

# PROJETO DE UM ESTIMADOR DE PERDAS POR SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO MODELO PREDITIVO

David D. D. Quinelato<sup>1</sup>, Edson A. Batista<sup>2</sup>, Ricardo R. dos Santos<sup>3</sup>, Eduardo Allatta, Moacyr A. G. Brito  
Instituto Federal de Mato Grosso do Sul (IFMS) – Campi Campo Grande, Campo Grande – MS, Brasil  
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), Campo Grande – MS, Brasil  
e-mail: <sup>1</sup>david.quinelato@ifms.edu.br; <sup>2</sup>edson.ufms@gmail.com; <sup>3</sup>ricardo@facom.ufms.br

**Resumo** – Um problema crucial da geração de energia solar fotovoltaica (FV) é a susceptibilidade dos módulos às sujidades que culminam em perdas na geração de energia ou mesmo em danos físicos. Nesse contexto, uma solução é apresentada neste artigo, a qual propõe o desenvolvimento de tecnologia, que baseada na modelagem matemática das células fotovoltaicas e nos conceitos de modelo preditivo (MPC), possibilite a estimação de perdas por sujidades em sistemas de geração FV. Para realizar a estimação de perdas, foi desenvolvido um dispositivo que recebe informações da unidade fotovoltaica, as processa com base em MPC e, envia para um servidor os dados relativos às perdas encontradas na unidade de geração a fim de auxiliar em tomadas de decisão. Os resultados demonstram reais aplicabilidades do sistema para estimar as perdas por sujidade ou por incompatibilidade na planta fotovoltaica.

**Palavras-Chave** – Controle Preditivo, Estimação, Sistema Fotovoltaico.

## DIRT LOSS ESTIMATOR OF PHOTOVOLTAIC MODULES USING PREDICTIVE MODEL

**Abstract** - The central problem of this article takes into account the susceptibility of the solar panels to dirt that culminates in losses in the generation of energy or even physical damage. In this context, a solution is presented in this article, which proposes the development of a technology that, based on the mathematical modeling of the solar cells and on the concepts of predictive modelling, enables the estimation of dirt losses in photovoltaic generation units. A device was developed to receive information from the photovoltaic unit, process this information based on a predictive model and sends the data related to the losses found in the generation unit to a server to help in decision-making support. The results demonstrated real applicability of the system to estimate losses due to dirt or electrical mismatches in Photovoltaic Plants.

**Keywords** – Estimation, Photovoltaic System, Predictive Control.

## I. INTRODUÇÃO

A conversão fotovoltaica é a transformação direta da energia oriunda da irradiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico [1]. A energia elétrica obtida pode então ser injetada na rede de distribuição através de algum conversor eletrônico de potência, dando origem aos sistemas de mini e micro geração fotovoltaica. Desde a promulgação da resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, nº 482/2012, que regulamentou os sistemas de mini e micro geração distribuídas no Brasil, o uso da energia solar fotovoltaica tem se expandido, atingindo milhares de novas instalações a cada ano [2].

Por apresentar benefícios financeiros e ecológicos, associados à acentuada redução nos custos para a implementação dos sistemas de geração, essa tecnologia tem despontado como uma tendência do mercado de energia elétrica, sendo vista como solução viável para o fornecimento alternativo de energia elétrica por empresas, clientes comerciais e residenciais. Fato corroborado também por agências internacionais, que preveem que a energia fotovoltaica salte de 2% da matriz energética mundial em 2018 para 25% em 2050 [3].

Apesar dos diversos benefícios como fonte para geração distribuída, os módulos fotovoltaicos apresentam-se sensíveis ao acúmulo de poeira e detritos na sua superfície, sendo causa de perda de eficiência comum à todas as unidades de geração. As perdas por sujidades podem variar de 2% até 25%, mantendo uma média de 5%. Por isso, o depósito de sujidades sobre os módulos tem sido objeto de pesquisas sob diversos aspectos: qualitativo, quantitativo e econômico [4-11].

Uma das abordagens é a determinação do intervalo de tempo adequado para a realização da limpeza dos módulos, propondo uma solução preventiva; ou seja, limpar os módulos em intervalos pré-estabelecidos [8]. Todavia, as diferentes estações do ano implicam em situações climáticas distintas, sendo que as chuvas, ventos e umidade do ar podem demandar uma limpeza mensal ou semestral, principalmente se levar em consideração o local e condições de instalação da unidade de geração. Neste contexto, um módulo instalado sobre um prédio tende a acumular menos sujidades do que outro instalado ao solo; no mesmo sentido, as chuvas torrenciais de verão tendem a manter os módulos mais limpos neste período. Se considerar a hipótese da presença de um canteiro de obras próximo à região da unidade de geração, esta certamente tenderá a acumular poeira rapidamente. Portanto, a determinação de um intervalo de limpeza adequado é inviável

Manuscript received 08/18/2020; first revision 10/28/2020; accepted for publication 02/12/2021, by recommendation of Editor Demercil de Souza Oliveira Jr. "http://dx.doi.org/10.18618/REP.2021.1.0046"

e, tende a incorrer na limpeza desnecessária, ou na perda de eficiência dos módulos por limpeza tardia.

Outro aspecto, tratado em [9], é a determinação das perdas por sujidades relacionadas às regiões do país, bem como à tecnologia de construção do módulo fotovoltaico. Segundo os autores, módulos de telureto de cádmio (CdTe) e silício policristalino (p-Si) apresentam diferentes níveis de perdas para um mesmo índice de sujidade. Nesta análise os módulos de silício amorfo e de CdTe perderam desempenho mais acentuadamente pela deposição de sujidades do que os de tecnologia de silício cristalino, devido à diferença entre a faixa de resposta espectral de ambos. Essa informação mostra-se relevante para esta pesquisa, na qual se trabalha com módulos de silício cristalino.

Os trabalhos apresentados em [8] e [9] sugerem uma abordagem quantitativa das perdas por sujidades através de uma relação entre a potência de saída da unidade de geração e da irradiância solar no mesmo intervalo de tempo. Dessa forma, obtêm-se uma estimativa de quanta energia deveria ser gerada para uma determinada disponibilidade de irradiação solar. No entanto, não atualizam os parâmetros do modelo da célula e, isto, pode levar à erros de estimação.

Os autores em [10] sugerem um modelo baseado na relação entre a transmitância em um certo ângulo de incidência, o qual varia de acordo com a sujidade, e a transmitância em condições sem sujidade. Este modelo é uma evolução do modelo adotado pela *American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning*, mas necessita do uso de parâmetros empíricos de ajuste que supõem condições vagas de sujidade em níveis tais como baixa, média e alta.

Em [11] verifica-se o uso de uma rede neural artificial para estimar as sujidades de um sistema fotovoltaico. Apesar do modelo não necessitar de uma modelagem matemática precisa, ter características de predição, este é específico para apenas um tipo de sujidade, a poeira, fato que se observa, limitante para o modelo.

Com relação à estimativas, os conceitos de controle preditivo (MPC) tem demonstrado real viabilidade e aplicabilidade em diversos sistemas de predição [12-14] e, até o momento, não se encontra na literatura o uso de MPC para estimar as perdas em sistemas fotovoltaicos, baseando-se na irradiância incidente, na irradiância efetivamente aproveitada e na estimação da resistência série do módulo. Neste contexto e considerando a necessidade de aumentar a eficiência na produção de energia, este trabalho tem como contribuição principal a estimação de perdas devido à sujidade através de um novo modelo, baseado em MPC, que apresentou-se robusto e flexível para ser aplicado em sistemas com as não linearidades apresentadas como a dos sistemas fotovoltaicos.

