



# **ESTIMAÇÃO DE PERDAS POR SUJIDADES EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

**Mestrando: David Denner Dias Quinelato**

**Orientador: Prof. Dr. Edson Antonio Batista**

Campo Grande – MS  
Novembro/2019



## **Módulo de Estimação de Perdas por Sujidades em Usinas Fotovoltaicas**

**DAVID DENNER DIAS QUINELATO**

**Orientador:** Prof. Dr. Edson Antonio Batista

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul - UFMS, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Campo Grande – MS  
Novembro/2019

# **Módulo de Estimação de Perdas por Sujidades em Usinas Fotovoltaicas**

David Denner Dias Quinelato

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.

## **BANCA EXAMINADORA**

---

Orientador: Prof. Dr. Edson Antonio Batista  
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS  
Mato Grosso do Sul – MS

---

---

*À Deus*  
*À minha família*

## **AGRADECIMENTOS**

Acima de tudo agradeço a Deus, que me sustentou, fortaleceu e deu condições de chegar à conclusão do Mestrado.

Aos meus pais Jacinto Quinelato e Ceny Dolores Dias Quinelato pelo constante incentivo e apoio, sendo para mim exemplos de perseverança determinação.

Ao orientador Prof. Dr. Edson pela confiança depositada, por sempre estar disposto a contribuir no desenvolvimento da pesquisa, por me instruir na elaboração da dissertação, artigo científico, desenvolvimento do protótipo e pelas palavras de motivação em todos os momentos desde a minha entrada no mestrado.

Ao Prof. Dr. Moacyr pelo auxílio na revisão do material do exame de qualificação e da dissertação, bem como pelas importantes e significativas contribuições na disciplina de “Conversores para geração distribuída”.

Ao Prof. Dr. Ricardo pelo apoio quanto à implementação do protótipo na UFV-UFMS, e pela revisão do material na banca do exame de qualificação.

Ao Prof. Eduardo Allatta pelo auxílio quanto à validação do processo de estimação de perdas proposto neste trabalho, bem como pela disponibilidade e prontidão em tirar dúvidas, buscando apontar possíveis melhorias.

Ao Prof. Dr. Cristiano pelo apoio quando a compreensão dos resultados dos ensaios em laboratório e transcrição desses resultados para modelo em espaço de estados.

À Companhia Energética Candeias, à Companhia Energética Manauara e à Companhia Energética Potiguar pelo financiamento da pesquisa que resultou neste trabalho.

Finalmente, à UFMS pela estrutura e recursos disponibilizados.

## RESUMO

Este trabalho encontra-se inserido no “Projeto e Desenvolvimento de Tecnologia para Identificação de Sujidade e Limpeza Automática em Sistemas Fotovoltaicos” realizado em parceria entre as seguintes instituições: Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Companhia Energética Candeias, Companhia Energética Manauara, Companhia Energética Potiguar e Instituto Federal de Mato Grosso do Sul. O problema central deste projeto leva em consideração a susceptibilidade dos painéis solares às sujidades que culminam em perdas na geração de energia ou mesmo danos físicos aos mesmos. Nesse contexto, uma possível solução é apresentada nesta dissertação, a qual propõe o desenvolvimento de tecnologia que baseada na modelagem matemática das células solares e nos conceitos de modelo preditivo, possibilite a estimação de perdas por sujidades em unidades de geração fotovoltaica. Uma vez quantificada, a informação das perdas é enviada a um sistema supervisor responsável pelo controle de um robô que executará a limpeza. Para realizar esta estimação de perda, foi desenvolvido um hardware que recebe informações da unidade fotovoltaica, processa essas informações com base em modelo preditivo, enviando para um servidor os dados relativos às perdas encontradas na unidade de geração. Os resultados demonstram reais aplicabilidades do sistema para estimar as perdas por sujidade ou anomalias elétricas em Usinas Fotovoltaicas.

**Palavras-Chave** – controle preditivo, energia, estimação, fotovoltaico, MPC, sujidade.

## **ABSTRACT**

This work is part of the “Design and Development of Technology for Identification of Soiling and Automatic Cleaning in Photovoltaic Systems”, carried out in partnership between the following institutions: Federal University of Mato Grosso do Sul, Companhia Energética Candeias, Companhia Energética Manauara, Companhia Energética Potiguar and Federal Institute of Mato Grosso do Sul. The central problem of this project takes into account the susceptibility of solar panels to soiling, which results in losses in power generation or even physical damage to them. In this context, a possible solution is presented in this dissertation, which proposes the development of technology that, based on the mathematical modeling of solar cells and predictive model concepts, enables the estimation of soiling losses in photovoltaic generation units. Once quantified, the loss information is sent to a supervisory system responsible for controlling a robot that will perform the cleaning. To perform this loss estimation, hardware was developed that captures information from the photovoltaic unit, processes this information based on a predictive model and sends the loss in watts to a server. The results demonstrate the real applicability of the system to estimate soiling losses.

**Keywords** - predictive control, energy, estimation, photovoltaic, MPC, soil.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Efeito fotovoltaico na junção PN.....	15
Figura 2-- Módulo solar fotovoltaico (representação) .....	16
Figura 3-Composição do MSF .....	17
Figura 4- Circuito equivalente: células em série .....	18
Figura 5- Célula solar danificada pelo efeito "hot spot" .....	18
Figura 6- Diodos Schottky como by-pass .....	19
Figura 7- Topologia paralela.....	20
Figura 8- Representação de uma topologia série e inversor AT.....	21
Figura 9- Topologia série-paralela (array) .....	22
Figura 10- Curva I-V .....	23
Figura 11- Vista explodida de um painel fotovoltaico .....	25
Figura 12- Modelo a dois parâmetros .....	28
Figura 13- Modelo à dois parâmetros com sombra parcial.....	28
Figura 14- Modelo a 4 parâmetros .....	29
Figura 15- $R_s$ e $R_p$ em relação a curva I-V .....	31
Figura 16- Diagrama do estimador de perdas .....	36
Figura 17- Perdas calculada e real com $R_s=0.02$ .....	38
Figura 18- Modelo de controle preditivo (MPC) .....	40
Figura 19- Esquema para obtenção da resposta ao degrau luminoso .....	43
Figura 20- Resposta ao degrau luminoso pela célula fotovoltaica.....	44
Figura 21- Modelo Preditivo implementado no projeto .....	46
Figura 22- Sistema com estimação por MPC, usando $R_s=0.02$ .....	48
Figura 23- Diagrama do estimador de sujidades .....	50
Figura 24- UFV-UFMS.....	51
Figura 25- Esquema eletrônico do protótipo.....	52
Figura 26- Boco 1: DSPic e interface de usuário .....	53
Figura 27- Bloco 2: Interface de rede com o ESP 12 .....	54
Figura 28- Conversor DC/DC e regulador linear de tensão .....	55
Figura 29- Interface do radiômetro .....	55
Figura 30- Interface dos sensores de corrente e de tensão .....	56
Figura 31- Layout da placa de circuito impresso do protótipo .....	57



Figura 32- Protótipo da Plataforma de Estimação de Perdas versão 1.0 (PeP 1.0) .....	58
Figura 33- Fluxograma do funcionamento da PeP 1.0 .....	59
Figura 34- Disponibilização de dados pelo protótipo .....	61
Figura 35- Dados em formato JSON recebido pela RTU nos testes .....	61
Figura 36- Plotagem da irradiância solar incidente e irradiância calculada por MPC .....	64
Figura 37- Estimação da irradiância pelo protótipo com e sem MPC .....	65
Figura 38- Plotagem das potências informada pelo inversor e estimada .....	66
Figura 39- Dinâmica das perdas por sujidades .....	67
Figura 40- Perdas por sujidades e precipitações em out 2019.....	68
Figura 41- Script utilizado no Matlab .....	76
Figura 42- Criação do objeto MPC no MatLab .....	77
Figura 43- Configuração do MPC no Simulink.....	77

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Relação Irradiância/Rs .....	48
--	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- CC: corrente contínua;
- DPS: dispositivo de proteção contra surto de tensão;
- Eg: energia da banda proibida;
- $G_{ac}$ : irradiância solar calculada, ( $W/m^2$ );
- $G_{am}$ : irradiância solar medida, dada em ( $W/m^2$ );
- $G_{ref}$ : Irradiância solar de referência, igual a  $1000W/m^2$ ;
- $I_0$ : a corrente de curto circuito de referência ( $I_{Scref}$ ) corrigida em função da irradiância;
- $I_{cel}$ : corrente elétrica de saída da célula fotovoltaica;
- $I_D$ : corrente no diodo do circuito equivalente da célula fotovoltaica;
- $I_{ph}$ : fonte de corrente dependente da irradiância luminosa;
- $I_{Sat}$  = a corrente de saturação reversa;
- $I_{sc}$ : corrente de curto-circuito;
- $I_{SH}$ : corrente no resistor em paralelo do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica;
- $I_{Sref}$ = corrente de saturação do diodo na temperatura de referência dada pelo fabricante;
- $I_{Voc}$ : a corrente de saída considerada no limite da tensão de circuito aberto;
- K: constante de Boltzmann;
- $K_0$ = Coeficiente da temperatura da corrente de curto circuito, fornecido na folha de dados;
- MPC: Model Predictive Control – Modelo de Controle Preditivo
- MSF: módulo solar fotovoltaico;
- n: fator de idealidade;
- NOCT: Normal Operating Cell Temperature – Temperatura Normal de Operação das Células;
- q: carga do elétron:  $1,6 \times 10^{-19}C$ ;
- $R_p$ : resistência em paralelo do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica;
- $R_s$ : resistência em série do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica;
- $T_c$ = Temperatura ambiente, medida em graus Kelvin;
- $T_{Ref}$ = Referência de temperatura ambiente, dada em Kelvin (298K);

$V_{cel}$ : tensão elétrica da célula fotovoltaica;

$V_{oc}$ : tensão de circuito aberto;

$V_{string}$ : tensão elétrica da string;

$\Delta T_{pc}$ : taxa de variação da temperatura estimada dos painéis;

$\Delta T_{pm}$ : taxa de variação da temperatura medida dos painéis.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	12
1.1 Constituição das células e módulos fotovoltaicos.....	14
1.1.1 Células fotovoltaicas .....	14
1.1.2 Módulos solares .....	15
1.1.3 Composição e funcionamento do MSF .....	16
1.1.4 Efeito das sombras em módulos fotovoltaicos .....	17
1.2 Topologias de painéis para unidades de geração fotovoltaicas .....	20
1.2.1 Sistemas em paralelo: micro inversores ou inversores convencionais de baixa tensão 20	
1.2.2 Sistemas em série ( <i>strings</i> ).....	20
1.2.3 <i>Sistemas mistos (arrays)</i> .....	21
1.3 Detecção de anomalias em MSF.....	22
1.4 Estimação de perdas no MSF .....	24
1.5 Modelo preditivo .....	25
2. Modelagem de células fotovoltaicas.....	27
2.1 Constantes empregadas.....	27
2.2 Modelo a dois parâmetros .....	27
2.3 Modelo a quatro parâmetros.....	29
2.4 As resistências série e paralelo .....	31
2.4.1 Resistência em série .....	32
2.4.2 Resistência em paralelo .....	32
2.5 Equação da corrente de saída de uma célula fotovoltaica .....	33
2.6 Efeito das resistências série e paralelo na célula fotovoltaica .....	34
3. Estimação de perdas por sujidades em MSF .....	35
3.1 Considerações gerais .....	35
3.2 Modelo para a estimação de irradiância .....	36
3.2.1 Descrição do funcionamento do estimador de perdas .....	37
3.2.2 Simulações com um estimador baseado no modelo matemático.....	38
3.3 Controle preditivo .....	40
3.3.1 Obtenção do modelo preditivo.....	41
3.3.2 Simulações de MPC através do MATLAB .....	42

3.3.3	Obtenção da resposta ao degrau e do espaço de estados de uma célula solar fotovoltaica .....	43
3.3.4	Configuração do bloco MPC para estimação de sujidade .....	45
3.3.5	Funcionamento do sistema .....	47
3.3.6	Simulações com o MPC .....	47
4.	TESTES DO ESTIMADOR.....	50
4.1	A UFV-UFMS.....	50
4.2	Protótipo desenvolvido .....	52
4.3	Descrição do funcionamento do protótipo .....	58
4.4	Comunicação do protótipo com o sistema de supervisão.....	60
4.5	Problemas e dificuldades encontradas para a execução dos testes .....	62
4.6	Dados empregados para os testes .....	63
4.7	Execução dos testes e resultados .....	63
4.7.1	Estimação da Irradiância .....	63
4.7.2	Estimação da potência .....	65
4.7.3	Estimação das perdas médias diárias.....	67
4.7.4	Disponibilização dos dados .....	68
5.	Conclusões Gerais .....	69
6.	Próximas etapas.....	71
7.	REFERÊNCIAS.....	72
	Apêndice A .....	75
	Apêndice B .....	76
	Apêndice C .....	77

## 1. INTRODUÇÃO

Conversão fotovoltaica é a transformação da energia da radiação luminosa em energia elétrica através do efeito fotovoltaico [1]. A energia elétrica obtida pode então ser empregada para as mais diversas finalidades, inclusive podendo ser injetada na rede de distribuição de energia elétrica, dando origem aos sistemas de mini e micro geração distribuída fotovoltaica.

Desde a promulgação da resolução ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) 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. Por apresentar benefícios financeiros e ecológicos, associados à acentuada redução nos custos para a implementação dos sistemas de geração, essa tecnologia tem se despontado como uma tendência do mercado de energia elétrica, sendo vista como solução viável para o fornecimento alternativo de energia elétrica por empresas e clientes residenciais.

Embora existam outras formas de se converter a irradiância solar em energia elétrica, como o uso de turbinas instaladas em torres solares por exemplo, a tecnologia fotovoltaica apresenta maior versatilidade, pois os painéis solares podem ser instalados em locais como coberturas, telhados ou paredes de prédios, reduzindo o custo para sua instalação quando comparado às torres solares.

Embora a sua versatilidade, os painéis fotovoltaicos apresentam-se sensíveis ao acúmulo de poeira e detritos na sua superfície, sendo uma causa de perda de eficiência comum a todas as unidades de geração fotovoltaica. Por isso, o depósito de sujidades sobre os módulos tem sido objeto de pesquisa sob diversos aspectos: qualitativo, quantitativo e econômico.

Uma das abordagens realizadas por pesquisadores é a determinação do intervalo adequado para a realização da limpeza dos módulos, propondo uma solução preventiva, ou seja, limpar os módulos em intervalos pré-estabelecidos [2]. 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. Por

exemplo: um painel instalado sobre um prédio tende a acumular menos sujidades que outro instalado no solo, no mesmo sentido, as chuvas torrenciais de verão tendem a manter os painéis mais limpos nesse 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 e, tende a incorrer na limpeza desnecessária, ou na perda de eficiência dos painéis por limpeza tardia.

Um outro aspecto, tratado em [3], é a determinação das perdas por sujidades relacionadas à região do país, bem como à tecnologia de construção do painel fotovoltaico. Segundo os autores, painéis 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. Além disso, os painéis de silício cristalino se mostraram menos sensíveis à deposição não uniforme de poeira, devido à presença dos diodos de by-pass. Essa informação mostra-se relevante para esta pesquisa, na qual se trabalha com painéis de silício cristalino.

Alguns autores como [3] e [4] sugerem uma abordagem quantitativa das perdas por sujidades através de uma relação da potência de saída da unidade de geração e a irradiância solar no mesmo intervalo de tempo. Dessa forma, obtêm-se uma estimativa de quanta energia deveria ser gerada para determinada disponibilidade de energia luminosa. Em [4] trata-se também do efeito de consecutivas limpezas e dos métodos adotados para tal, relacionando-as com as mudanças nas perdas de produtividade dos painéis. Dessa forma, o autor pretende evidenciar o efeito das sujidades na produtividade das unidades de geração, porém não se baseou na modelagem matemática da unidade de geração.

Um trabalho relevante quanto à predição de sujidades foi realizada por [5], tendo sido investigados inúmeros parâmetros ambientais e meteorológicos, relacionando-os ao desempenho de diversas estações de contaminação instaladas nos Estados Unidos. Nessa pesquisa, buscou-se determinar a potencialidade de cada parâmetro ambiental em prever as perdas por sujidades através de unidades de geração fotovoltaica, tendo sido observados a irradiância solar, a velocidade e direção dos ventos, a incidência de chuvas, entre outros parâmetros.



