizonte, proposto por Klucher. Portanto, neste modelo a irradiação total em um plano inclinado considera a radiação direta, difusa isotrópica, difusa circunsolar, difusa do horizonte e refletida pelo solo (Duffie e Beckman, 2013). Os parâmetros utilizados nas Eq. (5), Eq. (6) e Eq. (7) encontram-se descritos na Tab. 2.

$$I_{TOT} = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + \text{sen}^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + I \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5)$$

Tabela 2 – Descrição de parâmetros.

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO
$I_b$	Irradiação direta
$I_d$	Irradiação difusa
$A_i$	Índice anisotrópico
$R_b$	Fator geométrico
$\beta$	Inclinação do painel fotovoltaico
$I$	Irradiação global horizontal
$\rho_g$	Albedo
$T_a$	Temperatura ambiente
$G$	Irradiância total
$G_{NOCT}$	Irradiância total segundo o Padrão de Referência do Ambiente
$V_w$	Velocidade do vento
$T_{CNOCT}$	Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica
$T_{ANOCT}$	Temperatura ambiente de acordo com o Padrão de Referência do Ambiente
$\eta_c$	Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico
$\tau\alpha$	Produto da transmitância-absorbância
$P_{FV}^0$	Potência nominal do painel fotovoltaico
$T_{Cref}$	Temperatura da célula fotovoltaica nas Condições Padrão de Teste
$H_{ref}$	Irradiância nas Condições Padrão de Teste

## 2.4 Cálculo da temperatura na célula fotovoltaica

A temperatura nas células fotovoltaicas ( $T_c$ ) foi estimada através da Eq. (6), proposta por Duffie e Beckman (2013). Esta equação considera fatores como a eficiência da tecnologia, temperatura ambiente, velocidade do vento e irradiância para a estimativa. Normalmente a  $T_c$  é superior à temperatura ambiente, e quanto mais elevado seu valor, maiores serão as perdas em SFVCR, impactando a taxa de desempenho.

Este cálculo será realizado de maneira horária durante um ano, levando em conta apenas os horários de produção de energia do SFVCR estudado. A variável  $G$  na Eq. (6) expressa a irradiância total no plano inclinado e os valores utilizados são provenientes dos resultados obtidos através da Eq. (5), de maneira horária durante o período em estudo.

$$T_c = T_a + \left[ \left( \frac{G}{G_{NOCT}} \right) \cdot \left( \frac{9,5}{5,7 + 3,8 \cdot V_W} \right) \cdot (T_{c_{NOCT}} - T_{a_{NOCT}}) \cdot \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right] \quad (6)$$

## 2.5 Cálculo da potência de saída do sistema

A perda por temperatura ocorre devido as condições do local onde o sistema está instalado ser diferente das condições padrão de teste (STC). Ou seja, o valor da potência do módulo FV refere-se a um desempenho nas STC, a qual é incapaz de prever exatamente a quantidade de energia que um módulo produzirá no campo, em condições reais (Skoplaki e Palyvos, 2009).

O modelo utilizado para estimar a potência de saída do gerador FV, em condições reais de operação, considera a perda por temperatura. Além da temperatura de operação na célula FV, a radiação solar incidente no plano do painel FV altera significativamente a potência produzida pelo gerador FV, desta forma, ela igualmente é considerada nestes cálculos (Zilles *et al.*, 2012). Esta potência ( $P_{mp}$ ) é calculada através da Eq. (7), em que a  $T_c$  representa o valor calculado por meio da Eq. (6), e a irradiância total no plano inclinado, representada por  $H_{t,\beta}$ , foi calculada utilizando a Eq. (5). O coeficiente de temperatura relativo à potência ( $\gamma_{mp}$ ) varia conforme a tecnologia do módulo FV, este valor está presente na folha de dados do módulo fotovoltaico e encontra-se na Tab. 1.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[ 1 - \gamma_{mp} (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (7)$$

Este cálculo foi efetuado de maneira horária para todos os dias do ano e integralizado mês a mês. Assim, obteve-se a potência de saída total mensal, a qual será ajustada com outros fatores de perdas e comparada com a potência mensal real do SFVCR instalado no EV.