## II. ESTIMAÇÃO DE PERDAS

A energia extraída pelo módulo depende diretamente da intensidade da radiação, da temperatura, de anomalias como sombreamentos e sujidades. As sujidades reduzem a eficiência do sistema de geração além de comprometer a vida útil dos módulos devido ao aquecimento anormal das células. Portanto, a estimação da existência de sujidades é uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão quanto ao momento adequado para realizar a limpeza dos módulos.

A proposta deste trabalho leva em consideração que as células fotovoltaicas recebem irradiância solar ( $G_{am}$ ) que é convertida em energia elétrica, produzindo na carga uma corrente  $I_{cel}$  para uma dada tensão  $V_{Cel}$ . Assim, aplicando-se  $I_{Cel}$  e  $V_{Cel}$  a um sistema de estimação baseado em MPC e ao modelo matemático da célula solar, pode-se obter a irradiância que originou essa corrente e tensão, que será denominada irradiância calculada ( $G_{ac}$ ). A diferença entre  $G_{am}$  e  $G_{ac}$  representa a irradiância não aproveitada na superfície do módulo, conforme ilustra o diagrama da Figura 1.

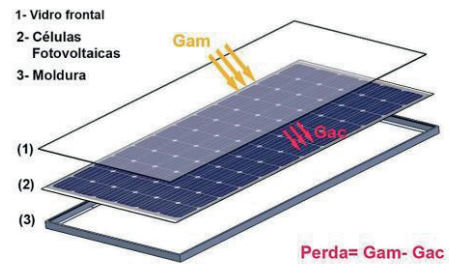


Fig. 1. Modelo de irradiância perdida na superfície da célula.

Salienta-se que foi adotado o termo estimação e não cálculo, pois alguns parâmetros que compõem o modelo da célula fotovoltaica são difíceis de serem medidos ou calculados de forma dinâmica [15-17], sendo necessário estimá-los, tarefa que este trabalho se propõe a realizar através do modelo de controle preditivo.

Com relação à construção física dos módulos é possível verificar a inserção de outros materiais entre o vidro frontal e as células, tais como uma camada de EVA, mas, como o artigo trata da estimação de perdas baseando-se na diferença entre irradiância medida e calculada, a determinação da sujidade independe das partículas ou da composição física do módulo.

Dentro deste contexto, cada material que compõe o módulo tem um envelhecimento diferente que pode influenciar na estimação de perdas. Assim, o sistema aqui proposto pode, a cada limpeza realizada no sistema de módulos fotovoltaicos e, em condições nominais de irradiância e temperatura, fazer a medição de potência e armazená-la como a nova potência padrão nominal. Com este valor, o sistema pode compará-lo com as potências previamente armazenadas (nas mesmas condições de irradiância e temperatura) e compará-la com a potência esperada pela folha de dados do fabricante. Assim, se a nova potência padrão divergir é possível inferir sobre o envelhecimento.

### A. Modelagem das Células Fotovoltaicas

Na Figura 2 apresenta-se o modelo aproximado à quatro parâmetros para a célula fotovoltaica, também denominado modelo à 1 diodo. As resistências série  $R_s$  e paralela  $R_p$  representam as não idealidades da célula [15].

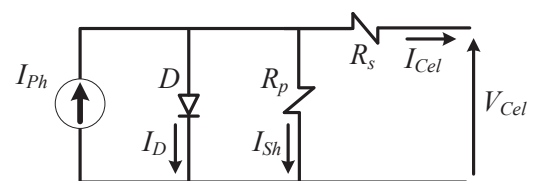


Fig. 2. Modelo da célula fotovoltaica à 4 parâmetros.

Define-se a corrente de saída da célula conforme (1).

$$I_{Cel} = I_{Ph} - I_D - I_{Sh}. \quad (1)$$

Sendo:

$I_{Ph}$  a fotocorrente,  $I_D$  a corrente de saturação reversa do diodo e  $I_{Sh}$  a corrente na resistência em paralelo. A fotocorrente, que depende da irradiância solar e da temperatura, é definida conforme (2);

$$I_{Ph} = \frac{G_a I_{sc}}{G_{ref}} + K_0 (T_c - T_{ref}). \quad (2)$$

A corrente de saturação,  $I_D$ , é dada por (3);

$$I_D = \frac{I_{sc}}{\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}} - 1} \left( \frac{T_c}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} e^{-\frac{qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right)} \left[ e^{\frac{q}{nkT_c} (V_{cel} + R_s I_{cel})} - 1 \right]. \quad (3)$$

A corrente  $I_{Sh}$  é determinada conforme (4).

$$I_{Sh} = \frac{(V_{cel} + R_s I_{cel})}{R_p}. \quad (4)$$

Substituindo-se (2), (3) e (4) em (1), encontra-se a corrente de saída da célula solar conforme (5). A Tabela I resume as principais variáveis desta equação.

$$I_{Cel} = \frac{G_a I_{sc}}{G_{ref}} + K_0 (T_c - T_{ref}) - I_{Sref} \left( \frac{T_c}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} \cdot e^{-\frac{qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right)} * \left[ e^{\frac{q}{nkT_c} (V_{cel} + R_s I_{cel})} - 1 \right] - \frac{(V_{cel} + R_s I_{cel})}{R_p}. \quad (5)$$

Onde  $I_{Sref}$  é a corrente de saturação do diodo na temperatura de referência, determinada conforme (6).

$$I_{Sref} = \frac{I_{sc}}{\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}} - 1}. \quad (6)$$

TABELA I

Descrição das Variáveis em (5)

Carga elementar	$q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$
Constante de Boltzmann	$k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$
Fator de idealidade	$n = 1,2$
Energia de banda proibida	$E_g = 1,12 \text{ eV}$
Temperatura de referência	$T_{ref} = 298 \text{ K}$
Temperatura	$T_c \text{ [K]}$
Irradiância	$G_a \text{ [W/m}^2\text{]}$
Coefficiente de variação de corrente/temperatura	$K_0 \text{ [A/K]}$
Corrente de curto circuito	$I_{sc} \text{ [A]}$
Corrente de saturação do diodo em 298 K	$I_{Sref} \text{ [A]}$

B. Modelo para Estimção da Irradiância

O sistema de estimção baseia-se no modelo da célula fotovoltaica apresentado em (5), no qual o módulo recebe irradiação direta e entrega energia elétrica. Portanto, reorganizando os termos em (5) em função da irradiância, que passa a ser denominada de irradiância calculada ( $G_{ac}$ ), obtém-se o modelo proposto neste artigo. O modelo opera de forma oposta ao modelo convencional e define a irradiância em termos da tensão e corrente de saída, bem como da

temperatura e das resistências internas da célula fotovoltaica, conforme descrito em (7).

$$G_{ac} = \frac{G_{aref}}{I_{sc}} \left\{ I_{cel} - K_0 (T_c - T_{ref}) + I_{Sref} \left( \frac{T_c}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} \cdot e^{-\frac{qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right)} \left[ e^{\frac{q}{nkT_c} (V_{cel} + R_s I_{cel})} - 1 \right] + \frac{(V_{cel} + R_s I_{cel})}{R_p} \right\}. \quad (7)$$