Embora tratem apenas da modelagem e cálculo das grandezas de saída dos módulos fotovoltaicos, nos trabalhos abordados em [6], [7] e [8] foram tomados como referência para o desenvolvimento desta pesquisa. Pois mesmo que as obras possuam ênfases distintas, os autores propõem modelos matemáticos para a descrição e modelagem das células solares fotovoltaicas, bem como seus parâmetros elétricos, sendo que as contribuições desses trabalhos subsidiaram em parte o modelo matemático do protótipo do estimador de perdas desenvolvido nesta dissertação.

A respeito das tecnologias de controle preditivo tomadas como base para a realização deste trabalho, na referência [9] descreve as técnicas de controle preditivo (MPC), apresentando exemplos e simulações de processos através do software *Matlab*. Embora não seja o foco daquele livro, a estimação de parâmetros através de modelo preditivo foi tomada como referência para o desenvolvimento do sistema de estimação de perdas por sujidades, bem como do protótipo desenvolvido nesta pesquisa.

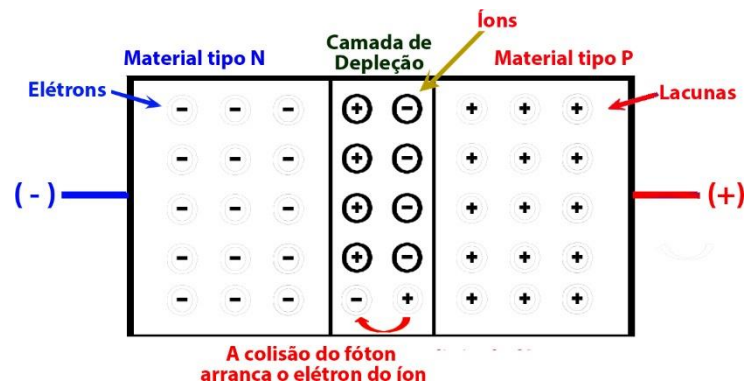
Em suma, a estimação de perda devido a sujidade utilizando modelo preditivo ainda é pouco explorada na literatura. Todavia, as bibliografias pesquisadas possibilitaram o desenvolvimento do modelo matemático para irradiância solar em função das grandezas elétricas de saída de uma célula fotovoltaica, bem como a estimação de suas grandezas não lineares através de modelo preditivo.

## **1.1 Constituição das células e módulos fotovoltaicos**

### **1.1.1 Células fotovoltaicas**

Quando uma célula fotovoltaica é exposta à irradiância luminosa, através do efeito fotovoltaico, a energia proveniente da luz solar é convertida diretamente em energia elétrica [10]. Nesse processo, os fótons, ao colidirem com o material semicondutor que compõe a célula fotovoltaica, forçam a transferência de elétrons entre as bandas de valência e de condução, originando uma corrente elétrica, caso exista um circuito fechado entre os terminais positivo e negativo da célula fotovoltaica. Na Figura 1 ilustra-se o efeito fotovoltaico em uma junção PN:

Figura 1- Efeito fotovoltaico na junção PN



Fonte: Autor (Adaptado de Malvino/1988)

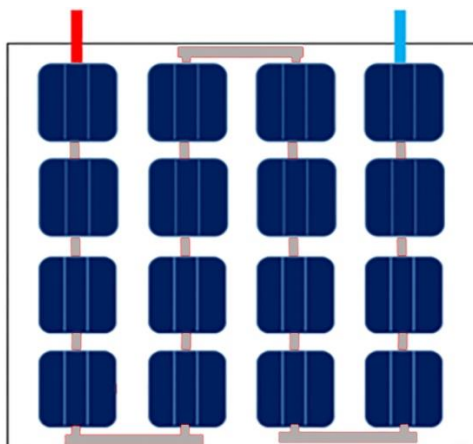
Na ilustração estão representadas as regiões tipo P e tipo N, construídas respectivamente através da dopagem do semiconductor com materiais trivalentes e pentavalentes. A região tipo N possui alta concentração de elétrons, enquanto a região tipo P está carregada de lacunas. Assim, na região da junção PN, os elétrons tendem a migrar para a região P, deixando na junção íons positivos; semelhantemente, as lacunas da região P serão atraídas para a região N, deixando em seu lugar, na junção, um íon negativo. Assim, os íons gerados na camada de junção formam um campo elétrico, originando uma barreira de potencial que bloqueia o fluxo de elétrons e lacunas [11].

Quando o semiconductor é exposto à irradiância luminosa, a colisão dos fótons liberta os elétrons de sua ligação, originando um par elétron-lacuna. As lacunas são atraídas para a região P, e os elétrons para a região N. Dessa forma, surge uma corrente elétrica, caso o circuito esteja fechado entre os terminais da célula fotovoltaica.

### 1.1.2 Módulos solares

A tensão apresentada nos terminais de uma junção PN de silício é de aproximadamente 0,65 V, que é muito baixa para ser utilizada na maioria das aplicações. Assim, várias células são ligadas em série, conforme mostra-se na Figura 2.

Figura 2-- Módulo solar fotovoltaico (representação)



Obedecendo às Leis de Kirchhoff, a tensão total do circuito é o resultado da soma das tensões individuais das células, mantendo-se a corrente para todas as células em série. Painéis comerciais, destinados a geração distribuída, possuem tradicionalmente 36, 60 ou 72 células, resultando em uma tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) que vai de 18 a 45 Volts, dependendo do modelo do painel [12].

Como a intensidade da corrente está relacionada diretamente à intensidade da luz recebida, quaisquer obstruções, totais ou parciais, interferem na eficiência das células, resultando na queda da corrente fornecida.

No mesmo sentido, em sistemas de geração baseados em *arrays*, quaisquer anomalias em um painel tendem a afetar a eficiência dos demais, reduzindo a energia disponibilizada pela unidade de mini ou micro geração [13]. Diante disso, torna-se importante o desenvolvimento de métodos que possam identificar as possíveis anomalias nos módulos solares fotovoltaicos, apontando aqueles que possam apresentar funcionamento anormal e interferir na eficiência do sistema.

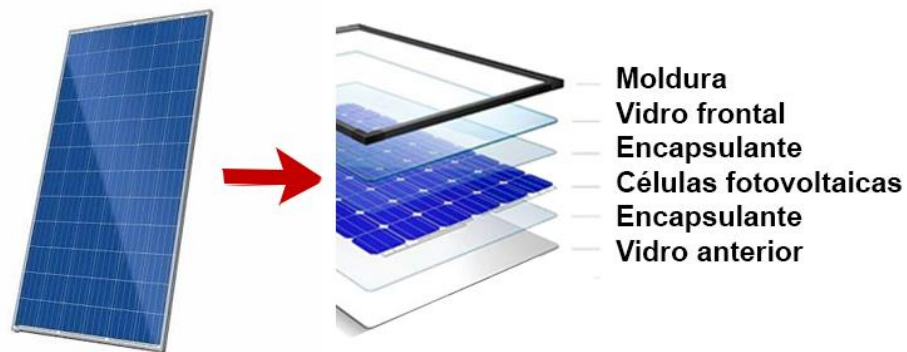
### 1.1.3 Composição e funcionamento do MSF

Para a compreensão da proposta deste trabalho, é necessário se conhecer ainda a constituição dos módulos solares fotovoltaicos (MSFs).

Conforme ilustra-se na Figura 3, os MSFs são compostos por células fotovoltaicas dispostas sob uma superfície de vidro temperado, a qual possui a função de fixar e proteger as frágeis células de material semicondutor. A estrutura é sustentada por uma

moldura de vidro e selada por película de material encapsulante como, por exemplo, o acetato-vinilo de etileno (EVA - Ethylene Vinyl Acetate)

Figura 3-Composição do MSF



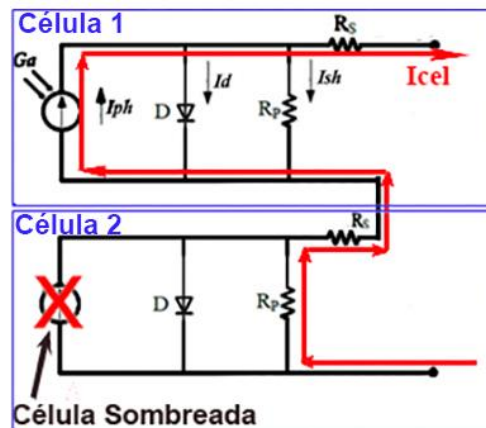
(Adaptado de: [www.portalsolar.com.br](http://www.portalsolar.com.br))

Como o painel é selado, qualquer partícula de sujeira estará depositada unicamente na superfície do vidro frontal tendendo a bloquear a passagem da luz para as células, reduzindo a geração de energia.

#### 1.1.4 Efeito das sombras em módulos fotovoltaicos

Na Figura 4 mostra-se um modelo de circuito equivalente para um módulo solar de duas células. Nesse modelo  $I_{ph}$  representa uma fonte de corrente dependente da irradiância luminosa,  $D$  é um diodo em antiparalelo,  $R_s$  é a resistência em série e  $R_p$  a resistência em paralelo do modelo equivalente de cada célula fotovoltaica. A modelagem para as células fotovoltaicas é abordada de forma mais aprofundada, na seção 2.

Figura 4- Circuito equivalente: células em série



De acordo com o modelo, caso uma das células solares deixe de receber luz, toda a corrente fornecida pelo módulo deverá circular pela resistência interna  $R_p$ , que passará a se comportar como uma carga resistiva, resultando na redução da potência total fornecida pelo módulo, além do sobreaquecimento daquela célula.

Assim, nos casos em que o MSF esteja parcialmente obstruído, como na incidência de uma sombra ou de uma limpeza mal realizada, a célula solar que receber menor incidência de luz limitará a corrente das demais e dissipará energia na forma de calor. Esse fenômeno, denominado “*hot spot*” (ponto quente), tende a avariar as células solares, como mostrado na Figura 5.

Figura 5- Célula solar danificada pelo efeito “hot spot”

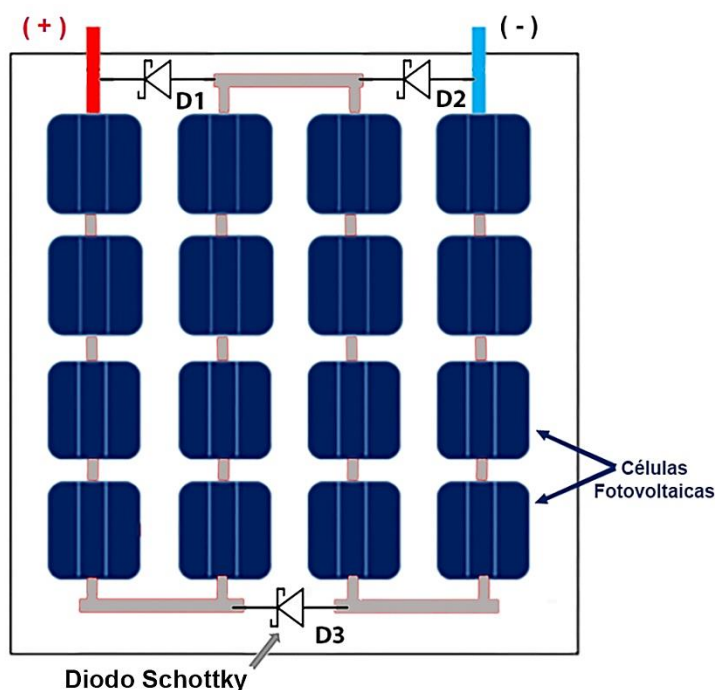


Adaptado de: <http://fotovoltaicos001.blogspot.com/2012/09/hot-spot-ou-ponto-quente.html>

A fim de impedir que a célula solar obstruída seja danificada, os painéis solares comerciais são normalmente divididos em 2 ou 3 subgrupos de células, cada um conectado a um diodo de *by-pass*, conforme exemplifica-se na Figura 6. Esse diodo, do

tipo *Schottky*, ficará polarizado diretamente na ocorrência de sombreamento parcial, apresentando um caminho externo para a corrente, evitando a avaria das células [14].

Figura 6- Diodos Schottky como *by-pass*



O uso dos diodos de *by-pass* é extremamente necessário pois, apesar de não eliminar as perdas por sombreamento ou obstrução dos módulos, evita a avaria imediata de células em casos de incidência irregular de luz.

É importante destacar que, mesmo usando-se os diodos de *by-pass*, uma célula parcialmente obstruída estará exposta a um esforço maior, devido ao aquecimento, tendendo a degradar-se mais rapidamente, embora não imediatamente como se daria na ausência do diodo. Portanto, é importante a remoção de quaisquer obstáculos que possam projetar sombras sobre a unidade de geração.

Além das perdas devido às obstruções por sombras, por estarem continuamente expostos ao tempo, os MSF acumulam detritos como poeira, borracha de pneus, fezes de aves, que também reduzem a eficiência do sistema de geração.

Painéis com inclinação acima de 5° tendem a acumular menos poeira, devido ao efeito das chuvas, conforme afirma [15]. Todavia, os resíduos mais aderentes causam acúmulos não lineares de detritos, resultando no aquecimento irregular do painel e,

consequentemente, redução na energia gerada ou mesmo degradação precoce do módulo.

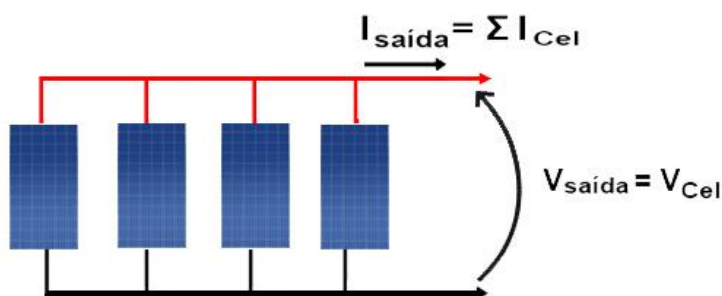
A deposição de detritos sobre os módulos solares pode influenciá-los de diferentes formas, dependendo do tipo de detrito, da distribuição dos mesmos na superfície do módulo e da topologia empregada na unidade de geração.

## 1.2 Topologias de painéis para unidades de geração fotovoltaicas

### 1.2.1 Sistemas em paralelo: micro inversores ou inversores convencionais de baixa tensão

Na Figura 7 é ilustrado um sistema de geração com painéis ligados em paralelo. Nesse caso, a corrente total enviada para o inversor é a soma das correntes dos painéis, sendo empregados inversores de baixa tensão de entrada no barramento CC ou micro inversores.

Figura 7- Topologia paralela

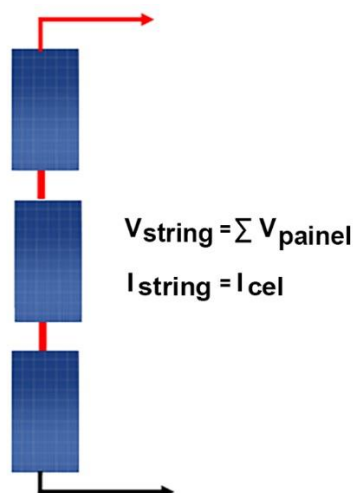


Essa topologia, que tende a ser mais utilizada em sistemas de pequeno porte, como os de uso residencial ou em sistemas *off-grid*, possui a vantagem de que, caso um painel seja obstruído, somente ele deixará de fornecer energia, não implicando no funcionamento dos demais; por outro lado, essa topologia acentua as perdas por efeito *Joule* no sistema.

### 1.2.2 Sistemas em série (*strings*)

Na Figura 8 é representada a ligação em série de painéis, formando uma *string*. Nesse sistema as tensões dos módulos são somadas, o que torna necessário o emprego de inversores com suporte a maiores níveis de tensão no barramento CC.

Figura 8- Representação de uma topologia série e inversor AT



Essa topologia é adotada normalmente em sistemas de maior potência, por apresentar um menor custo global para a instalação, além de minimizar as perdas por efeito Joule no sistema, pois a corrente total é igual à fornecida por um único painel, e não a soma das correntes de todos eles, como na topologia em paralelo.

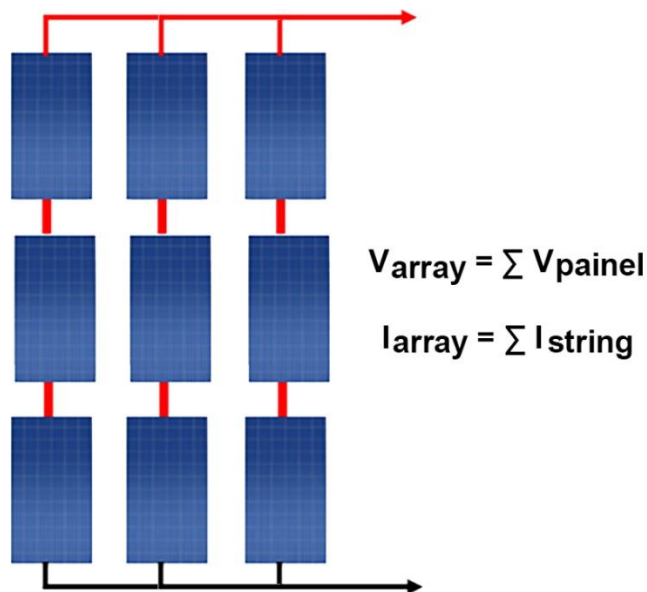
Por outro lado, o uso de *strings* apresenta a desvantagem de que, caso um dos módulos seja obstruído de forma parcial ou total, as perdas serão muito maiores do que usando-se painéis com micro inversores individuais.