## 2.6 Demais fatores de perda

Além da perda por temperatura, outros fatores contribuem para diminuir a potência de saída do SFVCR. Dentre eles estão a perda do inversor, cuja eficiência máxima é descrita em sua folha de dados; *mismatch*, caracterizado pelo descasamento da potência dos módulos FV; sombreamento de parte do painel FV; sujidade, reduzindo a incidência de radiação solar no painel; variação do espectro solar e da massa de ar; reflexão pelo vidro do encapsulamento dos módulos e perdas devido à resistência dos cabos. O inversor instalado no EV apresenta eficiência máxima de 92%, conforme dados do catálogo (PVPowered, 2009). Entretanto, esta eficiência varia conforme a potência de saída do inversor ao longo do dia. Tonolo (2019) fez ensaios com diversos carregamentos neste inversor e calculou, através da equação da eficiência europeia a eficiência equivalente. O resultado obtido foi de 88,5%, e portanto, 11,5% de perdas no inversor, valor que foi adotado nesta simulação. As demais perdas quantificadas nesta pesquisa e sua faixa de variação encontram-se descritas na Tab. 3 (DGS, 2013). Os valores das perdas mensais foram escolhidos dentro destes intervalos apresentados, de acordo com as condições do SFVCR em estudo, levando em consideração sua localização, datas de limpeza do painel, entre outros. Por exemplo, nos meses de inverno há incidência de sombra no final do dia sobre os módulos por uma edificação adjacente, desta maneira este tipo de perda foi considerada 5%, enquanto nos meses de verão, o sombreamento é nulo e a perda adotada por sombreamento também foi nula. Os valores foram adaptados conforme as condições encontradas no sistema em estudo.

Tabela 3 – Fatores de perda em um SFVCR e suas respectivas faixas de variação.

FATOR DE PERDA	FAIXA DE VARIAÇÃO
<i>Mismatch</i>	0 – 2,5 %
Sombreamento	0 – 5 %
Sujidade	0 – 3 %
Variação do espectro AM 1,5	0 – 2 %
Cabeamento (fiação elétrica)	0,2 – 1,5 %

Após quantificar as perdas do sistema com valores dentro das faixas contidas na Tab. 3, estes fatores foram considerados para o cálculo da potência final entregue pelo sistema, sendo descontadas da potência calculada através da Eq. (7). Desta forma, a taxa de desempenho foi estimada no período de um ano para o SFVCR do EV. A  $PR$  calculada foi comparada com a  $PR$  real do sistema, mês a mês e com a média anual.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### 3.1 Irradiação total no plano inclinado

O cálculo da  $I_{TOT}$  foi realizado a partir da  $I_{HOR}$ , de maneira horária no período de um ano. O resultado destes cálculos foi utilizado tanto na Eq. (6), para estimar a  $T_c$ , quanto na Eq. (7), a fim de calcular a potência de saída do SFVCR. A Fig. 2 apresenta o resultado dos cálculos da  $I_{TOT}$  durante um ano, para Curitiba, nas condições em que está instalado o painel FV do EV. Esta figura mostra diversos horários em que o valor da irradiação ultrapassou 1000 Wh/m<sup>2</sup>. Percebe-se que este fato não ocorreu nos meses de inverno, devido a posição do hemisfério sul em relação ao sol neste período, apresentando menores valores de irradiação.