Usando-se a irradiância solar calculada conforme (7), bem como a irradiância medida através de um radiômetro e, considerando um módulo em condições normais de funcionamento, pode-se chegar ao valor percentual das perdas que estão ocorrendo no módulo fotovoltaico através de (8).

$$Perdas = \frac{G_{am} - G_{ac}}{G_{am}} 100(\%). \quad (8)$$

C. Determinação das Resistências Série e Paralelo

As resistências série e paralelo afetam de forma distinta o funcionamento normal da célula, porém ambas tendem a achatar a curva característica I-V. Na Figura 3, à medida que se reduz o valor de  $R_p$ , a curva I-V tende a uma reta com inclinação  $1/(R_p + R_s)$  na região conhecida como fonte de corrente; quando se aumenta  $R_s$  a curva tende a uma reta com inclinação  $1/R_s$  na região de fonte de tensão. Portanto, para valores elevados de  $R_s$  e baixos de  $R_p$ , a curva I-V tenderá a tomar a forma de um retângulo. Uma maneira de se calcular o valor instantâneo da resistência série é obtida diferenciando-se (1) em relação à tensão, quando  $V_{cel} = V_{oc}$ , e isolando  $R_s$ , obtendo-se (9) [18].

$$R_s = -\frac{dV_{cel}}{dI_{voc}} - \frac{1}{\frac{G_a I_{sc}}{G_{ref}} \frac{q}{nkT_{ref}} e^{\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}}}}. \quad (9)$$

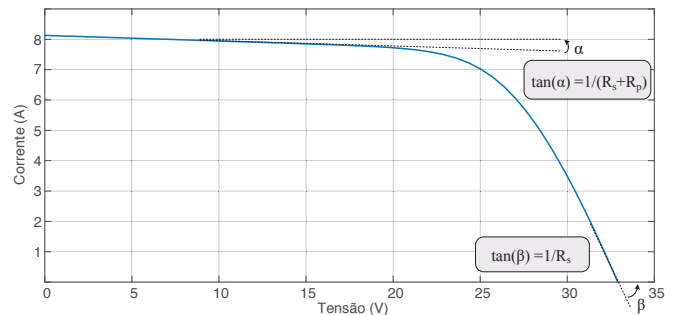


Fig. 3. Efeito da variação de  $R_s$  e  $R_p$  em relação a curva I-V.

Na Equação (9)  $I_{voc}$  é a corrente de saída considerada quando  $V_{cel} = V_{oc}$ , ou seja, no limite da tensão de circuito aberto. Na primeira parcela da equação surge a inclinação  $\beta$  da curva I-V conforme Figura 3. A segunda parcela insere os efeitos da irradiância solar e da tensão de saída. Observa-se que o cálculo usando (9) não é trivial e como uma solução para o cálculo dinâmico de  $R_s$ , este trabalho propõe sua estimção através de MPC.

Em relação à resistência paralela, esta surge das características construtivas da célula, devido a inserção de

impurezas, as quais culminam por fornecer um caminho interno de baixa impedância à corrente, o qual aparece paralelamente à fonte de corrente  $I_{ph}$  no modelo da Figura 2. A resistência paralela depende linearmente da temperatura e é inversamente proporcional à irradiância.  $R_p$  pode ser calculado a partir de (10).  $R_{p_{ref}}$  foi obtido através da curva obtida por um traçador de curvas nas condições STC e da metodologia apontada em [15], e usado como um valor fixo, pois traz pouco impacto para a estimação [19]. A condição de STC foi verificada com auxílio de um medidor de irradiância. O medidor utilizado é o HT304N e o traçador de curvas é o HT IV500W.

$$R_p = \frac{G_{a_{Ref}}}{G_a} R_{p_{ref}}. \quad (10)$$

#### D. Considerações Gerais Sobre a Estimação de Perdas por Sujidades

Vale salientar que cada tipo de sujidade pode afetar de maneira distinta a eficiência de um sistema de geração. Isto poderia ser um problema para a quantificação das perdas. Todavia, como o modelo proposto através de (7) e (8) não leva em consideração a sujidade, mas as perdas decorrentes desta, o problema da classificação do tipo de particulado não é levado em consideração. Dessa forma, a decisão quanto ao momento para realizar a limpeza do módulo poderá ser tomada diretamente com base nas perdas provocadas pela sujidade e não baseado em seu tipo. Neste ponto, salienta-se, a viabilidade do modelo proposto.

O diagrama de blocos da Figura 4 apresenta o modelo desenvolvido que em seu bloco Estimador, implementa o modelo descrito por (7), com base em  $R_s$  de valor fixo.

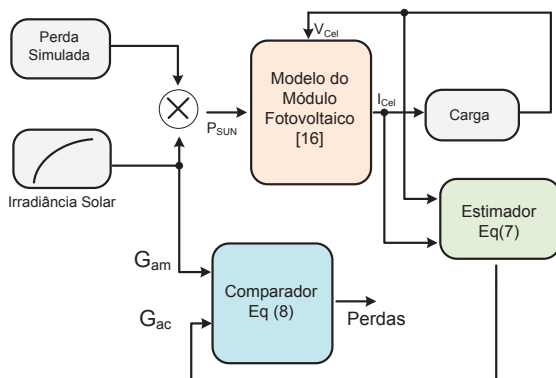


Fig. 4. Diagrama do estimador de perdas.

Este sistema implementa a estimação com a inserção de perdas por sujidade ao multiplicar a irradiância solar por uma constante denominada Perda Simulada; o bloco Modelo do Módulo Fotovoltaico obtém o ponto de operação do módulo conforme apresentado em [17]; enquanto o bloco Estimador estima a irradiância, conforme já descrito. Finalmente, o bloco Comparador, implementa (8), obtendo o valor das perdas. O modelo contempla um único módulo fotovoltaico cujos parâmetros serão obtidos na seção III.B.

Resumidamente o modelo calcula a irradiância que efetivamente atingiu a célula fotovoltaica sob o vidro frontal do módulo, comparando-a com a irradiância solar aferida por instrumentação. A diferença entre estas representa as perdas por sujidade.

Na Figura 5 é apresentada uma simulação com o modelo previamente descrito usando a plataforma MatLab/Simulink para implementação. Considerou-se a irradiância padrão de  $1000 \text{ W/m}^2$ , variando-se esta em degraus. A temperatura ambiente é de  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  com as resistências  $R_s = 0,02 \text{ } \Omega$  e  $R_p = 15 \text{ } \Omega$ . Nesta Figura o gráfico de perdas calculadas (em azul) e perdas reais (em verde) foram idênticos para valores acima de 30%, sobrepondo-se. Todavia, para os níveis mais comuns de perdas por sujidades, na faixa de 0 à 20%, o estimador não conseguiu obter valores adequados para as perdas, passando a existir uma diferença entre os valores estimados e os reais.

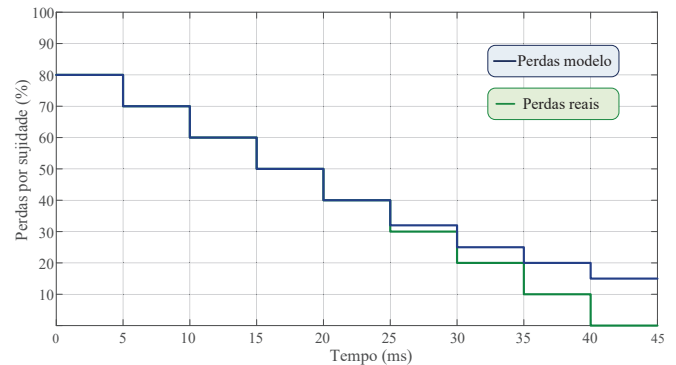


Fig. 5. Perdas calculada e real com  $R_s = 0,02 \text{ } \Omega$ .