### 1.2.3 Sistemas mistos (*arrays*)

Uma outra forma de se arranjar os módulos é conectar as *strings* em paralelo, formando *arrays*, conforme mostra-se na Figura 9.



Figura 9- Topologia série-paralela (array)



O uso de arranjos reduz o custo global da unidade de geração, por reduzir a quantidade de materiais necessários para a instalação, tais como: disjuntores, fusíveis, cabeamento, DPS (dispositivo protetor de surto), inversores. Todavia, esse sistema possui a desvantagem de agrupar muitos painéis por canal de rastreamento de ponto de máxima potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracker* - MPPT) do inversor, reduzindo a eficiência de extração de energia dos painéis fotovoltaicos.

### 1.3 Detecção de anomalias em MSF

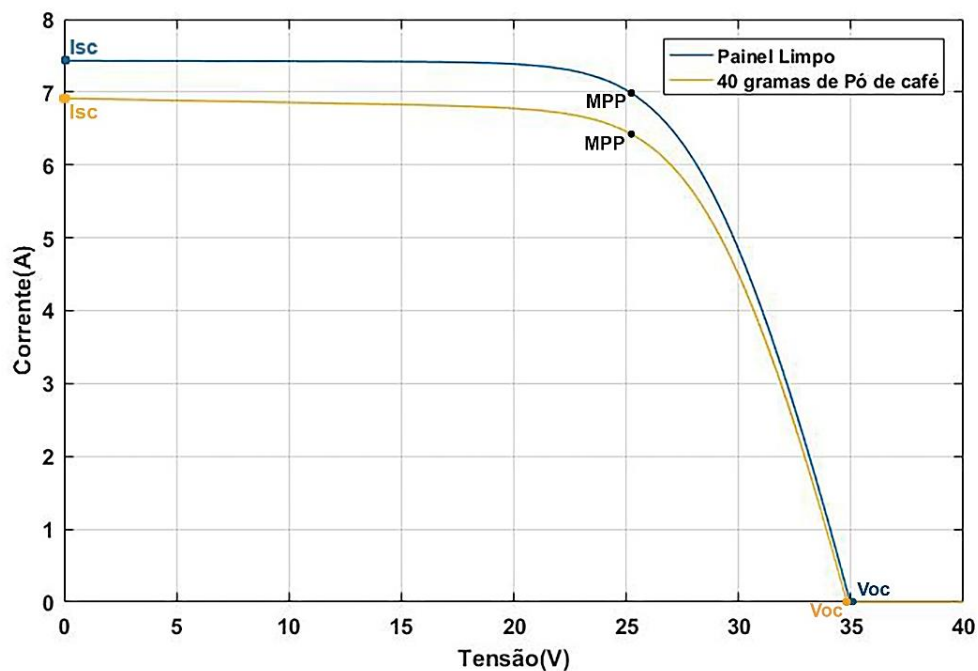
Conforme foi apresentado, anomalias como sombreamentos e sujidades em módulos solares reduzem sua eficiência, além de comprometer a vida útil dos painéis. Especialmente em unidades de geração baseadas em *arrays* onde, além das perdas mais acentuadas, torna-se difícil a localização do painel ou *string* com problemas. Diante disso, a detecção de anormalidades no funcionamento de painéis solares fotovoltaicos é fundamental para o adequado funcionamento de sistemas de micro e mini geração fotovoltaica.

A detecção das condições de um painel solar fotovoltaico, quanto a sujidade ou mesmo integridade, pode ser realizada através do monitoramento dos seus parâmetros operacionais, tal como a curva I-V, que relaciona a curva corrente versus tensão do painel, do ponto de curto-circuito até o ponto de circuito aberto. A energia produzida pelos painéis

é linearmente proporcional ao valor de densidade de irradiância solar ( $W/m^2$ ), mas quaisquer anomalias no painel provocam alterações na relação corrente/tensão de saída, obedecendo certos padrões. Tais padrões revelam anormalidades como deterioração ou acúmulo de detritos, podendo ser aferidos através de traçadores de curva I-V, que são equipamentos comerciais específicos para análise da curva corrente-tensão dos módulos solares [16].

Na Figura 10 é mostrada a plotagem de duas curvas I-V, ambas obtidas por meio de um traçador de curva I-V modelo 400W, da *HT Instrument*. Para a obtenção dos gráficos, foram realizadas duas medições: na primeira usou-se o módulo solar limpo, e na segunda aplicou-se 40 gramas de pó de café sobre sua superfície. A diferença entre as leituras indica a presença de uma anomalia, que neste caso é a sujeidade aplica ao módulo.

Figura 10- Curva I-V



Na Figura 10 pode-se identificar algumas regiões importantes: a região de fonte de corrente, parte horizontal do gráfico; região de fonte de tensão, parte vertical; a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ); a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e o ponto de máxima potência (MPP), na qual o inversor deve operar, a fim de garantir o máximo aproveitamento da energia disponibilizada pelo módulo solar.

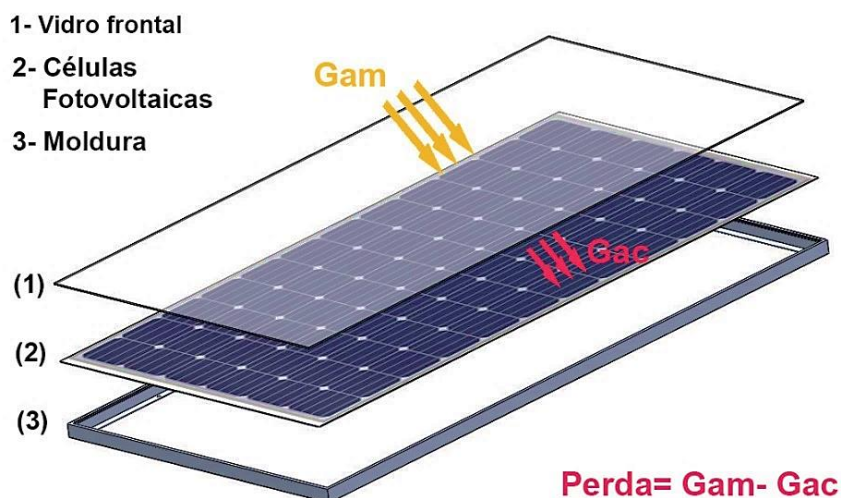
Considerando pequenos geradores fotovoltaicos, equipados com um número reduzido de painéis é possível a desconexão individual dos módulos para testes. Por outro lado, quando se trata de sistemas equipados com um número elevado de módulos: 100, 5.000 ou mesmo 20.000 módulos, pode ser inviável testá-los individualmente, principalmente se levar em consideração o tempo que cada *string* da unidade ficará desligada para a execução dos testes.

Além do exposto, devido à redução dos preços dos painéis, existe uma tendência no mercado em utilizar-se inversores com maior taxa de carregamento, ou seja, sobre dimensionar o número de painéis visando o melhor aproveitamento da capacidade do inversor. Essa técnica naturalmente provoca um da potência dos painéis quando o inversor atinge sua capacidade nominal, o que aparecerá para o sistema de estimação de perdas como uma anomalia da unidade de geração; a qual poderia ser confundida com uma incidência de sombras, sujidades, danos elétricos, ou outra falha de eficiência da unidade de geração.

Surge então a demanda pela implementação de um sistema capaz de avaliar o estado dos painéis sem a necessidade de desconexões e desligamentos, ou seja, um sistema que forneça continuamente uma indicação da operacionalidade dos painéis ou *strings*, permitindo o acionamento oportuno dos serviços de manutenção, tais como: limpeza, substituição de painéis ou de inversores e remoção de obstáculos à luz solar. Além disso, o sistema de estimação de perdas deverá apresentar-se robusto às perturbações de ordem elétrica, tal como a presença de um inversor com taxa de carregamento elevada.

#### **1.4 Estimação de perdas no MSF**

A proposta deste trabalho leva em consideração que as células fotovoltaicas recebem irradiância solar ( $G_{am}$ ) que, pelo efeito fotovoltaico, é convertida em uma corrente elétrica ( $I_{cel}$ ), a qual aplicada a uma carga provocará uma queda de tensão  $V_{Cel}$ . Aplicando-se  $I_{cel}$  e  $V_{Cel}$  a um sistema de estimação baseado em modelo de controle preditivo e no 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 energia luminosa perdida na superfície do painel solar, conforme mostrado na Figura 11.

*Figura 11- Vista explodida de um painel fotovoltaico*

Obviamente, existem outras anomalias que podem ocasionar queda do aproveitamento da irradiância solar em um sistema de geração fotovoltaica. Todavia, neste trabalho será mantido o foco na estimação das perdas decorrentes de sujidades. Vale salientar que se usou o termo estimação e não cálculo, pois alguns parâmetros que compõe o modelo da célula fotovoltaica não podem ser medidos ou calculados, sendo necessário estimá-los; especialmente quando se trabalha com o módulo solar conectado ao sistema de geração. Essa estimação pode ser realizada através de métodos como o modelo de controle preditivo.

### 1.5 Modelo preditivo

O algoritmo baseado em 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 [17].

Neste sentido, esta dissertação propõe o emprego de técnicas de predição baseada em modelos para estimar os valores das resistências internas da célula fotovoltaica, as quais variam constantemente e, no método proposto neste trabalho são fatores preponderantes para a estimação de perdas e anomalias do módulo solar.

No capítulo 2 apresenta-se o embasamento teórico para modelagem de células fotovoltaicas, visando ao propósito deste projeto. No capítulo 3 trata-se da estimação de

perdas por sujidades em módulos solares fotovoltaicos, apresentando-se o sistema para estimação de irradiância, bem como o desenvolvimento do modelo preditivo. No capítulo 4 é apresentado o protótipo desenvolvido, os testes realizados e os resultados obtidos com base neste protótipo.

## 2. Modelagem de células fotovoltaicas

### 2.1 Constantes empregadas

Antes de tratar do modelo da célula fotovoltaica, é necessário abordar as grandezas relacionadas à constituição dos semicondutores, que determinam o comportamento dos elétrons no material semicondutor. A quantidade de energia de um elétron relaciona-se à camada ocupada no átomo, sendo que, quando mais perto do núcleo, mais firmemente ligado estará o elétron. Os elétrons situados na camada de valência, que é a camada mais externa, estão menos firmemente ligados ao elétron; ao receberem energia pela colisão de um fóton, migram para a banda de condução, na qual os elétrons ficam livres para se movimentarem na forma de corrente elétrica. A energia necessária para essa mudança de banda é denominada *energia da banda proibida* ( $E_g$ ), dada em elétron-volt (eV), assumindo-se para os semicondutores de silício:  $E_g=1,1$  eV. [18]

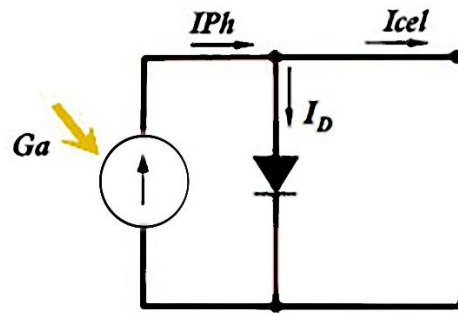
Além da irradiância luminosa, a eficiência das células fotovoltaicas está sujeita aos efeitos da temperatura, que se relaciona com a energia dos elétrons pela constante de Boltzmann:  $k=1,38 \times 10^{-23}$ . Como a estrutura atômica é diferente para cada material semicondutor, adota-se um *fator de idealidade* ( $n$ ) para expressar a influência do tipo de material no comportamento da junção PN. De acordo com [19], na equação do diodo, a constante  $n$  tem um valor entre 1 e 2, dependendo do material e da estrutura física do diodo. Por estar utilizando células policristalinas de silício, assumiu-se  $n=1.2$ .

### 2.2 Modelo a dois parâmetros

O modelo matemático de uma célula solar é baseado no seu circuito equivalente. Assim como no estudo do diodo e demais semicondutores, a junção PN de uma célula fotovoltaica pode ser vista como ideal ou aproximada. No caso da célula solar, o modelo ideal apresenta uma fonte de corrente em antiparalelo com um diodo, e os modelos aproximados tratam da inserção de resistências série e paralela, que simulam as perdas internas da célula.

O modelo ideal, ou modelo a dois parâmetros, pode ser visto na Figura 12.

Figura 12- Modelo a dois parâmetros



De acordo com o circuito, parte da corrente gerada flui pelo diodo, e a corrente de saída do painel será conforme a equação 1:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_D \quad (1)$$

Sendo:

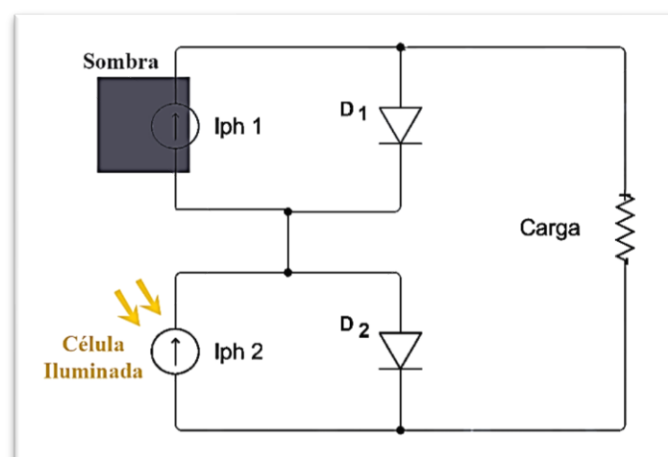
$I_{cel}$ : corrente de saída da célula;

$I_{ph}$ : corrente fotovoltaica, que depende da irradiância solar e da temperatura ambiente;

$I_D$ : corrente no diodo.

Considerando esse modelo, caso uma das células de um painel recebesse sombra, o circuito se abriria e a corrente na carga seria nula, conforme pode ser visualizado na Figura 13, na qual indica uma sombra sobre  $I_{ph1}$ , e D1 está inversamente polarizado.

Figura 13- Modelo à dois parâmetros com sombra parcial

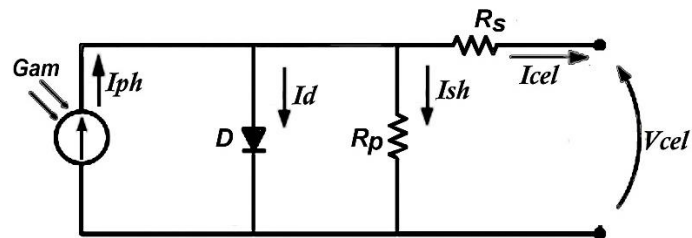


Todavia, a dinâmica sugerida por esse modelo não descreve o funcionamento real do painel solar, pois em caso de sombreamentos parcial haverá corrente circulando pela célula devido as condutâncias e fugas no material semiconductor que não são considerados pelo modelo ideal.

### 2.3 Modelo a quatro parâmetros

Na Figura 14 apresenta-se o modelo aproximado à quatro parâmetros para a célula fotovoltaica, também denominado modelo de 1 (um) diodo com condições para simular resistências internas.

Figura 14- Modelo a 4 parâmetros



Observa-se que a corrente de saída da célula é igual à corrente fotovoltaica, menos a corrente do diodo e do resistor em paralelo (equação 2).

$$I_{Cel} = I_{Ph} - I_D - I_{Sh} \quad (2)$$

Na equação 2:

a)  $I_{ph}$  = Corrente fotovoltaica, que depende da Irradiância solar e da temperatura ambiente, calculada através de:

$$I_{Ph} = \frac{G_{am} I_{sc}}{G_{ref}} + K_0 (T_c - T_{ref}) \quad (3)$$

Sendo:

$G_{am}$ = Irradiância solar medida ( $W/m^2$ );

$I_{sc}$ = Corrente de curto circuito por célula;

$G_{ref}$ = Irradiância de referência, igual a  $1000W/m^2$ ;

$K_0$ = Coeficiente da temperatura da corrente de curto circuito, fornecido na folha de dados;

$T_c$ = Temperatura ambiente, medida em graus Kelvin;



$T_{Ref}$ = Referência de temperatura ambiente, dada em Kelvin (298K).

b)  $I_D$ = Corrente no diodo, dada pela equação 4:

$$I_D = I_{Sat} \left[ e^{\frac{q}{nkT_c}(V_{cel} + R_s I_{cel})} - 1 \right] \quad (4)$$

Sendo:

$q$ = Carga do elétron:  $1,6 \times 10^{-19}C$ ;

$n$ = Fator que depende do tipo de material da Junção PN;

$k$ = Constante de Boltzman:  $1,38 \times 10^{-23} J/K$ ;

$V_{Cel}$ = Tensão de saída da célula;

$V_{OC}$ = Tensão de circuito aberto;

$E_g$ = Energia da banda proibida, definida como 1,1 eV.