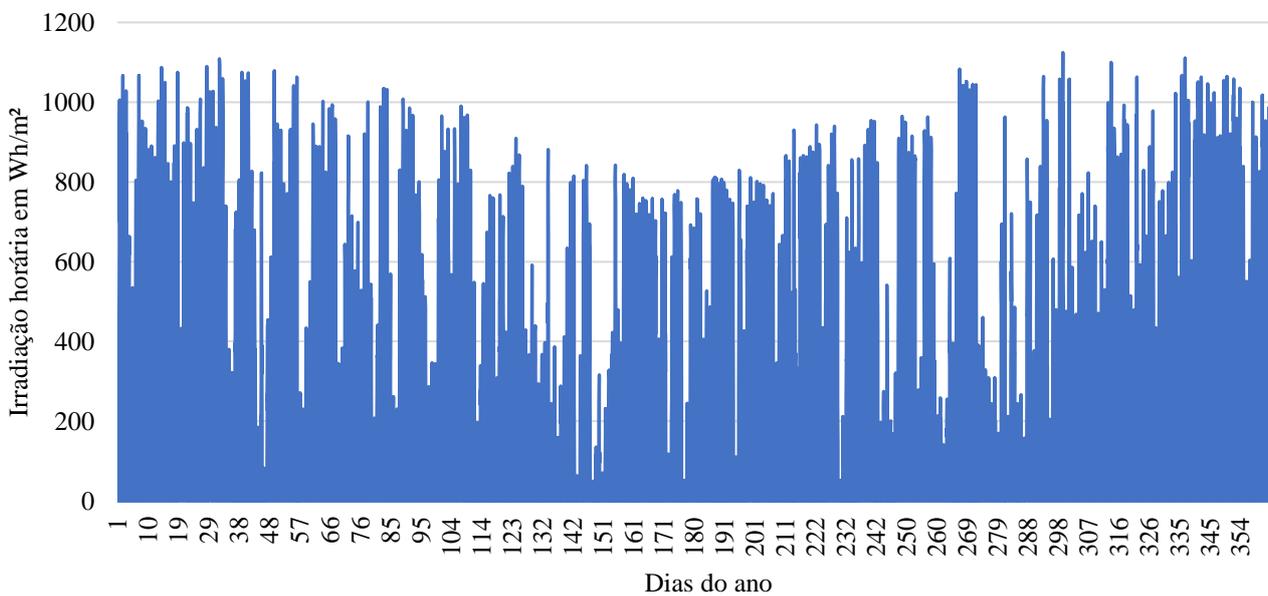


Figura 2 – Irradiação total horária incidente no plano do painel do Escritório Verde no período de um ano.

Os valores médios diários obtidos para a irradiação total no plano inclinado ( $H_{TOT}$ ) do EV para cada mês encontram-se na Fig. 3, e estão representados pela linha vermelha. Observa-se que os meses com maiores irradiações solares foram dezembro e janeiro. A Fig. 3 igualmente apresenta os valores de pluviosidade constatados em cada mês. Este índice é inversamente proporcional à irradiação devido à maior nebulosidade, como pode ser percebido nos meses de maio e outubro, em que ocorreram os menores valores de  $H_{TOT}$  (abaixo de 3,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia) e o índice pluviométrico mensal foi elevado, ultrapassando 200 mm.