Isso acontece porque o sistema não possui dispositivos de correção para as variações das resistências internas do módulo. Essa falha pode ser grave, pois o erro apresentado situa-se justamente em uma região na qual as perdas por sujidade tendem a se concentrar [5-7]. Como as resistências não podem ser medidas, nem tão pouco calculadas em uma unidade de geração convencional em funcionamento, torna-se necessário a implementação de métodos para a estimação dinâmica de  $R_s$ .

### III. MODELO PREDITIVO

O algoritmo de modelo de controle preditivo (MPC) busca realizar a predição de valores de um sinal ou variável, identificar padrões ou realizar o controle de processos complexos, podendo trabalhar com plantas lineares e não lineares [13-15]. O controle preditivo utiliza a representação matemática no espaço de estados da planta para projetar a configuração do controlador. Nesta configuração as saídas futuras de determinado horizonte de predição são estimadas a cada instante de tempo  $t$ .

A predição do estado e da saída são baseadas em dois parâmetros para projetar o Controlador Preditivo: horizonte de controle ( $N_c$ ) e horizonte de predição ( $N_p$ ). O horizonte de controle é o número de parâmetros necessários para alcançar a trajetória de controle futura. Dada a informação do vetor de estado  $x(k_i)$ , o futuro vetor de estado poderá ser predito com  $N_p$  números de amostras. Assim, o horizonte de predição define o tamanho da janela de otimização da função custo. Através do horizonte de predição determina-se quantos intervalos de tempo futuros se pretende prever, a fim de estimar a atuação necessária da variável manipulada.



### A. Obtenção do modelo preditivo

Seguindo as diretrizes de [13], o Modelo Preditivo é baseado na modelagem das plantas através do espaço de estados conforme (11).

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_m(t) &= \mathbf{A}_m \mathbf{x}_m(t) + \mathbf{B}_m \Delta u(t). \\ y(t) &= \mathbf{C}_m \mathbf{x}_m(t) \end{aligned} \quad (11)$$

Cuja forma discreta é apresentada em (12).

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{A} \mathbf{x}(k) + \mathbf{B} \Delta u(k) \\ y(k) &= \mathbf{C} \mathbf{x}(k). \end{aligned} \quad (12)$$

As matrizes de espaço de estados da planta são utilizadas para encontrar as matrizes aumentadas [13], que são a base do projeto de controle preditivo. Assim, geram-se as matrizes aumentadas  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$  e  $\mathbf{C}$  que são definidas em (13), (14) e 15, respectivamente.

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_m & \mathbf{o}_m^T \\ \mathbf{C}_m \mathbf{A}_m & 1 \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}_m \\ \mathbf{C}_m \mathbf{B}_m \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$\mathbf{C} = [\mathbf{o}_m \quad 1] \quad (15)$$

sendo  $\mathbf{o}_m = [0 \quad 0]$ .

Com base nestas matrizes são definidas as matrizes  $\mathbf{F}$  e  $\phi$ , na qual as dimensões dependem diretamente da escolha de  $N_c$  e  $N_p$ . As definições das matrizes  $\mathbf{F}$  e  $\phi$  são apresentadas em (16) e (17), respectivamente.

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} \mathbf{C} \mathbf{A} \\ \mathbf{C} \mathbf{A}^2 \\ \mathbf{C} \mathbf{A}^3 \\ \vdots \\ \mathbf{C} \mathbf{A}^{N_p} \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$\phi = \begin{bmatrix} \mathbf{C} \mathbf{B} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \dots & \mathbf{0} \\ \mathbf{C} \mathbf{A} \mathbf{B} & \mathbf{C} \mathbf{B} & \mathbf{0} & \dots & \mathbf{0} \\ \mathbf{C} \mathbf{A}^2 \mathbf{B} & \mathbf{C} \mathbf{A} \mathbf{B} & \mathbf{C} \mathbf{B} & \dots & \mathbf{0} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{C} \mathbf{A}^{N_p-1} \mathbf{B} & \mathbf{C} \mathbf{A}^{N_p-2} \mathbf{B} & \mathbf{C} \mathbf{A}^{N_p-3} \mathbf{B} & \dots & \mathbf{C} \mathbf{A}^{N_p-N_c} \mathbf{B} \end{bmatrix}. \quad (17)$$

A obtenção da solução ótima que define a ação do controlador MPC é definida através de (18) [13].

$$\Delta \mathbf{U} = (\phi^T \phi + \bar{\mathbf{R}})^{-1} \phi^T (\bar{\mathbf{R}}_s r(k_i) - \mathbf{F} \mathbf{x}(k_i)). \quad (18)$$

Sendo que:  $(\phi^T \phi + \bar{\mathbf{R}})^{-1}$  é definida como a Matriz Hessiana e  $\bar{\mathbf{R}}_s r(k_i)$  está relacionada com o ponto de operação do sistema. O ganho do controlador MPC é obtido através de (19), considerando  $N_c = 4$  e, (20) apresenta a saída do controlador MPC, sendo  $\mathbf{K}_{\text{MPC}} = [\mathbf{K}_x \quad \mathbf{K}_y]$ . Na Figura 6 é apresentada a configuração final do controle em termos de diagrama de blocos.

$$\mathbf{K}_{\text{MPC}} = \overbrace{[1 \ 0 \ 0 \ 0]}^{N_c} (\phi^T \phi + \bar{\mathbf{R}})^{-1} \phi^T \mathbf{F} \quad (19)$$

$$\mathbf{Y}(k) = \mathbf{F} \mathbf{x}(k_i) + \phi \Delta \mathbf{U}. \quad (20)$$

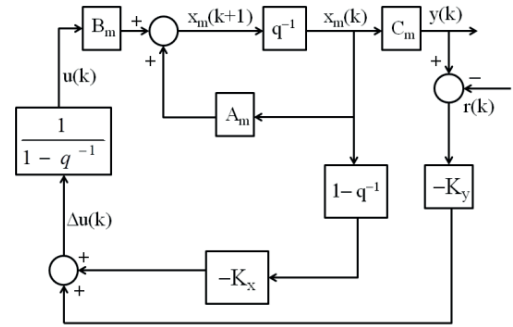


Fig. 6. Diagrama de blocos do Controlador por Modelo de Predição.

### B. Projeto Matemático do Estimador de Perdas

O software MATLAB/Simulink disponibiliza uma *Toolbox* para simulação de Controle Preditivo, denominado “MPC – Model Predictive Control”. Este Toolbox permite especificar o horizonte de predição, estabelecer restrições ou trabalhar com distúrbios, sendo possível ainda ajustar o comportamento do controlador, variando os pesos e restrições estabelecidas em tempo de execução. Após estabelecido o modelo em espaço de estados, pode-se obter o modelo discretizado com taxa de amostragem  $T_s$ . Assim, conhecendo-se a planta discreta e os parâmetros desejados do MPC, pode-se criar um objeto de modelo de controle preditivo dentro do ambiente de simulação.