$R_s$ = Resistência série;

$I_{Sat}$  = a corrente de saturação reversa do diodo.

$I_{Sat}$  é definida pela equação 5:

$$I_{Sat} = I_{SRef} \left( \frac{T_c}{T_{Ref}} \right)^{\frac{3}{n}} e^{\frac{-qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (5)$$

Nessa expressão,  $E_g$  é a energia da banda proibida, definida como 1,1 eV, e  $I_{SRef}$  é a corrente de saturação reversa de referência, ou seja, a corrente de saturação do diodo na temperatura de referência dada pelo fabricante, e é definida pela equação 6:

$$I_{SRef} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{qV_{oc}}{nkT_{Ref}} - 1}} \quad (6)$$

Sendo  $V_{oc}$  a tensão de circuito aberto para aquelas condições de irradiância e temperatura do painel.

A temperatura de operação do módulo solar,  $T_c$ , se relaciona com a irradiância pela equação 7:

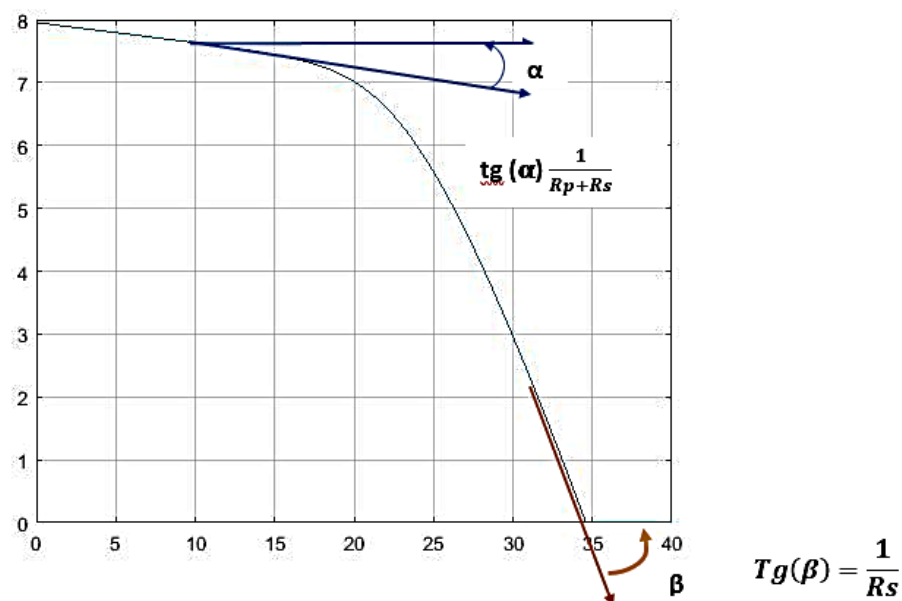
$$T_c = T_a + \frac{G_a(NOCT-20)}{800\left(\frac{W}{m^2}\right)} \quad (7)$$

Sendo o parâmetro “*Normal Operating Cell Temperature*” - NOCT, encontrado no datasheet do módulo solar, e representa a temperatura da célula quando a temperatura ambiente for de 20°, irradiância 800 W/m<sup>2</sup> e velocidade do vento 1 m/s<sup>2</sup>. Nesse caso, a velocidade do vento é levada em consideração por influenciar no resfriamento do painel solar.

## 2.4 As resistências série e paralelo

As resistências série ( $R_s$ ) e paralelo ( $R_p$ ) de uma célula fotovoltaica influenciam sua curva I-V, alterando sua forma característica de joelho. Na Figura 15, ao reduzir  $R_p$ , a curva I-V tende a uma reta com inclinação  $1/(R_p+R_s)$  na região de fonte de corrente e ao aumentar  $R_s$  a curva tende a uma reta com inclinação  $1/R_s$  na região de fonte de tensão. Os valores elevados de  $R_s$  e baixos de  $R_p$ , a curva I-V tenderá a tomar uma forma de reta.

Figura 15-  $R_s$  e  $R_p$  em relação a curva I-V



Portanto, caso disponha da curva I-V, determinada através de um traçador, é possível calcular graficamente uma aproximação de  $R_s$  e  $R_p$  pela análise da inclinação da curva I-V nas suas regiões de fonte de tensão e fonte de corrente. Todavia, conforme supracitado, pode ser difícil ou inviável a obtenção da curva I-V individual das *strings* ou

painéis em unidades de geração de médio e grande porte, pois seria necessário desconectar e avaliá-las individualmente com um traçador de curvas. Além disso, como essas resistências são influenciadas por parâmetros ambientais e elétricos, seu comportamento apresenta um caráter dinâmico. Para o propósito deste trabalho, o método gráfico não é aplicável, pois se deseja estimar as condições do painel solar em funcionamento e exposto aos fatores externos.

#### 2.4.1 Resistência em série

A equação (8), proposta por [20], pode ser obtida diferenciando-se a equação (2) quando  $V_{Cel}=V_{OC}$  e isolando  $R_s$ , apresenta uma forma de calcular o valor instantâneo da resistência em série:

$$R_s = - \frac{dV_{Cel}}{dI_{Voc}} - \frac{1}{\frac{I_0 q}{nkT_{ref}} e^{\frac{qV_{OC}}{nkT_{ref}}}} \quad (8)$$

Sendo  $I_{Voc}$  a corrente de saída considerada no limite da tensão de circuito aberto, e  $I_0$  a corrente de curto circuito de referência ( $I_{ScRef}$ ) corrigida em função da irradiância.

Na primeira parcela da equação surge a inclinação  $\beta$  da curva I-V no limite da sua região de circuito aberto, conforme mostrado na Figura 15. A segunda parcela insere os efeitos da irradiância solar, corrente de saída, a tensão de curto-circuito e fator de idealidade.

Neste trabalho se propõe a estimação por modelo preditivo como uma solução para o cálculo dinâmico de  $R_s$ , conforme será apresentado no próximo capítulo.

#### 2.4.2 Resistência em paralelo

A resistência paralela é uma característica da construção da célula, e surge devido a inserção das impurezas que culminam por fornecer um caminho interno à corrente, o qual aparece paralelamente à fonte de corrente fotovoltaica ( $I_{ph}$ ) no material semiconductor. A resistência paralela pode ser calculada através da equação 9:

$$R_p = - \frac{dV_{Cel}}{dI_{Sc}} \quad (9)$$

Conhecendo-se  $R_s$  e  $R_p$ , pode-se calcular o último parâmetro da equação 2, que é a corrente na resistência paralela ( $I_{sh}$ ), dada por:

$$I_{Sh} = \frac{(V_{cel} + R_S I_{cel}) V_{cel}}{R_P} \quad (10)$$

## 2.5 Equação da corrente de saída de uma célula fotovoltaica

Realizando-se as devidas substituições na equação 2, determina-se a corrente de saída da célula solar ( $I_{cel}$ ), obtendo-se a equação 11:

$$I_{cel} = \left[ \frac{G_{am} I_{sc}}{G_{ref}} + K_0 \left( \left( T_a + \frac{G_{am}(NOCT - 20)}{G_{ref}} \right) - T_{ref} \right) \right] \left[ \frac{I_{sc}}{e^{\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}} - 1}} * \left( \frac{T_a + \frac{G_{am}(NOCT - 20)}{G_{ref}}}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} e^{\frac{-qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_a + \frac{G_{am}(NOCT - 20)}{800(\frac{W}{m^2})}} \right)} \right] * \left[ \frac{q}{nk \left( T_a + \frac{G_{am}(NOCT - 20)}{800(\frac{W}{m^2})} \right)} \left( V_{cel} + \left( -\frac{dV_{cel}}{dI_{voc}} - \frac{1}{\frac{I_{sc} q}{nkT_{ref}} e^{\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}}}} \right) I_{cel} \right) - 1 \right] \left[ \frac{\left( V_{cel} + \left( -\frac{dV_{cel}}{dI_{voc}} - \frac{1}{\frac{I_0 q}{nkT_{ref}} e^{\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}}}} \right) I_{cel} \right) V_{cel}}{-\frac{dV_{cel}}{dI_{sc}}} \right] \quad (11)$$

Para fins de simplificação e melhor compreensão, pode-se expressar a fórmula em função da temperatura e das resistências ( $T_c$ ,  $R_s$  e  $R_p$ ), além disso, definir os valores de referência  $G_{ref}=1000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{ref}= 298 \text{ K}$  conforme apresenta-se na equação 12:

$$I_{cel} = \frac{G_{am} I_{sc}}{G_{ref}} + K_0 (T_c - 298k) - I_{SRef} \left( \frac{T_c}{T_{Ref}} \right)^{\frac{3}{n}} e^{\frac{-qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_c} \right)} * \left[ e^{\frac{q}{nkT_c} (V_{cel} + R_S I_{cel})} - 1 \right] - \frac{(V_{cel} + R_S I_{cel}) V_{cel}}{R_{Sh}} \quad (12)$$

## **2.6 Efeito das resistências série e paralelo na célula fotovoltaica**

As resistências série e paralelo afetam de formas distintas o funcionamento normal da célula fotovoltaica, porém ambas tendem a achatar a curva I-V. Recorrendo-se ao modelo da célula fotovoltaica, apresentado na Figura 14, pode-se observar que a resistência em série afeta a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), mas não a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), pois não haverá corrente através de  $R_s$  quando não houver carga conectada. A resistência em paralelo, apresenta valores mais elevados, influencia apenas  $V_{oc}$  e tende a apresentar menor impacto no rendimento do módulo solar.

Como as variações de  $R_s$  influenciam mais significativamente a eficiência do painel do que as variações de  $R_p$ , a implementação do sistema de estimação de sujidades estará focada inicialmente apenas no levantamento de  $R_s$  resistência em série.

### 3. Estimação de perdas por sujidades em MSF

#### 3.1 Considerações gerais

Este trabalho propõe a estimação de perdas por sujidades através da comparação entre a irradiância solar incidente ( $G_{am}$ ) e a irradiância solar efetivamente aproveitada pelo módulo solar, denominada irradiância solar calculada ( $G_{ac}$ ).

Nesse método, um radiômetro do tipo célula de referência informará ao sistema a irradiância solar disponível, ou seja, a irradiância solar instantânea que chegou ao módulo solar. O sistema por sua vez, com base na corrente e tensão de saída do módulo, calculará a energia luminosa efetivamente convertida em energia elétrica, atingindo as células fotovoltaicas situadas abaixo do vidro frontal do painel solar. Considerando um painel em condições normais de funcionamento, a diferença entre elas será a irradiância perdida na superfície do vidro do painel. Salienta-se, a fim de evitar a inserção de erros na estimação de perdas, o sistema considera a degradação natural dos painéis fotovoltaicos, de acordo com os dados de degradação esperada fornecidos pelo fabricante.

Vale destacar os diferentes tipos de sujidade: poeira, cristais translúcidos, opacos, pó de pneus entre outros, refratam, absorvem ou refletem a luz de formas diferentes, afetando de maneira distinta a eficiência do sistema de geração, o que poderia ser um problema para a quantificação de perdas. Todavia, como algumas abordagens de estimação de perdas por sujidades não toma em consideração a sujidades em si, mas as perdas decorrentes dela, o problema da classificação do tipo de particulado não é relevante neste tipo de abordagem. Dessa forma, a decisão quanto ao momento para realizar a limpeza do painel poderá ser tomada diretamente com base nas perdas provocadas pela sujidade.

Essa abordagem é diferente do cálculo de perdas baseado na energia entregue à rede elétrica, que compara a energia que deveria ter sido injetada na rede elétrica e aquela efetivamente fornecida; método que apresenta como desvantagem a vulnerabilidade às oscilações da rede elétrica, falhas no inversor, mau contato em cabeamentos e demais problemas de ordem elétrica.

Para a estimação de perdas através do modelo para a irradiância, as variações da carga conectada no painel, ou seja, variações na carga vista pelo painel, não afetarão o

processo de estimação, pois o sistema calcula a irradiância com base na tensão e corrente de saída, não sendo necessário a injeção de potência em seu valor máximo (MPP).

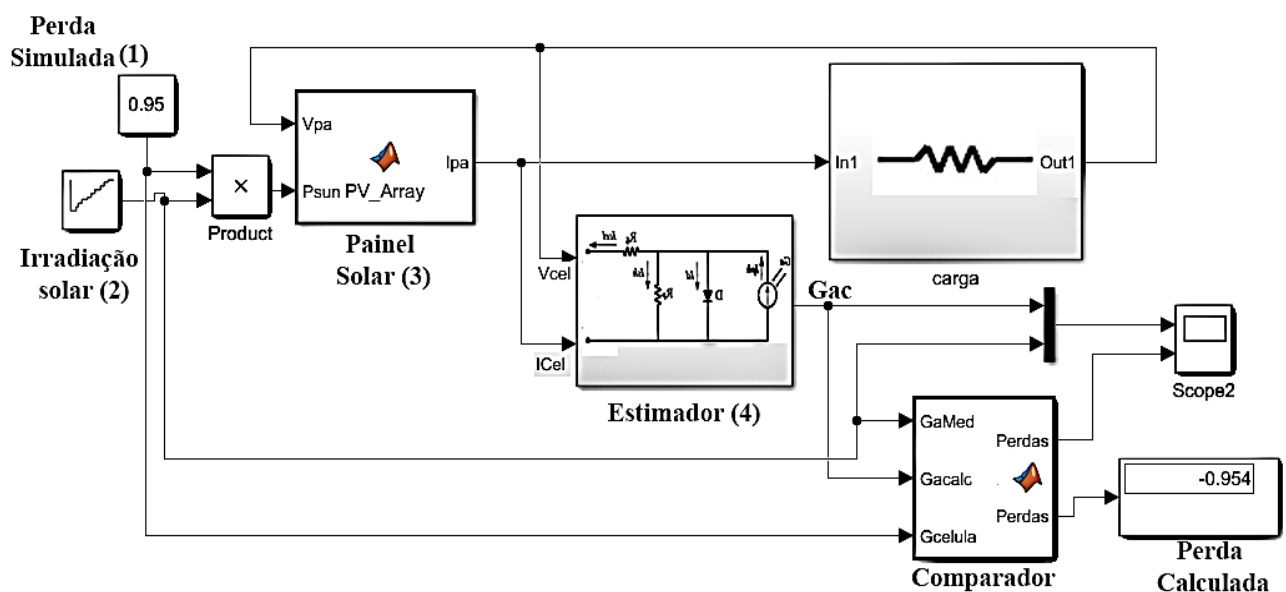
### 3.2 Modelo para a estimação de irradiância

O sistema de estimação de perdas por modelo matemático baseia-se no modelo da célula fotovoltaica proposto na equação 11, no qual o painel solar recebe energia luminosa e entrega energia elétrica, apresentando internamente uma perda, tomada apenas como um resistor. Reorganizando-se os termos na equação 11 em função de  $G_a$ , denominado irradiância calculada ( $G_{ac}$ ), obtém-se um modelo de sistema oposto ao painel solar, definindo a irradiância em termos da tensão e corrente de saída, além da temperatura e resistências internas da célula fotovoltaica, conforme a equação 13.

$$G_{ac} = \frac{G_{a_{ref}}}{I_{sc}} * \left\{ I_{cel} - K_0(T_c - 298k) + I_{SRef} \left( \frac{T_c}{T_{Ref}} \right)^{\frac{3}{n}} e^{-\frac{qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_c} \right)} * \left[ e^{\frac{q}{nkT_c}(V_{cel} + R_S I_{cel})} - 1 \right] + \frac{(V_{cel} + R_S I_{cel})V_{cel}}{R_{sh}} \right\} \quad (13)$$

O diagrama de blocos da Figura 16 apresenta o modelo construído no *Simulink*, no qual o bloco “Estimador” implementa a equação 13.