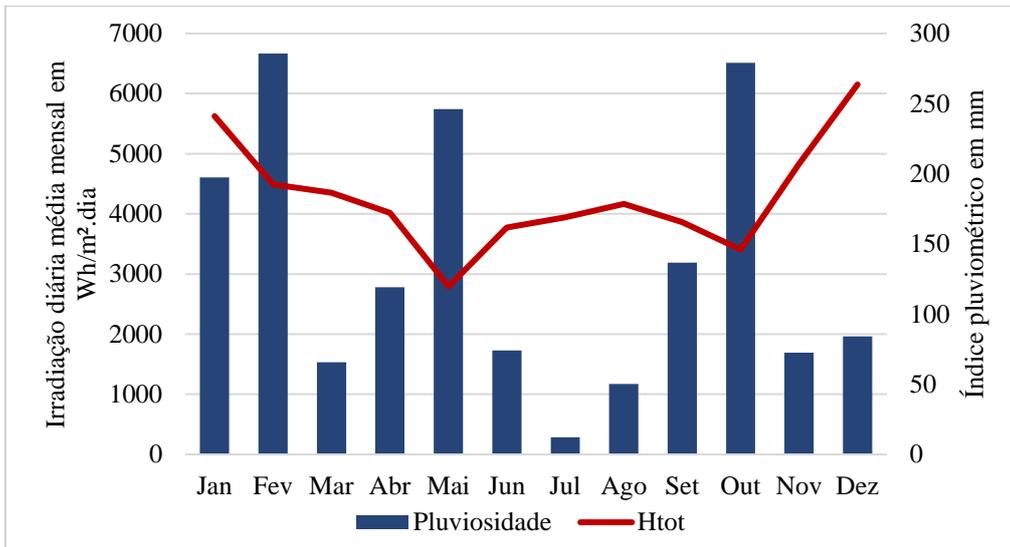


Figura 3 – Irradiação diária média mensal e índice pluviométrico – Curitiba.

### 3.3 Temperatura na célula FV

A temperatura na célula fotovoltaica ( $T_c$ ) foi estimada através da Eq. (6). A Fig. 4 apresenta os resultados da média mensal durante o período em que há incidência solar no painel FV, a temperatura ambiente ( $T_a$ ) média nas mesmas condições e a média mensal da velocidade do vento ( $V_w$ ). As maiores médias para a  $T_c$  encontram-se nos meses de janeiro e dezembro. Em se tratando de valores absolutos, o maior valor calculado para a  $T_c$  atingiu  $60^\circ\text{C}$  no dia 1º de janeiro de 2019, ao meio dia, enquanto a  $T_a$  estava em  $28^\circ\text{C}$ , fato que eleva a perda por temperatura do SFVCR.

A diferença média entre a  $T_a$  e a  $T_c$  anual foi de  $7^\circ\text{C}$ , valor relativamente pequeno, pois no início e final do dia estas grandezas são praticamente iguais, levando a uma média mais baixa. Percebe-se que essas temperaturas são diretamente proporcionais e que diferenças de proporcionalidade observados na Fig. 4, ocorrem devido à  $T_c$  depender de outros fatores além da  $T_a$ , como velocidade do vento e irradiação. Em relação à média da velocidade do vento, nos meses de novembro e dezembro, os valores superaram  $2\text{ m/s}$ , enquanto em abril, maio e junho este dado não alcançou  $1,5\text{ m/s}$ .

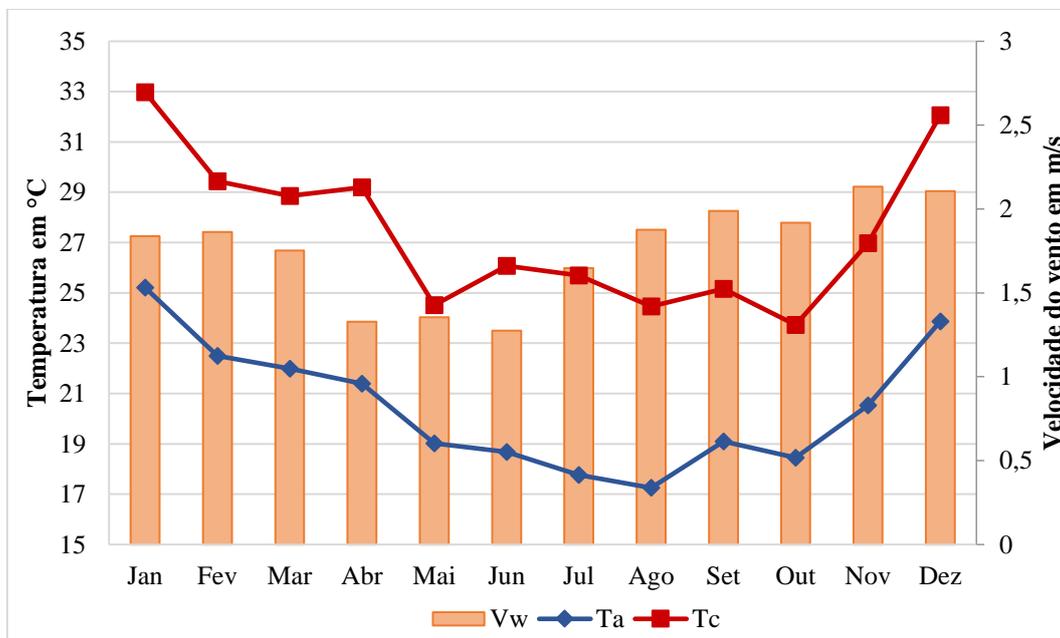


Figura 4 – Velocidade do vento ( $V_w$ ), temperatura ambiente ( $T_a$ ) e temperatura na célula fotovoltaica ( $T_c$ ).