Para a alimentação do modelo é necessária a obtenção dos dados da planta. Para a obtenção da resposta ao degrau de irradiância foi utilizado um osciloscópio digital conectado a um módulo fotovoltaico com reduzida quantidade de células, usando um resistor de  $1 \Omega$  como carga. Utilizou-se este módulo de referência, com os mesmos tipos de células do arranjo fotovoltaico, e não um módulo completo ou de um sistema de maior porte, para se evitar o efeito cumulativo das reatâncias das células de um módulo, que refletiriam na resposta ao degrau. Este efeito cumulativo aparece como uma resposta oscilatória, parecida com a de um sistema de segunda ordem, com resposta em regime permanente muito próxima da obtida com o módulo de referência, trazendo apenas maior complexidade ao modelo.

Além disso, as reatâncias não influenciam no comportamento do módulo diante de sujidades no sistema em operação, haja vista a sujidade variar em um intervalo de horas ou dias, enquanto essas reatâncias se mostram representativas apenas no intervalo de microssegundos. Salienta-se também que ao se utilizar este sistema de referência, o feixe de luz incide de maneira uniforme em todas as células, o que não aconteceria em um sistema de maior porte. Estes apontamentos corroboram para a escolha do módulo de referência para as análises e modelações.

A função de transferência baseia-se na excitação do sistema e produz como saída a corrente em função da irradiância. O módulo de referência possui as especificações para o ponto de MPP, de 8,8 A e de 5,1 V. Como a irradiância obtida pelo feixe de luz foi da ordem de  $400 \text{ W/m}^2$  drenou-se corrente de aproximadamente 3,5 A. Na Figura 7 mostra-se a resposta ao degrau.

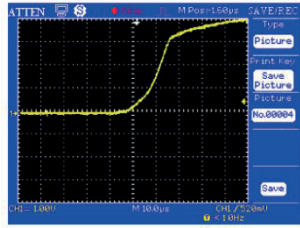
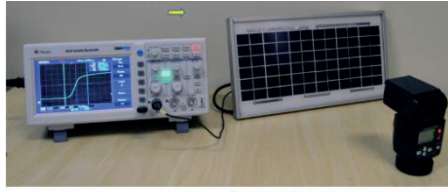


Fig. 7. Resposta ao degrau luminoso pela célula fotovoltaica. (a) Setup; b) Resposta ao degrau.

Por se tratar de um sistema de primeira ordem, a função de transferência é apresentada em sua forma padrão, por (21). O termo  $K$  representa o ganho da planta e  $\tau$  a constante de tempo do sistema, conforme (22) e (23), sendo  $\Delta E$  a variação da entrada e  $\Delta S$  a variação da saída.

$$G(s) = \frac{K}{\tau s + 1} \quad (21)$$

$$K = \frac{\Delta S}{\Delta E} \quad (22)$$

$$\tau = \frac{T_e}{4}. \quad (23)$$

Observando-se a resposta ao degrau, Figura 7, é possível verificar  $T_e = 20\mu s$ ;  $\Delta E = 1$  e  $\Delta S = 3$ . Deste modo, a função de transferência é dada por (24).

$$G(s) = \frac{3}{5 \cdot 10^{-6} s + 1}. \quad (24)$$

Adotando-se  $T_s = 0,4\mu s$ , foram obtidas (25) e (26), que representam o modelo em espaço de estados discreto do módulo fotovoltaico.

$$x(k+1) = 0,9048x(k) + 3,807 \cdot 10^{-7}u(k) \quad (25)$$

$$y(k) = 7,5 \cdot 10^5 x(k). \quad (26)$$

Com base na predição da variável de estado, a saídas preditas possuem comportamento conforme (27).

$$y(k_i + N_p | k_i) = CA^{N_p}x(k_i) + CA^{N_p-1}B\Delta u(k_i) + CA^{N_p-2}B\Delta u(k_i + 1) + \dots + CA^{N_p-N_c}B\Delta u(k_i + N_c - 1) \quad (27)$$

Em (26),  $A = 0,9048$ ,  $B = 3,807 \cdot 10^{-7}$  e  $C = 7,5 \cdot 10^5$ .

As saídas preditas são utilizadas para estimar a melhor faixa para  $R_s$ . Adotou-se  $N_p = 5$  e  $N_c = 4$ , sendo que estes valores foram definidos com base no melhor desempenho da resposta, observada em diversas simulações computacionais.

Na Figura 8 apresenta-se o modelo de simulação com a inserção do modelo de controle preditivo. O bloco Referência

possui a finalidade de fornecer a referência para o módulo MPC, fornecendo a corrente do módulo sob condições ideais de temperatura e irradiância. O controlador MPC, juntamente com o modelo em espaço de estados, têm a função de realizar a estimação das perdas, fornecendo em sua saída um sinal correspondente a energia não aproveitada pelo módulo fotovoltaico.

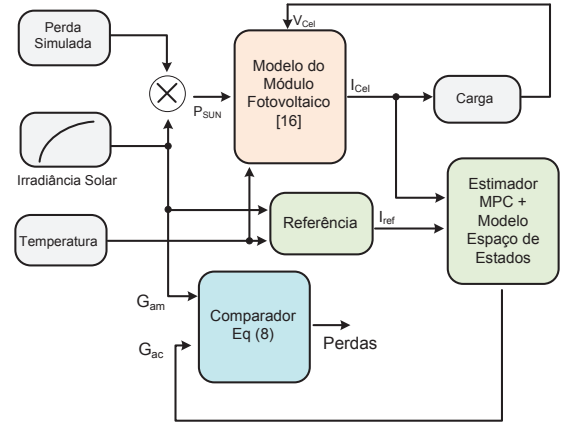


Fig. 8. Inserção do modelo preditivo ao modelo de estimação.

Na Figura 9 mostra-se o resultado de uma simulação realizada através do estimador baseado em MPC. Nessa simulação foram utilizados os mesmos parâmetros adotados para o modelo apresentado na Figura 4, e perdas simuladas variando de 80% à 0%. Nesta simulação deixou-se o valor de  $R_s$  fixo e verifica-se o desvio de estimação quando a resistência se afasta do valor real. Pode-se observar pela Figura 9 que usando  $R_s = 20 \text{ m}\Omega$ , o valor estimado (gráfico azul) apresentou um valor próximo ao valor real da simulação (gráfico vermelho) quando a perda foi de 30%, ou seja, quando a irradiância efetiva nas células foi de  $700 \text{ W/m}^2$  para uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Na Figura 10 apresenta-se o resultado da estimação considerando-se a variação da resistência série, ou seja, o modelo completo. O modelo busca iterativamente o valor de  $R_s$  para cada nível de irradiância, buscando o valor da resistência que leve os gráficos de perdas estimadas e perdas reais a coincidirem ao longo do eixo, modelando-se de forma aproximada o comportamento de  $R_s$  para diferentes níveis de irradiância. Os valores de  $R_s$  obtidos encontram-se na Tabela III.

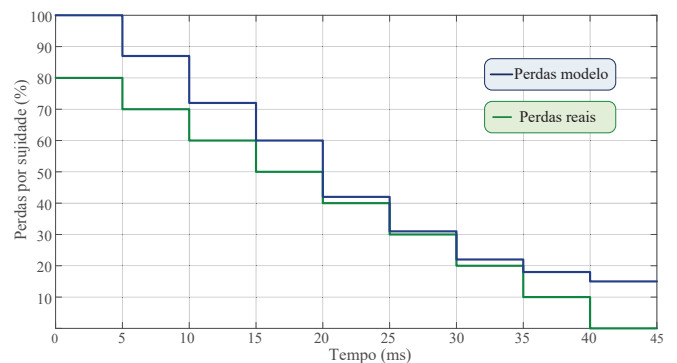


Fig. 9. Comparação das perdas utilizando o sistema com estimação por MPC com  $R_s$  fixo. Perdas estimadas (em azul); perdas reais (em verde).