Figura 16- Diagrama do estimador de perdas



Sendo em:

- 1- O bloco 1, *perda simuladas*, simula as perdas por sujidade na superfície do painel, ou outro tipo de obstrução ou sombra que possa interferir no rendimento do módulo.
- 2- O bloco *irradiância* representa a irradiância solar incidente sobre o painel fotovoltaico.
- 3- O bloco 3, modelo do painel, é responsável por simular o comportamento do painel, fornecendo em sua saída a corrente resultante da irradiância, da temperatura ambiente e da carga conectada.
- 4- O bloco 4, estimador, toma a corrente e tensão na saída do bloco 3, bem como a temperatura ambiente, e calcula a irradiância solar que provoca aquela potência de saída apresentada pelo modelo do painel.
- 5- O comparador de perdas relaciona a irradiância calculada pelo bloco 4 com a irradiância solar lida por um radiômetro (que no sistema é uma constante  $1000\text{W/m}^2$ ), calculando a perda de energia ocorrida (*perda\_calculada*). Além disso, esse bloco compara, para fins de verificação da funcionalidade do sistema, a “*perda\_calculada*” com a perda real inserida pelo bloco 2, enviando ambos os sinais para o osciloscópio.

### 3.2.1 Descrição do funcionamento do estimador de perdas

Na Figura 16 a irradiância determinada no bloco Irradiância (2) é multiplicada pela perda (que representa uma sujidade percentual) inserida no bloco Perda Simulada (1), originando um sinal correspondente a um painel solar com diferentes níveis de sujidades. Esse sinal, juntamente com a temperatura medida no painel, é enviado para o bloco Painel Solar (3) que fornece na saída uma corrente correspondente ao cenário determinado pela irradiância e temperatura.

A corrente de saída do painel é aplicada a uma fonte de tensão controlada por corrente que simula a queda de tensão sobre a carga quando por ela circular a corrente do painel. A tensão sobre a carga é aferida por um voltímetro e enviada como realimentação ao bloco 3.

O bloco Estimador da Figura 19 calcula as perdas através do modelo matemático, fornecendo na saída o módulo da irradiância que provocou a tensão e corrente do painel solar (bloco Painel Solar (3) da Figura 19). Essa irradiância ( $G_{ac}$ ) é comparada com a irradiância solar lida por um radiômetro (no modelo representada por uma constante



1000W/m<sup>2</sup>), gerando um sinal equivalente às perdas apresentadas pelo painel solar. Esse sinal é enviado para osciloscópio onde é apresentado juntamente com as perdas reais inseridas pelo bloco irradiância (2) representando as sujidades na superfície do painel fotovoltaico.

Resumidamente, o modelo calcula a irradiância que efetivamente atingiu a célula fotovoltaica sob o vidro frontal do módulo e compara com a irradiância solar aferida por instrumentação. A diferença entre estas representa as perdas por sujidade na superfície do vidro do painel solar, tendo-se como consequência a equação 14:

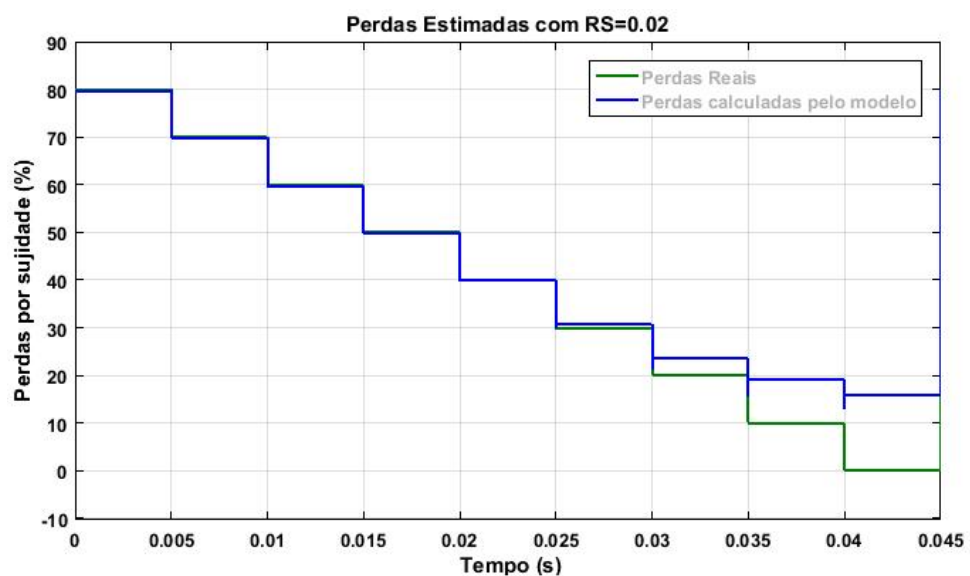
$$\text{Perdas (\%)} = (G_{am} - G_{ac})/G_{am} \quad (14)$$

Sendo as perdas representadas pela irradiância solar não aproveitada, ou seja, não atingiu as células fotovoltaicas internas do painel (em %);

### 3.2.2 Simulações com um estimador baseado no modelo matemático

Para demonstrar o funcionamento do modelo matemático, foi realizada a simulação com o sistema matemático puro, sem a correção de parâmetros do modelo através de MPC. Considerou-se uma irradiância de 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de T=25°C, uma resistência em série de valor fixo e igual a o R<sub>S</sub>= 0,02 Ω e R<sub>P</sub>= 20 Ω.

Figura 17- Perdas calculada e real com R<sub>S</sub>=0.02



Na Figura 17 são apresentados os resultados da simulação. Os gráficos de perdas calculadas (azul) e perdas simuladas (verde), que foram idênticos para valores acima de 30%, sobrepondo-se. Todavia, para os níveis normais de perdas de um painel solar real, na faixa de 0 a 20%, o estimador apresentou um erro, exibindo uma diferença inexistente entre os valores calculados e reais.

Esta diferença acontece porque o sistema não possui dispositivos de correção para as variações dos valores das resistências internas do painel simulado. Essa falha é especialmente grave, pois o erro apresentado está situado justamente na região normal de operação dos módulos fotovoltaicos. Como em uma unidade de geração em funcionamento os valores das resistências série e paralela são de difícil obtenção, torna-se necessário a implementação de métodos para a estimação dinâmica dessas resistências; sendo que, neste trabalho, propõe-se realizar essa estimação através da utilização de Modelos Preditivos. Este modelo foi proposto por ser robusto e emergente no cenário de pesquisa e desenvolvimento, favorecendo a contribuição científica e tecnológica.

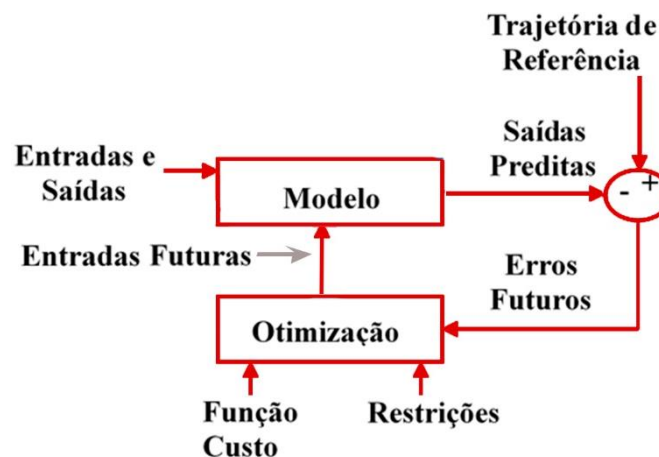
### 3.3 Controle preditivo

Controle Preditivo é nome dado a um conjunto de técnicas de controle baseadas no conceito de previsão, através da minimização de uma determinada função objetivo, para obtenção do sinal de controle. [21]

Os modelos baseados em controle preditivo têm desempenho atrativo para aplicações em diversas áreas da indústria, pois, favorecem a inserção de faixa de restrições nos parâmetros a serem controlados e proporcionam resultados robustos para sistemas não lineares.

Na Figura 18 descreve-se de forma genérica o modelo baseado no controle preditivo.

Figura 18- Modelo de controle preditivo (MPC)



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 previsão são estimadas a cada instante de tempo (t).

A previsão do estado e da saída são baseadas em dois parâmetros para projetar o Controlador Preditivo: horizonte de controle ( $N_c$ ) e horizonte de previsão ( $N_p$ ).

O horizonte de controle é o número de parâmetros necessário 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  $N_p$  número de amostras. Assim, o horizonte de previsão define o tamanho da janela de otimização da função custo. Através do horizonte de previsão determina-se

quantos intervalos de tempo futuros se pretende prever, a fim de estimar a atuação necessária da variável manipulada.

### 3.3.1 Obtenção do modelo preditivo

Seguindo o modelo apresentado em [23], o Modelo Preditivo é baseado na modelagem das plantas através do espaço de estado apresentada na equação 15.

$$\begin{aligned}x_m(t) &= A_m x_m(t) + B_m \Delta u(t) \\ y(t) &= C_m x_m(t)\end{aligned}\quad (15)$$

Considerando um sistema de única entrada e única saída, a forma discreta em espaço de estados pode ser descrita como mostrado na equação 16:

$$\begin{aligned}x_m(k+1) &= A_m x_m(k) + B_m u(k) \\ y(k) &= C_m x_m(k)\end{aligned}\quad (16)$$

Subtraindo-se “ $k-1$ ” de todos os termos da equação de estados da equação 16, tem-se:

$$x_m(k+1) - x_m(k) = A_m (x_m(k) - x_m(k-1)) + B_m (u(k) - u(k-1))$$

Portanto, considerando o recuo nas variáveis  $x_m(k)$  e  $u(k)$ , a equação do espaço de estados toma a forma da equação 17:

$$\Delta x_m(k+1) = A_m \Delta x_m(k) + B_m \Delta u(k)\quad (17)$$

Tendo  $\Delta u(k)$  como entrada para o modelo de espaço de estados, pode-se conectar a matriz de estados  $\Delta x_m(k)$  à matriz de saída  $y(k)$ , para tanto, definindo-se um novo vetor de estados descrito como:

$$x(k) = [\Delta x_m(k)^T y(k)]^T$$

Sendo  $T$  representa a transposição da matriz.

Reorganizando-se os termos, obtém-se a equação 18, que descreve a saída conectada a matriz de estados  $\Delta x_m(k)$ :

$$y(k+1) - y(k) = C_m A_m \Delta x_m(k) + C_m B_m \Delta u(k)\quad (18)$$

Unindo-se as equações 17 e 18, obtêm-se o modelo de espaço de estados mostrado nas equações 19 e 20; sendo que, para o instante  $k+1$ , a primeira realiza a predição dos estados e a segunda a predição da saída  $y(k+1)$ .

$$\overbrace{\begin{bmatrix} \Delta x_m(k+1) \\ y_m(k+1) \end{bmatrix}}^{x(k+1)} = \overbrace{\begin{bmatrix} A_m & 0_m^T \\ C_m A_m & 1 \end{bmatrix}}^A \overbrace{\begin{bmatrix} \Delta x_m(k) \\ y(k) \end{bmatrix}}^{x(k)} + \overbrace{\begin{bmatrix} B_m \\ C_m B_m \end{bmatrix}}^B \Delta u(k)\quad (19)$$

$$y(k) = \overbrace{\begin{bmatrix} 0_m & 1 \end{bmatrix}}^C \begin{bmatrix} \Delta x_m(k) \\ y(k) \end{bmatrix}\quad (20)$$

O conjunto de matrizes A, B e C é chamado de modelo aumentado e  $0_m$  é um vetor de zeros que possui as mesmas dimensões de  $A_m$ .

Conforme apresentado em [24], através do modelo em espaço de estados (A, B, C), as variáveis de estado futuras são calculadas sequencialmente usando o conjunto de parâmetros de controle futuros, devendo-se repetir o processo de avançar o tempo em  $k+1$  até chegar ao limite do instante futuro que se deseja prever, denominado  $N_p$ , que define o horizonte de predição. A trajetória de controle futuro, por sua vez, considerando-se  $k_i$  o instante da amostragem, é denotada por:

$$\Delta u(k_i), \Delta u(k_i + 1), \dots, \Delta u(k_i + N_c - 1)$$

Sendo o horizonte de controle ( $N_c$ ) determina o número de parâmetros usados para capturar a trajetória de controle futuro. As equações 21 e 22 mostram os vetores da saída e do controle dependentes de  $N_p$  e  $N_c$  no tempo  $k_i$ , sendo  $Y$  a dimensão de  $N_p$  e  $\Delta U$  a dimensão de  $N_c$ .

$$Y = [y(k_i + 1|k_i) \quad y(k_i + 2|k_i) \quad y(k_i + 3|k_i) \quad \dots \quad y(k_i + N_p|k_i)]^T \quad (21)$$

$$\Delta U = [\Delta U(k_i) \quad \Delta U(k_i + 1) \quad \Delta U(k_i + 2) \quad \dots \quad \Delta U(k_i + N_c - 1)]^T \quad (22)$$

A equação 23 apresenta a saída para predições n-passos à frente.

$$Y = Fx(k_i) + \varphi \Delta U \quad (23)$$

Sendo as matrizes F e  $\varphi$  obtidas pelas equações 24 e 25:

$$F = \begin{bmatrix} CA \\ CA^2 \\ CA^3 \\ \vdots \\ CA^{N_p} \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$\varphi = \begin{bmatrix} CB & 0 & 0 & \dots & 0 \\ CAB & CB & 0 & \dots & 0 \\ CA^2B & CAB & CB & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ CA^{N_p-1}B & CA^{N_p-2}B & CA^{N_p-3}B & \dots & CA^{N_p-N_c}B \end{bmatrix} \quad (25)$$

### 3.3.2 Simulações de MPC através do MATLAB

O software MATLAB disponibiliza uma biblioteca para simulação de Controle Preditivo, "MPC – Model Predictive Control Toolbox". Esta biblioteca 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. Assim, conhecendo-se a planta discreta e os parâmetros desejados do MPC, pode-se criar um objeto de modelo de controle preditivo no *Toobox* do *Matlab*.

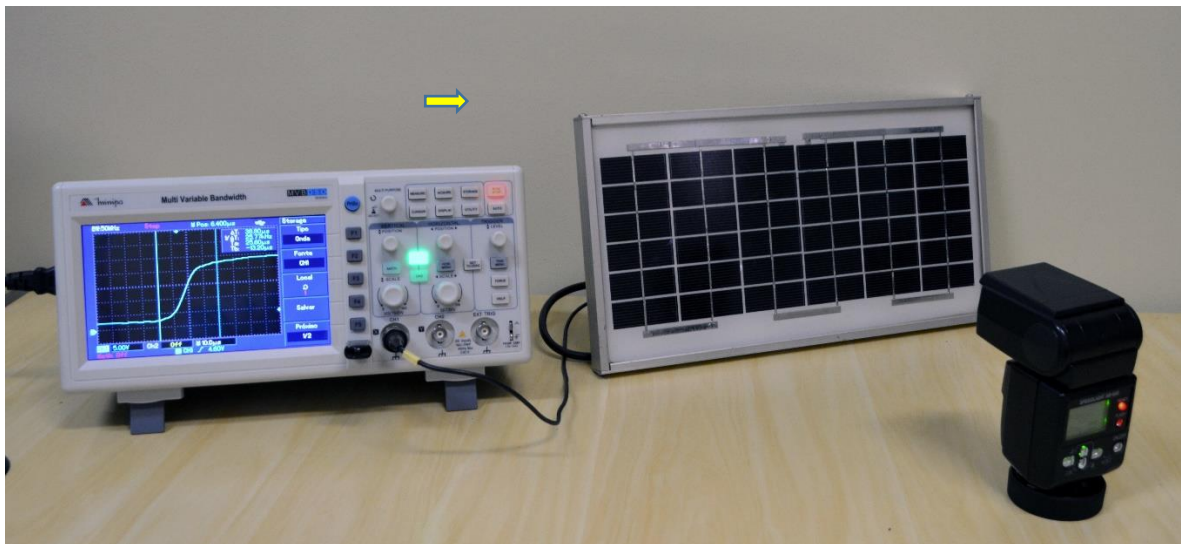
Os passos para a criação do objeto de controlador preditivo no Toolbox do MATLAB encontram-se descritos no Apêndice A.

### 3.3.3 Obtenção da resposta ao degrau e do espaço de estados de uma célula solar fotovoltaica

Embora a planta discreta de um sistema possa ser calculada através da sua equação característica, neste trabalho optou-se pela obtenção da planta discreta da célula fotovoltaica através da resposta ao degrau da mesma, isso devido à dificuldade em se transformar a equação (8) para o modelo em espaço de estados.