### 3.4 Potência de saída

Os cálculos de potência na saída do SFVCR foram realizados em duas etapas. Primeiramente foi utilizada a Eq. (7), que considera a perda por temperatura, expressa na Fig. 5 por “ $P_t$ ”. Na sequência, desta potência calculada foram descontadas outras perdas percentuais apresentadas na Tab. 3, e a potência resultante foi chamada de “ $P_f$ ”.

A Fig. 5 mostra o resultado destes cálculos, comparando-os com a potência real do sistema instalado no EV. Nota-se que a potência calculada através da Eq. (7) apresenta os maiores valores, como mostra a Fig. 5. Ao descontar as demais formas de perdas, a potência calculada aproxima-se mais da potência real. A menor diferença percentual entre a potência real e a calculada foi de 6,1% e ocorreu em setembro.

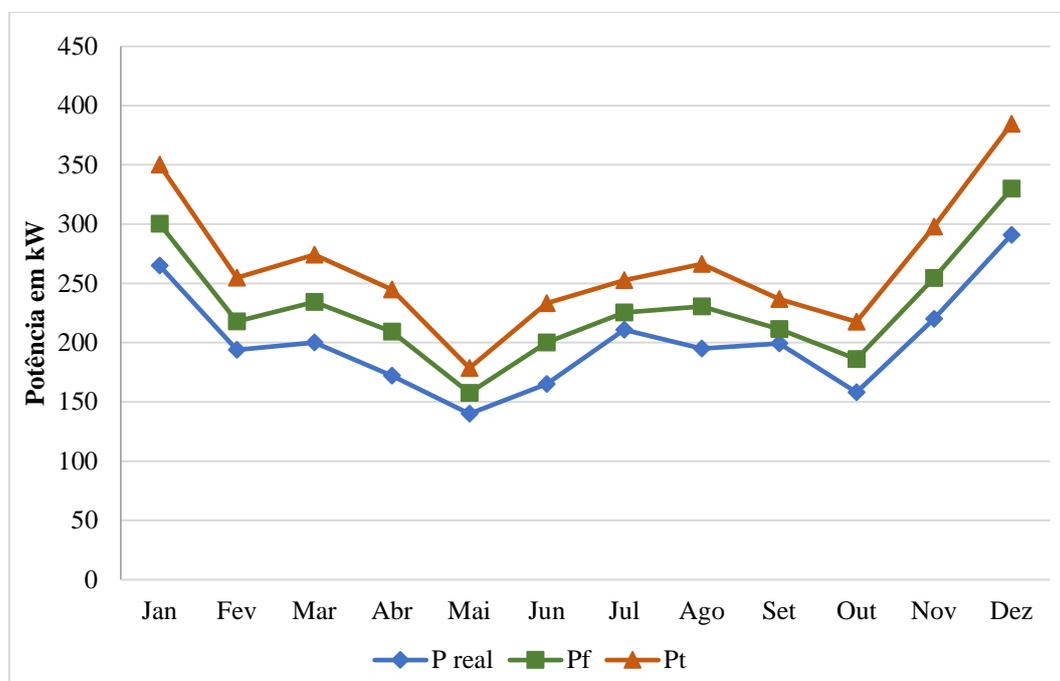


Figura 5 – Potências de saída: a partir da Eq. (7) ( $P_t$ ), descontando as perdas ( $P_f$ ) e a real ( $P_{real}$ ).