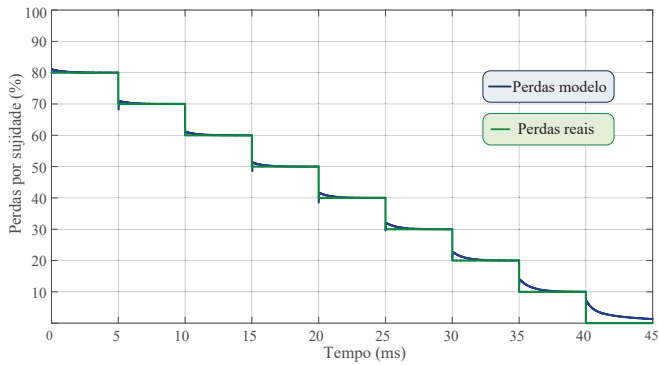


Fig. 10. Comparação das perdas utilizando o sistema com estimativa por MPC com  $R_s$  variável. Perdas estimadas (em azul); perdas reais (em verde).

**TABELA III**  
**Influência da Irradiância no Parâmetro  $R_s$**

Faixa de Irradiância ( $W/m^2$ )	$R_s$ ( $m\Omega$ )
200 - 300	120,50
300 - 400	92,30
400 - 500	60,85
500 - 600	30,80
600 - 700	18,10
700 - 800	12,80
800 - 900	9,30
900 - 1000	6,50
> 1000	4,00

Os valores obtidos representam a parcela de primeira ordem na equação diferencial apresentada em (9), considerando a operação no ponto de máxima potência (MPP), para os diversos níveis de irradiância.

#### IV. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

##### A. Descrição do Estimador e do Arranjo Experimental

O estimador de sujidades desenvolvido se baseia no modelo matemático da célula solar para o cálculo de  $G_{ac}$ , bem como no modelo preditivo para a estimativa de uma aproximação para os valores de  $R_s$ , conforme diagrama da Figura 8; neste diagrama, a radiação solar não efetivamente aproveitada será a diferença entre  $G_{ac}$  e  $G_{am}$ , mostrando quanto da energia não foi aproveitada na superfície frontal do módulo solar.

O protótipo desenvolvido foi denominado “Plataforma de Estimativa de Perdas versão 1.0 (PeP 1.0)” e conta com o processador DSPic 30F4013 da Microchip como unidade lógica. O dispositivo foi projetado para ser compatível com o espaço disponível em *string-box* convencionais, podendo ser instalado ao lado dos elementos de seccionamento e proteção CC da unidade de geração. Na Figura 11 apresenta-se o protótipo PeP1.0 instalado na usina solar fotovoltaica da Universidade, sendo conectado diretamente na saída do arranjo. O dispositivo foi construído para suportar uma tensão máxima de até 900 V e corrente de até 30 A e conta com sistema de comunicação Wi-Fi, RS-232 e USB, apresenta sensor de temperatura do tipo PT-1000 e leitura por radiômetro de até  $1300 W/m^2$ . A leitura de tensão adquirida pelo dispositivo é dividida pelo número de módulos em série para alimentar o modelo de estimativa.



Fig. 11. Protótipo PeP1.0 instalado na UFV-UFMS.

Para a realização de testes do sistema desenvolvido, foi utilizada a Usina solar fotovoltaica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFV-UFMS), que é composta de 38 módulos solares de 275 Wp, organizados em duas *strings* de 19 módulos ligados em série, sendo os dois conjuntos conectados em paralelo através de uma *stringbox*, formando um *array* com uma potência de 10,45 kWp. O módulo utilizado, CS6K-275P, apresenta as especificações de 9,45 A de corrente de curto circuito, 38,0 V de circuito aberto, com corrente e tensão no ponto de MPP, de 8,88 A e 31,0 V, respectivamente. Desta forma, em condições de STC ( $25^\circ C$  e  $1000 W/m^2$ ), o *array* apresenta tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) de 722 V e corrente de curto circuito de 18,9 A. Os parâmetros mensurados do arranjo fotovoltaico, durante operação, são então adaptados (divisão da corrente pelo número de *strings* e divisão da tensão pelo número de módulos e de células de cada módulo) para condizer com os dados de entrada do modelo. Desta forma, a estimativa de sujidade representa, em termos médios, a sujidade de todo o conjunto.

A energia gerada pelos módulos é injetada na rede elétrica através de um inversor de 8,2 kW, da marca Fronius, modelo Primo 8.2-1. Este inversor dispõe de duas entradas de MPPT, conectividade à internet e sistema de fornecimento de dados operacionais, tais como: energia gerada pelos módulos, tensão do *array*, corrente fornecida pelos módulos, dentre outras.

Para a obtenção da irradiância solar, foram utilizados os dados de uma miniestação meteorológica existente no local, a qual é equipada com um radiômetro do tipo “célula de referência”.

Mesmo que a unidade de geração possua potência instalada de 10,45 kWp, o inversor empregado é capaz de injetar somente 8,2 kW na rede elétrica. Dessa forma, durante os testes, quando a irradiância solar atinge aproximadamente  $750 W/m^2$ , o inversor, devido a não conseguir processar a potência nominal do sistema de geração fotovoltaica, desloca seu ponto de operação fora da região de MPP, fazendo a tensão dos módulos aumentar em relação à tensão de ponto máximo ( $V_{MPP}$ ). Assim, a potência efetivamente injetada permanece fixa em 8,2 kW, originando uma redução de injeção de energia de até 20% em relação à máxima disponível, que aparece geralmente no intervalo das 10:00 às 14:00, horários que tendem a apresentar picos de irradiância. Essa diferença entre a potência dos módulos e do inversor permitem testar a robustez do sistema em estimar  $R_s$  mesmo na presença de incompatibilidade elétrica entre sistema de geração e inversor.



## B. Testes e Resultados

Para a execução dos testes, adotou-se um dia de baixa nebulosidade, a fim de que as variações climáticas não interferissem nos resultados. Os dados foram inseridos no sistema de estimação de sujidades, o qual retornou os valores de irradiância solar incidente ( $G_{am}$  - irradiância que atingiu o módulo frontal dos módulos fotovoltaicos) e a irradiância solar efetivamente aproveitada ( $G_{ac}$  - irradiância que chegou às células solares internas do módulo). A relação entre “ $G_{am}$ ” e “ $G_{ac}$ ” representa as perdas por sujidades. Salienta-se que a ocorrência de sombreamentos implica na queda da tensão dos módulos por polarização dos diodos de *bypass*, não se confundindo com as perdas por sujidade.

Na Figura 12 mostra-se os valores relativos a irradiância obtida pelo radiômetro (gráfico vermelho), a irradiância estimada pelo protótipo através de MPC (gráfico azul) e a irradiância calculada matematicamente, sem correção. Na Figura 13 é apresentado o erro relativo entre a irradiância aferida e a estimada. As figuras apresentam as medições em função do horário local, sendo que a primeira medição ocorreu logo após as 07:30h e o teste se encerrou por volta das 16h.