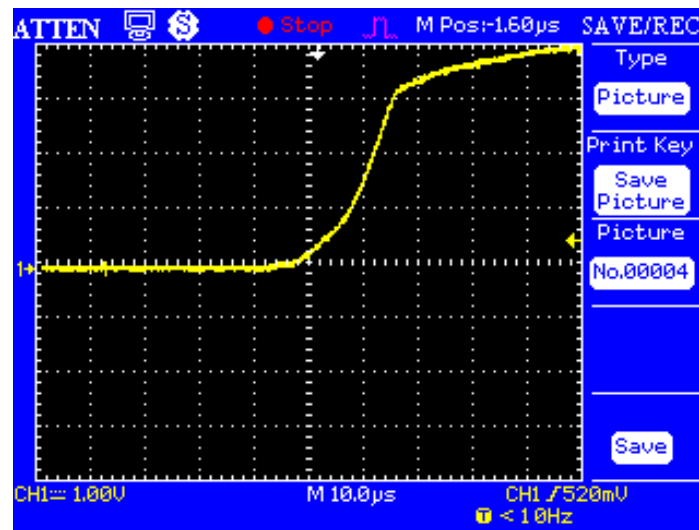
Para a obtenção da resposta ao degrau, foi utilizado um osciloscópio digital conectado a uma célula solar, usando um resistor de  $0.1 \Omega$  como carga (razão entre a tensão e corrente de potência máximo da célula). Para a geração do pulso luminoso foi empregado um flash da marca Nikon, modelo “*Speedlight SB-800*”. Na Figura 19 apresenta-se o esquema utilizado para a obtenção da resposta ao degrau.

Figura 19- Esquema para obtenção da resposta ao degrau luminoso



Na Figura 20 mostra-se a resposta ao degrau (luminoso) obtida da célula fotovoltaica com base no experimento apresentado na Figura 19.

Figura 20- Resposta ao degrau luminoso pela célula fotovoltaica



Por se tratar de um sistema de primeira ordem, tem-se a função de transferência apresentada na equação 26,

$$G(s) = \frac{K}{\tau s + 1} \quad (26)$$

sendo  $K$  o ganho da planta e  $\tau$  a constante de tempo do sistema. Para estes sistemas, definidos pela equação 27 e equação 28 respectivamente.

$$K = \frac{\Delta S}{\Delta E} \quad (27)$$

$$\tau = \frac{T_e}{4} \quad (28)$$

sendo  $\Delta E$  a variação da entrada e  $\Delta S$  a variação da saída (equação 30).

Observando-se a resposta ilustrada anteriormente, tem-se a equação 29:

$$T_e = 16 \times 10^{-6} = 4\tau \Rightarrow \tau = 4 \times 10^{-6} \quad (29)$$

$$\Delta E = 1 - 0 = 1, \Delta S = 3 - 0 = 3 \Rightarrow K = 3 \quad (30)$$

Deste modo, a função de transferência é dada pela equação 31,

$$G(s) = \frac{3}{4 * 10^{-6}S + 1} \quad (31)$$

Obtendo a função de transferência da célula fotovoltaica e, adotando-se uma amostragem  $T_s = 0.4 \mu s$ , considera suficiente para a frequência do sinal determinado pela função de transferência, utilizou-se o *software* Matlab para encontrar a forma discretizada

deste sistema. O *script* usado para definir o modelo discreto em espaço de estados encontra-se no Apêndice B.

Como resultado, foram obtidas as equações 32 e 33, que representam o modelo em espaço de estados discreto de um painel fotovoltaico.

$$x(k + 1) = 0,9048x(k) + 3,807 \times 10^{-7}u(k) \quad (32)$$

$$y(k) = 7,5 \times 105x(k) \quad (33)$$

Esse modelo foi utilizado para criar o objeto MPC no *MATLAB*, o qual possui uma biblioteca para simulação de modelos de Controle Preditivo, “MPC – *Model Predictive Control Toolbox*”. Esta biblioteca permite especificar o horizonte de predição, estabelecer restrições e/ou trabalhar com distúrbios, sendo possível ajustar o comportamento do controlador, variando os pesos e restrições estabelecidas em tempo de execução.

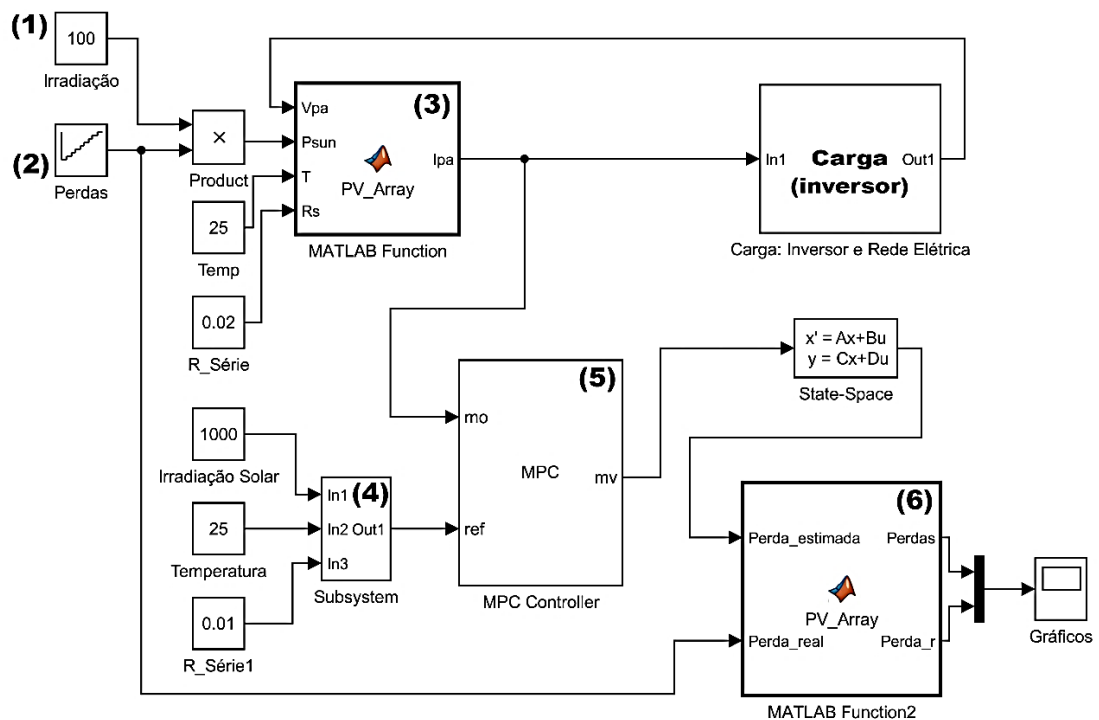
#### 3.3.4 Configuração do bloco MPC para estimação de sujidade

Com base no modelo em espaço de estados obtido e utilizando as ferramentas para MPC do Matlab, foi projetada uma representação do modelo preditivo da célula fotovoltaica (*mpc\_sun*), a qual é destinado a estimar o valor futuro da corrente de saída da célula solar. A configuração do MPC foi realizada parte no prompt do Matlab e parte no Simulink. O processo se encontra de forma detalhada no Apêndice C.

No diagrama de blocos apresentado na Figura 21 mostra-se a modelagem de um painel solar, associado aos sensores de irradiância e temperatura, além da configuração do Modelo Preditivo desenvolvido no Matlab/Simulink.



Figura 21- Modelo Preditivo implementado no projeto



Descrição dos blocos apresentados na Figura 21:

1. O bloco irradiância representa a irradiância solar incidente sobre o painel fotovoltaico.
2. O bloco perdas simula as perdas por sujidade na superfície do painel, ou outro tipo de anomalia que possa interferir no rendimento do módulo. Este bloco gera um vetor que simula perdas na faixa de 80% até 0%.
3. O bloco 3, Modelo do painel, é responsável por simular o comportamento do painel, fornecendo em sua saída a corrente resultante da irradiância e temperatura ambiente.
4. O bloco 4 possui a finalidade de fornecer a corrente de referência para o módulo MPC (controlador preditivo). Essa corrente é baseada no painel sob condições ideais de temperatura e irradiância, levando-se em consideração as configurações estabelecidas no bloco 3.
5. O controlador MPC, juntamente com o bloco “Espaço de Estados”, é o modelo em espaço de estados do sistema, são responsáveis por realizar a estimação das perdas, fornecendo em sua saída um sinal correspondente a energia não aproveitada pelo painel solar, levando-se em consideração determinada intensidade de irradiância solar.

6. O bloco 6 envia para o *scope* (osciloscópio) as formas de onda relativas as perdas inseridas pelo bloco 2, e as perdas estimadas pelo MPC, no bloco 5.

### 3.3.5 Funcionamento do sistema

Um pouco diferente da simulação com o modelo matemático, neste caso a irradiância determinada no bloco 1 da Figura 21, fixa e igual a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , é multiplicada pela perda (representa uma sujidade percentual, variando de 0 a 80%) inserida no bloco 2 da Figura 21, originando um sinal correspondente a um painel solar com diferentes níveis de sujidades. Esse sinal, juntamente com a temperatura medida no painel, é enviado para o bloco 3 (Figura 21), que fornece em sua saída uma corrente correspondente ao cenário determinado pela irradiância e temperatura.

A corrente de saída do painel é aplicada a uma fonte de tensão controlada por corrente, que simula a queda de tensão sobre a carga quando por ela circular a corrente do painel. A tensão sobre a carga é aferida por um voltímetro e enviada como realimentação ao bloco 3 (Figura 21).

O bloco do controlador MPC (bloco 5 da Figura 21) recebe o sinal de saída medido atual ( $m_o$ ), que representa a corrente de saída do painel solar, além do sinal de referência ( $ref$ ), que é a referência para um painel limpo. O bloco MPC calcula então a variável manipulada ( $m_v$ ) e esta é enviada ao modelo em espaço de estados, cuja saída representará as perdas do painel solar por sujidade ou oclusão.

Embora a referência do bloco 6 da Figura 21 seja retirada diretamente da constante “sujidade”, representada pelo bloco 1 (Figura 21), o modelo preditivo leva em consideração a resposta do painel aos diferentes níveis de irradiância e temperatura, tendo como referência a potência que o painel deveria produzir se estivesse limpo. Dessa forma, o osciloscópio mostra simultaneamente as perdas esperadas e reais, permitindo avaliar a operacionalidade do MPC.

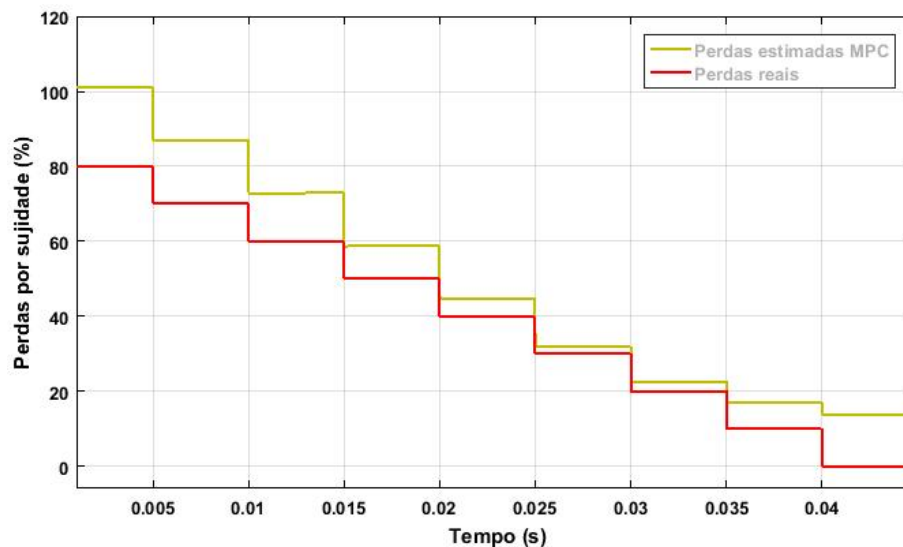
### 3.3.6 Simulações com o MPC

Na Figura 22 mostra-se o resultado de uma simulação realizada através do estimador baseado em MPC. Nessa simulação foi utilizada uma resistência de valor  $R_s=20\text{ mOhm}$ , irradiância de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  e temperatura ambiente de  $T=25^\circ\text{C}$ . Também foi considerado um painel com as seguintes especificações:

Potência=  $275\text{Wp}$ ;

$V_{oc} = 37.7$ ;  
 $I_{sc} = 9.38$ ;  
 $N_s = 60$ ;  
 $\text{Alpha} = 0.06\%/^{\circ}\text{C}$  (Coeficiente de temperatura de  $I_{sc}$ );  
 $\text{Beta} = -0.31/100$ ; (Coeficiente de temperatura de  $V_{oc}$ );  
 $\text{NOCT} = 45^{\circ}\text{C}$ .

Figura 22- Sistema com estimação por MPC, usando  $R_s=0.02$



Observa-se que ao usar  $R_s=20\text{m}\Omega$ , o valor estimado apresentou um valor próximo ao valor real da simulação quando a perda foi de 30%, ou seja, quando a irradiância foi de  $700\text{W}/\text{m}^2$ . Dessa forma, substituindo-se sucessivamente os valores de  $R_s$  para cada nível de irradiância, é possível modelar o comportamento de  $R_s$  da célula solar, determinando qual o valor da resistência que leva os gráficos de perdas estimadas e reais a coincidirem em cada percentual de perda, conforme a tabela 1:

Tabela 1- Relação Irradiância/ $R_s$

Irradiância ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	$R_s$ (mOhm)
200	120
250	110
300	95
350	78
400	52
450	38

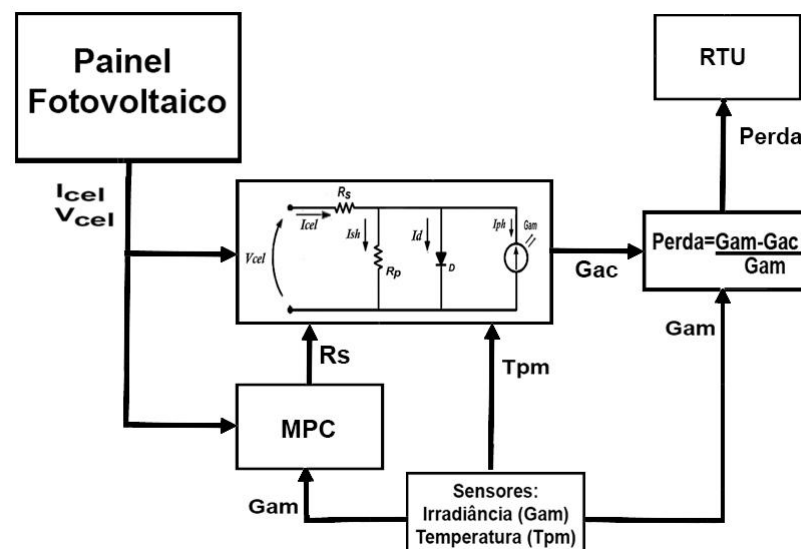
500	29
550	22
600	18
650	16
700	14
750	12
800	7
850	4
900	5
950	3
1000	2,5

Os valores apresentados na segunda coluna da tabela representam a parcela de primeira ordem na equação diferencial proposta na equação (8), considerando a operação no ponto de máxima potência (MPP) e  $T=25^{\circ}$  para os diversos níveis de irradiância.

#### 4. TESTES DO ESTIMADOR

O estimador de sujidades desenvolvido baseia-se no modelo matemático da célula solar para o cálculo de  $G_{ac}$ , bem como no modelo preditivo para a estimação de uma aproximação para os valores de  $R_s$ . Na Figura 23 é apresentado o diagrama do estimador.

Figura 23- Diagrama do estimador de sujidades



##### 4.1 A UFV-UFMS

Para a realização de testes do sistema desenvolvido, foi utilizada a unidade de geração fotovoltaica da UFMS, mostrada na Figura 24, que é composta de 38 módulos solares de 275 Wp, organizados em duas *strings* de 19 painéis ligados em série, sendo os dois conjuntos conectados em paralelo através de uma *stringbox*, formando um *array* com uma potência de 10,45kWp.

Figura 24- UFV-UFMS



Considerando uma temperatura ambiente de 25°C e irradiância solar de 1000W/m<sup>2</sup>, o *array*, de acordo com a folha de dados dos painéis, deve fornecer ao inversor uma tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) de aproximadamente 722 V, e uma corrente de curto circuito de 19 A (que serão os valores empregados pelo sistema de estimação de sujidades).

A energia gerada pelos painéis é fornecida à 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 painéis, tensão do *array*, corrente fornecida pelos painéis (fornece apenas a soma das correntes encontradas nas entradas MPPT). Embora o equipamento disponha de duas entradas de MPPT, apenas uma delas foi conectada à planta de geração, tendo sido a outra deixada em situação flutuante, ou seja, não usada e não aterrada.