### 3.5 Taxa de Desempenho – Performance Ratio

A taxa de desempenho foi calculada utilizando a Eq. (4), a partir do valor calculado para a potência de saída do SFVCR em questão, descontando as mais variadas formas de perdas envolvidas no sistema (Tab. 3). Desta maneira os resultados encontrados para a  $PR$  apresentam-se na Fig. 6, comparando-os com seus dados reais. A  $PR$  estimada variou entre 70,64% e 76,72%, enquanto a faixa dos valores reais encontra-se entre 70% e 87%, como mostra a Fig. 6. De forma geral, as diferenças percentuais mensais entre os valores reais e calculados foram pequenas, com algumas exceções.

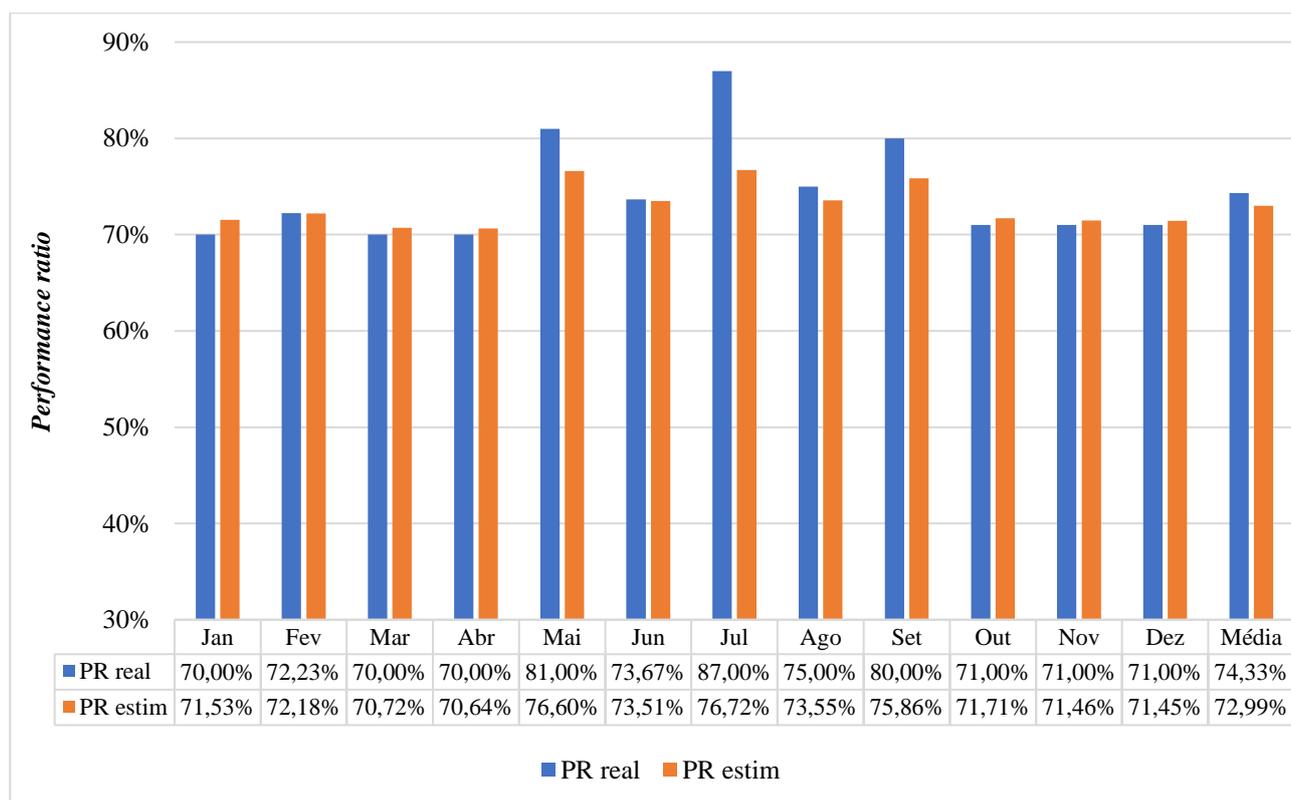


Figura 6 – *PR* mensal real e estimada no Escritório Verde.