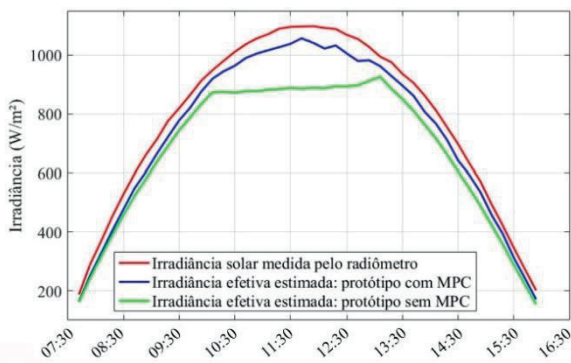


Fig. 12. Irradiância solar incidente e estimada, sem e com MPC.

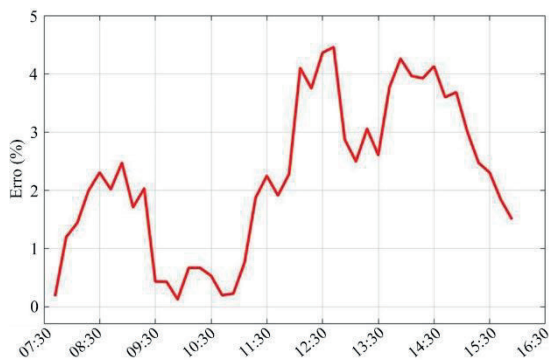


Fig. 13. Erro entre a irradiância solar incidente e estimada.

Uma vez definida a irradiância aproveitada pelos módulos ( $G_{ac}$ ) através de (6), o sistema de estimação calcula a “potência elétrica disponível”, ou seja, a potência que o sistema elétrico deveria ter demandado dos módulos fotovoltaicos. Isso tem como objetivo realizar uma separação entre as perdas por sujidades e as perdas decorrente de incompatibilidades que possam existir nos sistemas elétricos da unidade de geração.

Na Figura 14 apresentam-se os gráficos relativos ao comportamento das potências: em azul a potência informada pelo inversor e em vermelho a potência calculada pelo estimador de perdas por sujidades (protótipo).

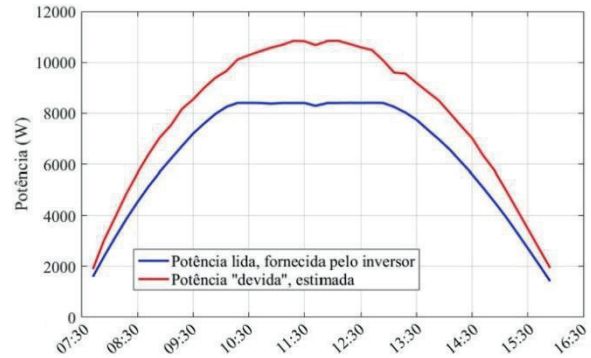


Fig. 14. Comparação entre as potências lida e estimada.

Em situações normais de operação, o gráfico da potência informada pelo inversor deveria seguir a forma do gráfico da potência estimada através da irradiância. Como este não foi o comportamento observado na Figura 14, identificou-se que, além das perdas por sujidades, existem perdas na parte elétrica do sistema (neste caso, perdas por incompatibilidade entre sistema FV e inversor). Destaca-se ainda que a potência de pico estimada é compatível com a irradiância solar zenital no dia do teste, de  $1075 W/m^2$ , sendo de 11 kW.

Considerando os dados obtidos, neste mesmo dia, tem-se a média diária das perdas por sujidades em 4,95% e a média diária das perdas por incompatibilidade em 15,68% computando as perdas totais em 20,63%.

Ressalta-se ainda a atuação do MPC, corrigindo os valores da resistência em série das células solares. Conforme verificado na Figura 12, na qual o gráfico em verde mostra a irradiância calculada sem correção de  $R_s$ , onde aparecem os efeitos da saturação do inversor, caracterizados pelo achatamento da curva. O gráfico em azul mostra a irradiância estimada com os valores corrigidos de  $R_s$  através de MPC, cuja forma assemelha-se ao gráfico da irradiância solar aferida pelo radiômetro, demonstrando a efetividade da atuação do MPC. Obviamente, o radiômetro deve ser limpo periodicamente para que suas leituras sejam confiáveis.

A atuação do modelo preditivo eliminou os efeitos da perturbação no sistema elétrico, apresentando somente a irradiância que efetivamente incidiu sobre as células fotovoltaicas dos módulos. Assim, ao se relacionar as irradiância, estimada e medida, obteve-se os 4,95% de perdas supracitados, isentos dos ruídos originados pelo rastreamento do MPPT e das anomalias elétricas do sistema de geração por incompatibilidade entre sistema e inversor. Os dados relativos às perdas são enviadas diariamente a um servidor para análise do melhor momento para limpeza.

Finalmente, na Figura 15 apresentam-se as perdas diárias entre os meses de março à outubro de 2019 considerando-se a produção energética da UFV-UFMS. As perdas se situam em torno de 15% entre março e junho, muito provavelmente devido a localização da UFV-UFMS e das chuvas pouco significativas no período. Observa-se crescimento acentuado das perdas entre julho e setembro (da ordem de 18%), pois as chuvas foram muito baixas nesse período. Em julho verificou-se 46,4 mm de chuva, em agosto apenas 2 mm e em setembro 16 mm, para a região onde encontra-se a UFV-UFMS e não foram feitos procedimentos manuais de limpeza nos módulos. Realizou-se um procedimento de limpeza manual no dia 27 de



setembro o que fez com que as perdas fossem reduzidas de maneira brusca já no dia posterior. Ressalta-se que devido à localização da instalação UFV-UFMS e considerando o período de coleta dos dados de perdas, a presença de particulados finos (partículas com diâmetros entre  $1\mu\text{m}$  e  $10\mu\text{m}$ ) suspensos na atmosfera é o fator preponderante para o estabelecimento da sujidade sobre os módulos.

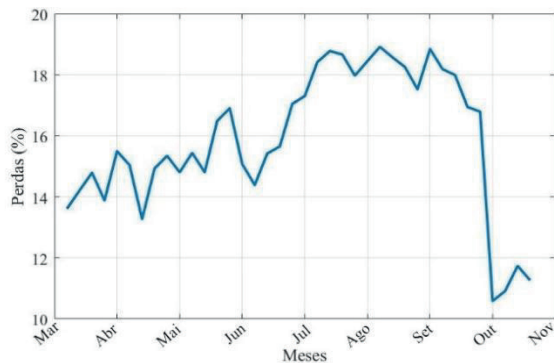


Fig. 15. Perdas por sujidades do sistema UFV-UFMS em função dos meses.

## V. CONCLUSÕES

A estimativa de perdas por sujidades ou por anomalias no sistema fotovoltaico tratada neste trabalho baseou-se nos dados informados pelo inversor e pela estação meteorológica, ambos sujeitos a precisão e exatidão da instrumentação interna dos equipamentos, assim como aos erros inseridos pelo rastreamento de ponto de máxima potência do inversor. Com base nestas informações, na modelagem matemática do módulo fotovoltaico e na técnica de controle baseada em modelo de predição, culminou-se no protótipo (PeP1.0).

O protótipo opera como sistema de monitoramento de potência, apresentando ao administrador a estimativa das perdas por sujidades e as perdas de origem elétrica; ou seja, uma relação entre a energia real injetada na rede elétrica e a injeção esperada, considerando a capacidade do sistema instalado.