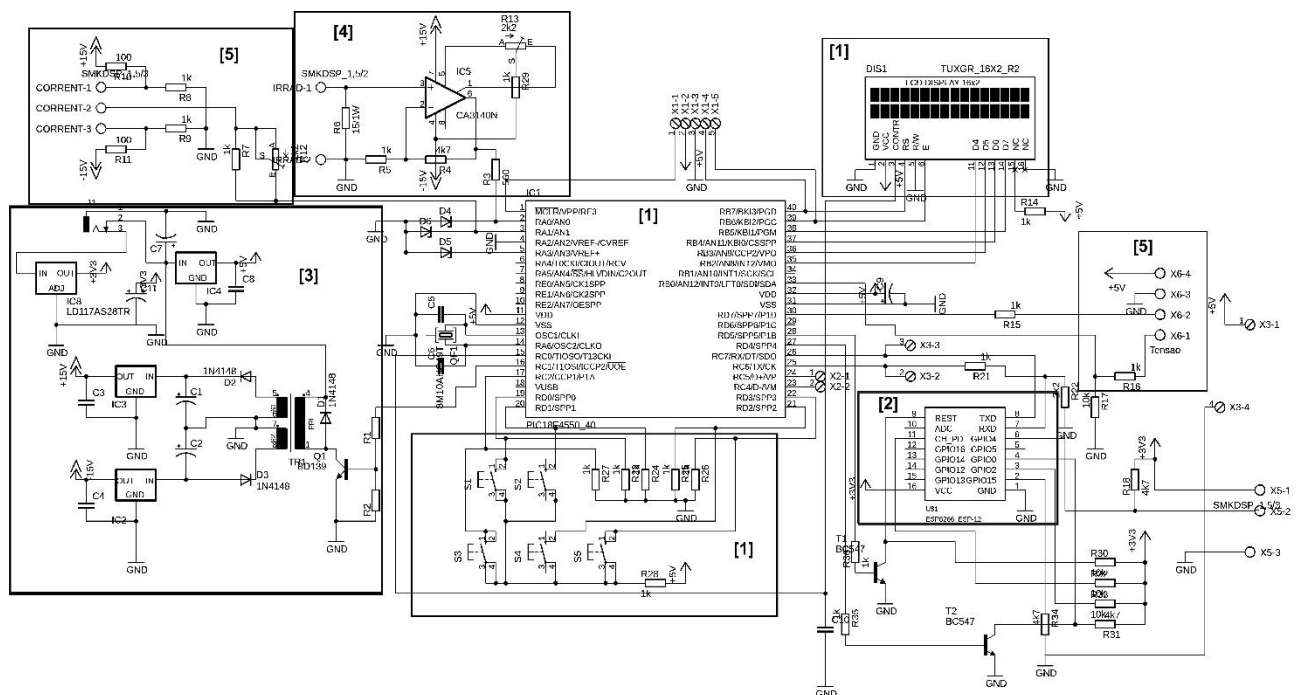
O inversor está equipado ainda com um *datalogger* da marca Fronius, modelo “Fronius IG Sensor Card/Box”, o qual permite integrar os sensores para a medição da irradiância e temperatura dos módulos fotovoltaicos ao sistema de monitoramento do próprio inversor.

Portanto, para a obtenção da irradiância solar e temperatura dos painéis, foram utilizados os dados fornecidos pelo *datalogger* do inversor.

## 4.2 Protótipo desenvolvido

O protótipo desenvolvido foi denominado “Plataforma de Estimação de Perdas versão 1.0 (PeP 1.0)”, e o diagrama eletrônico é mostrado na Figura 25. O PeP 1.0 foi fisicamente dimensionado visando a instalação na unidade de geração fotovoltaica da UFMS (UFV-UFMS), com tamanho 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.

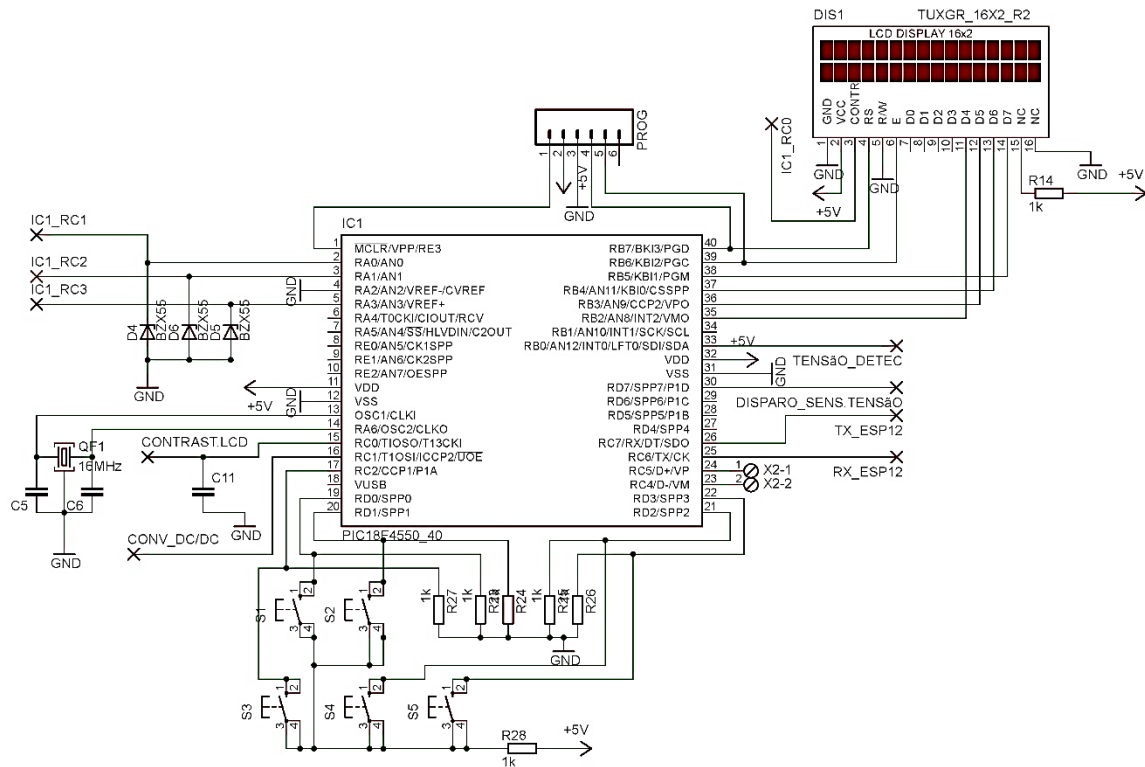
Figura 25- Esquema eletrônico do protótipo



Para melhor compreensão do funcionamento, o circuito apresentado pode ser subdividido em 5 blocos principais.

O bloco 1, mostrado na Figura 26, é composto por um DSPic 30F4013 da *Microchip*, responsável por realizar as leituras de tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos, além da irradiância solar e temperatura dos painéis utilizando conversores A/D de 12 bits. Além disso, cabe a este microcontrolador executar os cálculos do modelo preditivo, realizando as estimações de perdas por sujidades, por sombreamento ou por anomalias elétricas, tais como falha de injeção de energia ou saturação do inversor, informando-as ao segundo microcontrolador

Figura 26- Boco 1: DSPic e interface de usuário

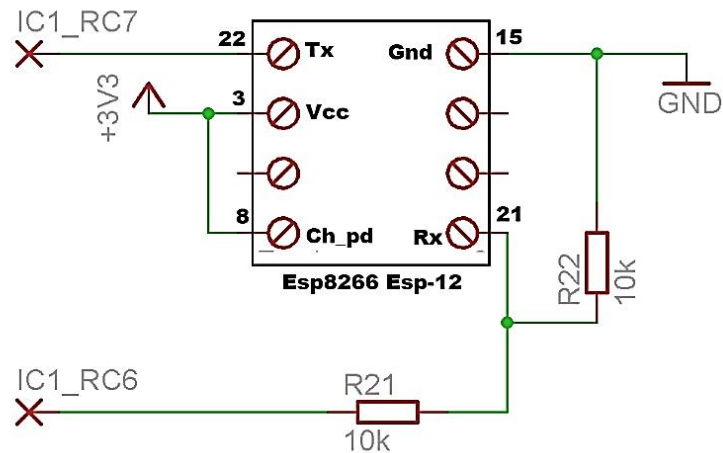


No mesmo bloco, encontram-se também as interfaces de programação e de usuário. A interface de programação é composta por um conector de 6 pinos (PROG) e tem a finalidade de permitir o *upgrade* de *firmware* do DSPIC. A interface de usuário compreende um display de LCD 16x2 e um teclado de 5 teclas (menu, subir, descer, direita e esquerda), através dos quais pode-se realizar as configurações do acesso à rede *WiFi*, selecionar a origem dos dados de entrada (instrumentação interna ou leituras do inversor) e acionar o modo de programação do segundo microcontrolador (ESP-12).

O bloco 2, mostrado na Figura 27, tem como base um microcontrolador ESP 8266 -ESP12, da *Espressif*. O ESP-12 possui suporte a comunicação com a rede sem fio, sendo-lhe atribuída a função de comunicar-se com a rede de dados a fim de receber as informações provenientes dos inversores e transmitir à RTU as informações de perdas por sujeidade calculadas.



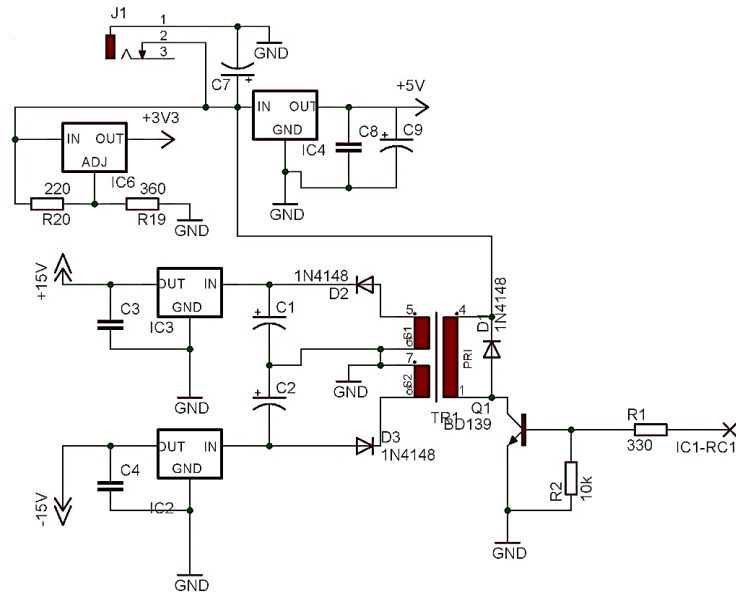
Figura 27- Bloco 2: Interface de rede com o ESP 12



O ESP-12 se comunica com o DSPic do bloco 1 através de sua interface serial, tendo sido necessário para isso a inserção de um divisor resistivo (R21 e R22) na linha de recepção (Rx) do ESP-12, pois este trabalha com 3.3V, enquanto o microcontrolador da Microchip funciona com 5V. Como a comunicação entre os microcontroladores é bilateral, o protótipo pode operar com as grandezas aferidas localmente no bloco 1, ou receber os dados diretamente do inversor através da interface de rede.

Na Figura 28 é mostrado o bloco 3, no qual composto por um conversor *DC-DC* do tipo *flyback* e quatro reguladores lineares de tensão, que fornecem: +15V, -15V, +5V e +3.3V. Sua função é fornecer as tensões simétricas +15V e -15V destinadas a alimentar o transformador de corrente (TC) do amperímetro e alimentar o amplificador operacional (AOP) do radiômetro.

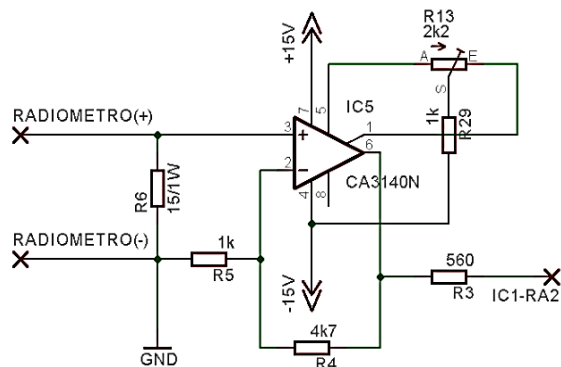
Figura 28- Conversor DC/DC e regulador linear de tensão



No bloco 3 são produzidas ainda as tensões de alimentação dos microcontroladores, sendo +5V para o DSPic e +3.3v para ESP-12.

O bloco 4, mostrado na Figura 29, tem como finalidade acoplar radiômetro (sendo utilizado um radiômetro tipo célula de referência) ao canal AN0 do conversor analógico-digital (ADC) do DSPic. Esse circuito é necessário pois a célula usada possui uma faixa tensão de operação de 0 a 300mV, enquanto o ADC do microcontrolador possui uma faixa de 0 a 5V; portanto, o AOP, polarizado na configuração amplificador não inversor, aplica um ganho (ajustável) de até 10 vezes à tensão da célula de referência, possibilitando melhor aproveitamento da resolução de leitura analógica do microcontrolador.

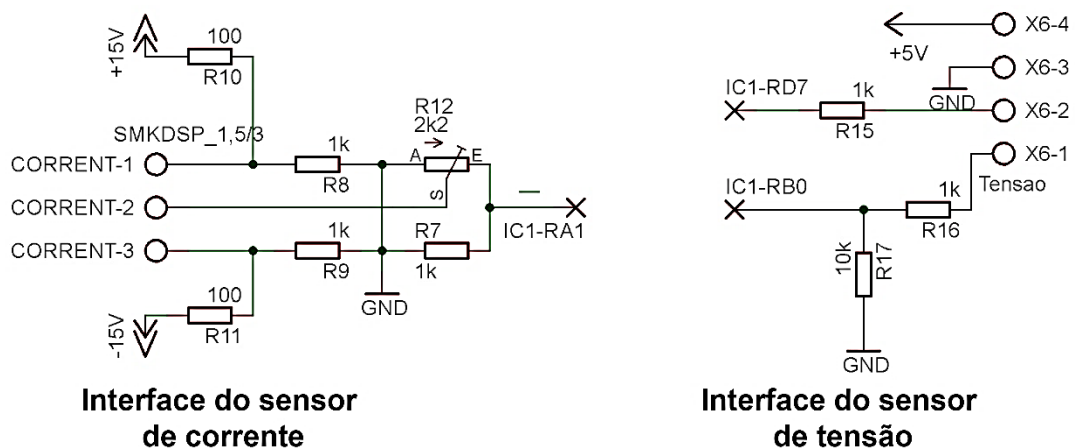
Figura 29- Interface do radiômetro



O bloco 5, mostrado na Figura 30, é compreendido pelas interfaces dos sensores de corrente e de tensão. A interface do sensor de corrente é composta por um divisor resistivo, o qual atenua a tensão fornecida pelo sensor, para que não ultrapasse os 5V máximos suportados pelo canal ADC do DSPic. O sensor utilizado apresenta sua saída como fonte de corrente, enquanto o conversor analógico-digital do microcontrolador (ADC) realiza apenas leituras de tensão. Portanto, foi inserido um divisor resistivo (R12 e R7) no circuito, que responsável por apresentar ao canal ADC do DSPic (porta RA1) uma queda de tensão proporcional à corrente fornecida pelo sensor de corrente.

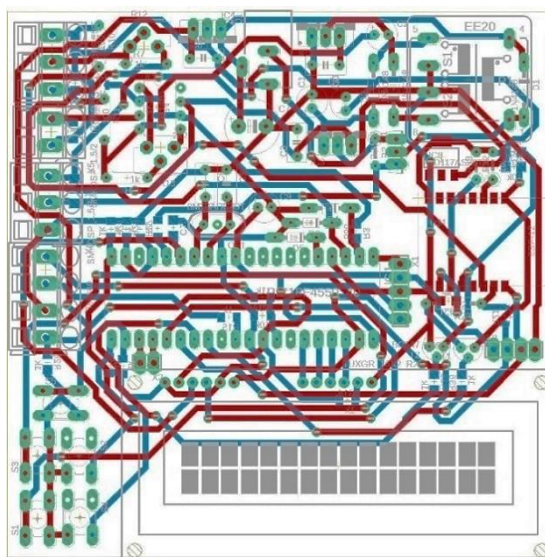
A interface de tensão, por sua vez, envia o pulso de ativação oriundo da porta RD7 do DSPic e recebe o sinal de leitura, que é enviado para o sensor de borda existente na porta RB0 do mesmo microcontrolador.