Como pode ser observado, o mês de fevereiro possui a *PR* calculada mais próxima da real, com erro percentual abaixo de 0,1%. Os meses de abril, junho, outubro, novembro e dezembro igualmente modelaram muito bem o sistema, apresentando erro inferior a 1% quanto a *PR*. Por outro lado, em julho ocorreu a maior diferença entre as *PR*. Julho apresentou a maior *PR* tanto na estimativa quanto no valor real. Este fato deve-se a um elevado índice de irradiação incomum apresentado neste período, que levou a um alto valor de energia gerada, e pluviosidade praticamente nula (12 mm), quando comparada a outros meses, o que encontra-se representado na Fig. 3. Este mês igualmente apresentou a maior velocidade do vento média (conforme expresso na Fig. 4), fator que contribuiu com a redução da perda por temperatura. Além disso, em julho foi realizada uma limpeza no painel FV, reduzindo as perdas relacionadas à sujeira, que foram consideradas nula neste mês específico. Na prática é possível obter uma *PR* superior a 80%, como mostra a pesquisa de Nascimento *et al.* (2018), em que é avaliado o desempenho de SFVCR com diferentes tecnologias, inclusive de p-Si, cuja *PR* ficou acima dos 80%.

Nos meses de janeiro e dezembro, apesar da potência e irradiação apresentarem índices elevados, a *PR* não obteve altos valores. Um dos fatores limitantes neste caso são as temperaturas mais elevadas nesta época do ano (Fig. 4), que levam a um aquecimento maior nas células FV, aumentando a perda por temperatura do sistema e consequente redução no desempenho.

Abril foi um dos meses com as menores *PR*, tanto real quanto estimada, atingindo aproximadamente 70%. Um dos fatores que contribuem para este valor relativamente mais baixo, e que elevam as perdas do sistema, foi a elevada  $T_c$  calculada para este mês. Além disso, a média da velocidade do vento alcançou 1,3 m/s, uma das menores médias do ano, conforme ilustrado pela Fig. 4.

Em maio, o índice pluviométrico ultrapassou 200 mm, proporcionando a autolimpeza do painel FV. Além disso, no final de abril ocorreu uma limpeza nos módulos FV. A temperatura na célula FV foi mais amena, uma das mais baixas do ano. Estes fatores contribuem para a redução de perdas e elevaram a *PR* no mês de maio. Setembro obteve velocidade média do vento em torno de 2 m/s, minimizando a perda por temperatura no painel FV, que obteve média de 25°C, aproximadamente. Desta forma, o sistema apresentou *PR* mais elevada relativamente.

A média anual da *PR* estimada foi de 72,99%, enquanto o valor real foi de 74,33%, assim, percebe-se que o valor estimado se aproximou do real. Estes valores são similares a uma *PR* padrão de 75% que é adotada na elaboração de projetos e mapas FV, como no Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (Tiepolo *et al.*, 2017).

#### 4. CONCLUSÕES

O desempenho do SFVCR proposto foi analisado durante o período de um ano, para isto diversos fatores foram pesquisados. A irradiação total no plano do painel FV estudado foi calculada através do método proposto por HDKR, obtendo valores condizentes com as médias mensais apresentadas ao longo dos meses. A  $T_c$  igualmente foi calculada a

fim de estimar a perda por temperatura, obtendo dados proporcionalmente superiores à  $T_a$ . A partir da  $I_{TOT}$  e da  $T_c$  calculadas, a potência de saída foi estimada e seu valor esteve próximo da potência real do sistema. Por fim, a estimativa da  $PR$  foi realizada e comparada com dados reais. A  $PR$  anual deste sistema foi de 74,33%, enquanto a estimada alcançou 72,99%. Um dos fatores que contribuíram a estas diferenças encontra-se no fato de as faixas de valores de perdas utilizadas serem provenientes de estudos realizados na Alemanha, onde os SFVCR apresentam diferentes comportamentos relativos ao desempenho, quando comparados com sistemas em Curitiba. Ainda assim, conclui-se que as equações empregadas foram adequadas para modelar os parâmetros que influenciam a  $PR$ , e que o valor escolhido para as diversas formas de perdas do sistema, dentro das faixas de variações propostas, foi apropriado, pois a diferença entre a  $PR$  real e a estimada foi baixa. Assim, nota-se a importância do estudo dos diversos fatores que influenciam o desempenho de um SFVCR, permitindo a análise e a avaliação do sistema durante seu funcionamento.