Ademais, o dispositivo possui um sistema de comunicação Wi-Fi que envia informações para um *Software* Supervisor. Este envio de informações permite ao administrador conhecer eventuais anomalias e tomar decisões quanto à limpeza e manutenção dos módulos, além de monitorar a energia efetivamente gerada pelo sistema, podendo compará-la com a geração de energia contratada no projeto de implantação do sistema FV. Assim, a contribuição deste protótipo visa atender uma demanda do mercado de energia solar fotovoltaica que carece de produtos similares ao PeP1.0, podendo o mesmo atender demandas desde pequenas unidades de microgeração até unidades de grande porte.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, às Companhias: Companhia Energética Candeias, Companhia Energética Manauara e Companhia Energética Potiguar e ao Instituto Federal de Mato Grosso do Sul.

## REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Resolução Normativa 482. pp. 1-13. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- [2] J. T. Pinho, M. A. Galdino. *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. 3. ed. Rio de Janeiro-RJ: CEPTEL-CRECESB, 2014. 530 p.
- [3] IRENA – International Renewable Energy Agency, “Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects”, pp. 1-73, 2019.
- [4] A. Durgadevi, S. Arulselvi, S. P. Natarajan. “Photovoltaic modeling and its characteristics” in *Proc. of IEEE International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology*, p.1-12, 2011.
- [5] A. Sayyah, M. N. Horenstein, M. K. Mazumder, “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels”, *Solar Energy*, pp. 576-604, Sept. 2014.
- [6] R. Karmouch R, H. E., “Solar Cells Performance Reduction under the Effect of Dust in Jazan Region”, *J Fundam Renewable Energy Appl* 7: 228, March 2017.
- [7] S. C. S. Costa, A. S. Diniz, L. L. Kamerski, “Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012–2015”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 33-61, Sept. 2016.
- [8] S. C. Costa; A. S. Diniz; A. C. Santana, “Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em minas gerais, Brasil”, in *Proc. of VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Gramado, p. 1-9, 17 Abr. 2018.
- [9] V. G. S. Rezende; R. Zilles, “Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade”, in *Proc. of VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Gramado, p. 1-9, 17 Abr. 2018.
- [10] N. Martín, J. M. Ruiz, “A new model for PV modules angular losses under field conditions”, *International Journal of Solar Energy*, 22(1), 19–31, Oct. 2010. doi:10.1080/01425910212852.
- [11] W. Javed; B. Guo, and B. Figgis, “Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables”, *Solar Energy*, vol. 15, pp. 397-407, Nov. 2017.
- [12] L. C. Vidal, E. Barra, J.C. M. Pinhão, “Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB para estudo do uso de Cargas intermitentes”, in *Proc of SEGET*, vol. 1, pp. 1-16, 2013.
- [13] L. Wang, *Model Predictive Control System Design and Implementation Using Matlab*. Springer, vol. 1, 2009.
- [14] N. L. Ricker, Model-predictive control: state of the art. Proc. Fourth International Conference on Chemical Process Control, Padre Island, Texas, pp. 3-6, 1991.
- [15] M. Casaro, D. Martins, “Photovoltaic array model aimed to analyses in power electronics through simulation”, *Brazilian Journal of Power Electronics*, vol. 13, no. 3, pp. 141 – 146, Aug. 2008.
- [16] R. Elgohary, A. A. A. Elela and A. Elkholy, "Electrical Characteristics Modeling for Photovoltaic Modules Based on Single and Two Diode Models," in *Proc. of Twentieth International Middle East Power Systems*

- Conference (MEPCON), Cairo, Egypt, 2018, pp. 685-688, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635214.
- [17] M. Hejri, H. Mokhtari, M. R. Azizian, M. Ghandhari and L. Söder, "On the Parameter Extraction of a Five-Parameter Double-Diode Model of Photovoltaic Cells and Modules," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 3, pp. 915-923, May 2014. doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2307161.
- [18] C. A. P. Tavares. *Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico*. Dissertação, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2009. 131 f.
- [19] J. T. Pinho, M. A. Galdino, *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. 3. Ed, Rio de Janeiro-RJ: CEPTEL-CRECESB, 2014. p. 122.

#### DADOS BIOGRÁFICOS

**David Dener Dias Quinelato** Possui graduação em "Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica" pela Universidade Anhanguera UNIDERP (2012). Mestrado na UFMS, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica em 2019. Trabalha no IFMS. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica-Eletrônica, sistemas de controle, telecomunicação.

**Edson Antonio Batista**, Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP/FEIS - 2001), mestrado em Engenharia Elétrica pela UNESP/FEIS (2004) e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNESP/FEIS (2009). É Professor Adjunto da FAENG/UFMS e Coordenador do Laboratório de Sistemas Embarcados, contendo na pasta, projetos financiados pelo CNPq e FUNDECT/MS. Atua em pesquisas que envolvem temas como: Smart Grid, Instrumentação Inteligente com base nos conceitos do padrão IEEE 1451, Simulação em Tempo Real de Hardware-in-the-Loop e Aplicação de derivada de ordem fracionária no desenvolvimento de hardware. Atualmente é revisor da Journal of Control, Automation and Electrical Systems e Coordenador do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UFMS e possui Pós doutorado (2015 - 2016) no Departamento de Engenharia Nuclear da Universidade do Tennessee (USA), onde desenvolveu um Controlador Preditivo aplicado a Reatores Avançados.

**Ricardo Ribeiro dos Santos**, Bacharel em Ciências da Computação - Universidade de Cuiabá (1999), mestrado em Ciências da Computação e Matemática Computacional - Universidade de São Paulo - São Carlos (2001), doutorado em Ciência da Computação pela Universidade Estadual de Campinas (2007), Visiting Scholar na Universidade de Stanford (2018). Tem experiência na área de Computação, com ênfase em Arquitetura de Sistemas de Computação, atuando principalmente nos seguintes temas: arquitetura de computadores, sistemas digitais, projeto de hardware, sistemas embarcados e IoT. É professor associado na Faculdade de Computação (FACOM) da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS) e pesquisador do Laboratório de Sistemas Computacionais de Alto Desempenho (LSCAD).

**Eduardo Allatta**, possui graduação em Engenharia Elétrica e mestrado em Regulação da Indústria de Energia. Atualmente é professor do Instituto Federal da Bahia, pesquisador e consultor com experiência na área de Engenharia Elétrica com ênfase em sistemas de geração de energia elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: energia solar fotovoltaica, energia eólica e políticas de incentivos.

**Moacyr Aureliano Gomes de Brito**, nascido em Andradina (SP) em 1982. É engenheiro eletricitista (2005), mestre (2008), desenvolvendo projeto com reatores eletrônicos para múltiplas lâmpadas fluorescentes com correção ativa do fator de potência de entrada e doutor (2013), desenvolvendo projeto sobre inversores monofásicos e trifásicos integrados para aplicações fotovoltaicas conectadas à rede, ambos na área de eletrônica de potência, todos pela Universidade Estadual Paulista – UNESP-FE/IS, em Ilha Solteira (SP). Atualmente é professor Adjunto da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul – Campus de Campo Grande- MS atuando nos cursos de Graduação em Engenharia Elétrica, Eletrotécnica Industrial e de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Recebeu os prêmios de melhor artigo nas conferência PCIM 2012, COBEP 2017 e SPEC 2018. Áreas de interesse: controle aplicado à inversores em conexão com a rede de energia elétrica para fontes alternativas de energia.