### Agradecimentos

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

### REFERÊNCIAS

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: <goo.gl/Rme0Kk>.
- DGS, German Solar Energy Society, 2013. Planning and Installing Photovoltaic Systems – A guide for installers, architects and engineers, Earthscan.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. Solar Engineering of Thermal Processes, John Wiley & Sons.
- Farret, F. A., 2010. Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica, Ed. da UFSM.
- INMET, Instituto Nacional de Meteorologia, 2011. Rede de estações meteorológicas automáticas do INMET, Nota Técnica No. 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., Townsend, T., 2005. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems, 31<sup>st</sup> IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista.
- Nascimento, L. R., Campos, R. A., Rütther, R., Simões, G. C., 2018. Avaliação do Desempenho de Tecnologias Fotovoltaicas e Complementariedade Solar e Eólica no Nordeste Brasileiro, VII CBENS – VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Rütther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. G., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição, São José dos Campos, INPE.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos, CEPEL - CRESESB.
- PVPowered, 2009. PVP1100 to PVP5200 String Inverters.
- Skoplaki, E., Palyvos, J. A., 2009. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlation, Solar Energy, vol. 83, n. 5, pp. 614-624.
- Tiepolo, G. M., Pereira, E. B., Urbanetz Jr, J., Pereira, S. V., Gonçalves, A. R., Lima, F. J. L., Costa, R. S., Alves, A. R., 2017. Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná – 1ª Edição, Curitiba-PR, UTFPR.
- Tonin, F. S., 2017. Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba, Dissertação de Mestrado, PPGSE, UTFPR, Curitiba.
- Tonolo, É. A., 2019. Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR Câmpus Curitiba, Dissertação de Mestrado, PPGSE, UTFPR, Curitiba.
- Urbanetz, J. Jr., Casagrande, E. F. Jr., Tiepolo, G. M., 2014. Acompanhamento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR, IX CBPE – IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Florianópolis.

### ESTIMATE OF PERFORMANCE RATIO FROM OUTPUT POWER FOR A PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN CURITIBA

**Abstract.** *The incentive to employ renewable energy sources has boosted the growth of grid-connected photovoltaic systems in Brazil. To evaluate the operation of these systems, the performance ratio must be calculated. The acquaintance of this rate is relevant to determine the performance of these systems, disregarding all the applicable losses. In addition, it is used in the development of photovoltaic maps and the sizing of photovoltaic systems. This research aims to estimate the performance ratio for a grid-connected photovoltaic system installed in the city of Curitiba. The system is installed in the Green Office of the Federal Technological University of Paraná and it has 2.1 kWp of installed power. The performance ratio estimation will be performed through a quantitative analysis of the loss factors of this system. The*

*radiation levels incident on the plane of this photovoltaic panel, the temperature in the photovoltaic cells and the output power of the system will be calculated. For the calculations, the meteorological data of the automatic station from the National Institute of Meteorology, installed in Curitiba, will be used. From these results, the performance ratio will be calculated over a period of one year. After all the analysis of the loss factors in the presented system, the monthly and annual performance ratio (PR) was estimated, reaching 72.99% (annual), whose difference between the real PR was 1.34%. Thus, it is possible to note that there are coherences in the equations and used methods, as they led to an estimate that is very close to the real values. In addition, the importance of researching the various factors influencing the performance of a photovoltaic system is emphasized.*

**Key words:** *Solar Energy, Photovoltaic System, Performance Ratio*