Figura 30- Interface dos sensores de corrente e de tensão



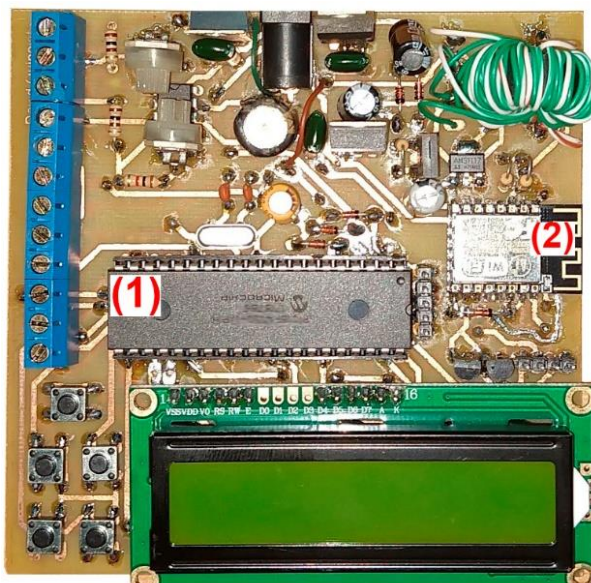
Na Figura 31 é apresentado o *layout* da placa de circuito impresso do protótipo.

Figura 31- Layout da placa de circuito impresso do protótipo



Conforme se pode observar a Figura 31, o circuito foi implementado utilizando placa *dual layer* (de fibra de vidro) e, em parte, componentes eletrônicos de montagem em superfície (SMD). Isso foi necessário para manter as dimensões do equipamento compatíveis com o espaço normalmente disponível na *string box* de unidades de geração fotovoltaicas.

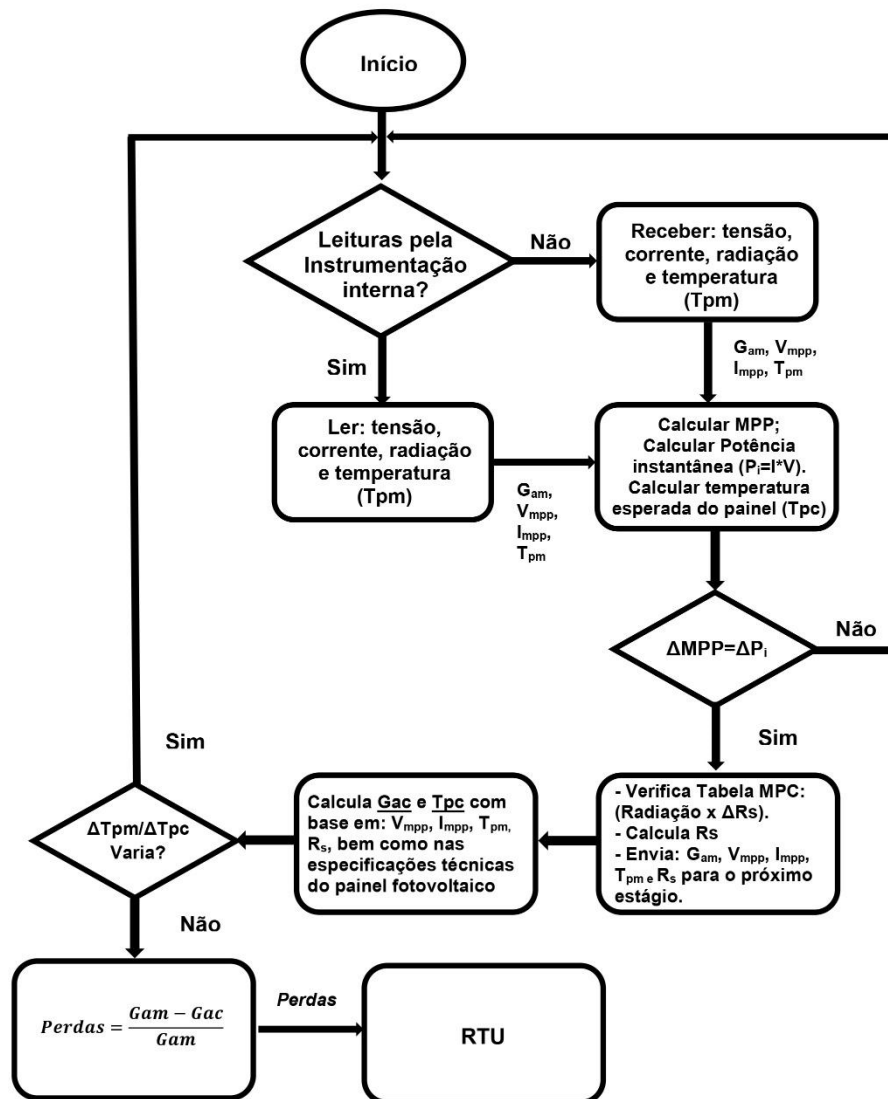
Na Figura 32 mostra-se a placa de circuito impresso (PCI) implementada, já com todos os componentes soldados.

*Figura 32- Protótipo da Plataforma de Estimação de Perdas versão 1.0 (PeP 1.0)*

### 4.3 Descrição do funcionamento do protótipo

O fluxograma mostrado na Figura 33 apresenta de forma global o funcionamento da plataforma de estimação de sujidades.

Figura 33- Fluxograma do funcionamento da PeP 1.0



Inicialmente, o sistema de estimação de sujidades verifica qual fonte de dados deve ser utilizada, ou seja, a instrumentação interna do protótipo ou os dados fornecidos pelo *data logger* do inversor, executando a ação configurada. Em seguida, são calculadas a potência máxima para as condições ambientais lidas, a potência instantânea, determinada pelo produto da tensão e corrente de saída dos painéis solares, e a temperatura esperada do painel nas condições de potência de saída e irradiância solar encontradas nos momentos da leitura.

Se a taxa de variação da potência de ponto máximo calculada diferir da taxa de variação da potência instantânea medida, o sistema de estimação entende que a unidade fotovoltaica (UFV) pode estar operando fora da sua região estável de funcionamento;

como por exemplo: uma nuvem cobriu os painéis, estes passaram a fornecer menos energia, encontrando-se em processo de resfriamento, o que faz variar ligeiramente seu rendimento. Neste caso, devido a não linearidade da variação da temperatura e consequente variação no rendimento do painel, o sistema descarta todas as amostras e reinicia o processo de leitura das grandezas elétricas e ambientais.

Por outro lado, caso as amostras sejam consideradas válidas, o sistema verifica a tabela MPC, calcula a resistência em série ( $R_s$ ) e envia os dados de tensão ( $V_{cel}$ ), corrente ( $I_{cel}$ ), radiação solar medida ( $G_{am}$ ), temperatura dos painéis medida ( $T_{pm}$ ) e temperatura ambiente medida ( $T_{am}$ ) para o processo de estimação da radiação calculada ( $G_{ac}$ ).

Com base na relação entre  $G_{am}$ ,  $G_{ac}$ ,  $T_{pm}$  e  $T_{am}$ , o sistema estima a temperatura esperada dos painéis fotovoltaicos. Se a taxa de variação da temperatura estimada dos painéis ( $\Delta T_{pc}$ ) diferir da taxa de variação da temperatura medida ( $\Delta T_{pm}$ ), o sistema descarta as amostras e reinicia o processo de estimação. Se as taxas de variação esperadas e calculadas forem semelhantes, sabe-se que a temperatura do painel está estável em relação à temperatura ambiente, e radiação solar; portanto, a  $G_{ac}$  estimada é considerada válida, e enviada para o cálculo de perdas.

Assim, as perdas por sujidade podem ser consideradas como a diferença percentual entre a radiação solar que atingiu o vidro frontal dos painéis fotovoltaicos e a radiação que efetivamente excitou as células fotovoltaicas. As perdas estimadas representam, portanto, uma quantificação da radiação perdida na superfície do módulo fotovoltaico. Essa informação é enviada para a RTU, que disponibilizará em seguida para o sistema supervisor e tomada de decisão.

Salienta-se que é possível ainda relacionar a perda percentual com potência elétrica instantânea, cujo somatório determinará a energia elétrica perdida por efeito das sujidades.

#### **4.4 Comunicação do protótipo com o sistema de supervisão**

As informações relativas às perdas por sujidades precisam ser enviadas ao sistema supervisor, responsável por decidir o momento mais adequado para o acionamento do robô que fará a limpeza dos painéis solares da UFV. Neste aspecto, o *PeP 1.0* realiza o envio dos dados através da sua interface de rede para a RTU, que submeterá as informações para o sistema supervisor hospedado em nuvem. Na Figura 34 mostra-se o protocolo utilizado para a comunicação e envio dos dados para a RTU.

Figura 34- Disponibilização de dados pelo protótipo

```

String data_to_send = "{";
data_to_send += "\"de\": \"ufms\",";
data_to_send += "\"tipo\" : \"controle\",";
data_to_send += "\"dia_mes_ano\":";
data_to_send += "12072019";
data_to_send += ",\"hora_minuto\":";
data_to_send += "122400";
data_to_send += ",\"Perdasp=\":";
data_to_send += String("10");
data_to_send += ",\"PerdaJ=\":";
data_to_send += String("700");
data_to_send += "}";
data_to_send += "\r\n\r\n";
client.print("POST /s20190712120300.3 HTTP/1.1\n");
client.print("Host: 172.16.18.228\n");
client.print("Connection: close\n");
client.print("Content-Type: application/x-www-form-urlencoded\n");
client.print("Content-Length: ");
client.print(data_to_send.length());
client.print("\n\n");
client.print(data_to_send);

```

O protocolo envia um cabeçalho que identifica o estimador de sujidades para a RTU, além de informar a data e hora de obtenção dos dados. Posteriormente, são enviadas as informações relativas às perdas, ou mesmo as grandezas elétricas e ambientais lidas pela instrumentação interna do protótipo. tendo-se em mente simplificar o funcionamento e processamento dos dados pela unidade terminal remota (*Remote Terminal Unit*- RTU), foi adotado o formato **JSON** (JavaScript Object Notation - Notação de Objetos JavaScript), portanto, a mensagem a ser recebida pela RTU terá o formato apresentado na Figura 35.

Figura 35- Dados em formato JSON recebido pela RTU nos testes

```

{"de": "ufms", "tipo" : "controle", "dia_mes_ano":12072019, "hora_minuto":122400, "Perdasp=":10, "PerdaJ=":700}

```



#### **4.5 Problemas e dificuldades encontradas para a execução dos testes**

Para melhor compreensão dos testes realizados, bem como dos resultados obtidos, apresenta-se algumas observações relacionadas aos problemas e dificuldades encontradas.

##### *I- Canal MPPT não usado e flutuante*

Conforme descrito anteriormente, embora o inversor da UFV-UFMS disponha de dois canais MPPT, apenas um deles foi empregado, tendo sido o outro deixado flutuante. Isso acarreta um erro aleatório nas medições de corrente, pois a corrente *DC*, informada pelo inversor através de seu serviço de monitoramento, representa a soma das entradas MPPT; assim, a entrada flutuante, cujos valores durante os testes oscilaram aleatoriamente entre -0.3 A e +0.3 A, reduz a confiabilidade das informações fornecidas pelo inverso, consequentemente reduzindo a confiabilidade do sistema de estimação de sujidades.

##### *II- Potência instalada superior à capacidade do inversor.*

Conforme descrito, mesmo que a unidade de geração possua uma capacidade instalada de 10.45kWp, o inversor empregado é capaz de injetar somente 8.2kW na rede elétrica. Dessa forma, durante os testes, quando a irradiância solar atinge aproximadamente 750 W/m<sup>2</sup>, o inversor satura, deslocando seu ponto de operação da região de MPP, fazendo a tensão dos painéis aumentar em relação à tensão de ponto máximo ( $V_{mpp}$ ). Assim, mesmo os painéis fotovoltaicos disponibilizando sua capacidade nominal, a potência efetivamente injetada permanece fixa em 8.2kW, originando uma falha de injeção de energia de até 22%, que aparece geralmente no intervalo das 10:00 às 14:00, horários que tendem a apresentar os picos de irradiância.

Essa perda, originada pelo limite de potência do inversor, é interpretada pelo estimador de sujidades como uma perda. Devido à elevação na tensão dos painéis, o protótipo desenvolvido é capaz de identificar essa perda como uma falha de injeção de energia; mesmo assim, o amplo valor da anomalia tenderá a abafar a sensibilidade do sistema de estimação nos picos de irradiância solar, podendo aumentar a margem de erro do estimador.

## 4.6 Dados empregados para os testes

Para realização dos testes, o protótipo foi conectado ao *datalogger* do inversor da UFV-UFMS através da rede de dados, recebendo as informações de tensão e corrente existente nos painéis solares, bem como a irradiância solar e temperatura dos painéis.

A fim de melhor demonstrar o funcionamento do protótipo, foram utilizadas duas bases de dados. A primeira, tem como objetivo apresentar o gráfico de perdas estimadas mensal, refere-se aos dados adquiridos no período de 29 de setembro de 2019 a 28 de outubro de 2019. Escolheu-se este mês por englobar: o final de um período de seca (até 1 de outubro), uma limpeza dos módulos fotovoltaicos (3 de outubro) e um período de chuvas torrenciais, possibilitando observar o funcionamento da PeP1.0 sob diversas situações.

A segunda, apresenta o gráfico diário de perdas estimadas, tem como objetivo possibilitar a visualização da atuação do modelo preditivo, cuja ação corrige a estimação de perdas pelo protótipo, tornando-a mais eficaz. Para tanto, foram escolhidos os dados relativos a um dia em que a irradiância solar não apresentou variações abruptas, e sem a ocorrência de nuvens; evitando-se assim que o MPPT do inversor carregue de ruídos as leituras de tensão e corrente. Assim, foram usadas as leituras de irradiância solar, temperatura, tensão e corrente DC do *array* obtidas no dia 21 de outubro de 2018, no intervalo das 06:15 às 17:30.

## 4.7 Execução dos testes e resultados

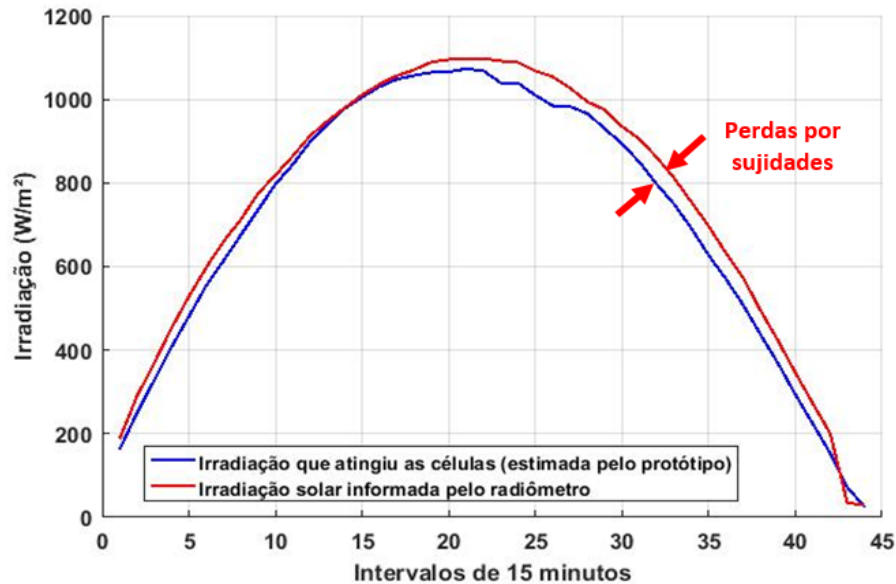
### 4.7.1 Estimação da Irradiância

As duas bases de dados supracitadas foram apresentadas ao sistema de estimação de sujidades, o qual retornou as respectivas estimações de perdas, bem como os vetores de irradiância solar incidente ( $G_{am}$ ) e a irradiância solar efetivamente aproveitada ( $G_{ac}$ ), sendo a relação entre  $G_{am}$  e  $G_{ac}$  representa as perdas por sujidades.

A ocorrência de sombreamentos implica na queda da tensão dos módulos por polarização dos diodos de *by-pass*. A fim de evitar a confusão de possíveis sombras com a sujidade, inseriu-se uma regra no sistema de estimação, a qual descarta as amostras cuja tensão apresentou queda abrupta ou esteja muito distante da  $V_{MPP}$  de referência para aquele nível de irradiância.

Apresentando os primeiros resultados, na Figura 36 mostra-se os gráficos relativos a irradiância obtida pelo radiômetro (gráfico vermelho) e a irradiância estimada pelo protótipo através de MPC (gráfico azul).

Figura 36- Plotagem da irradiância solar incidente e irradiância calculada por MPC

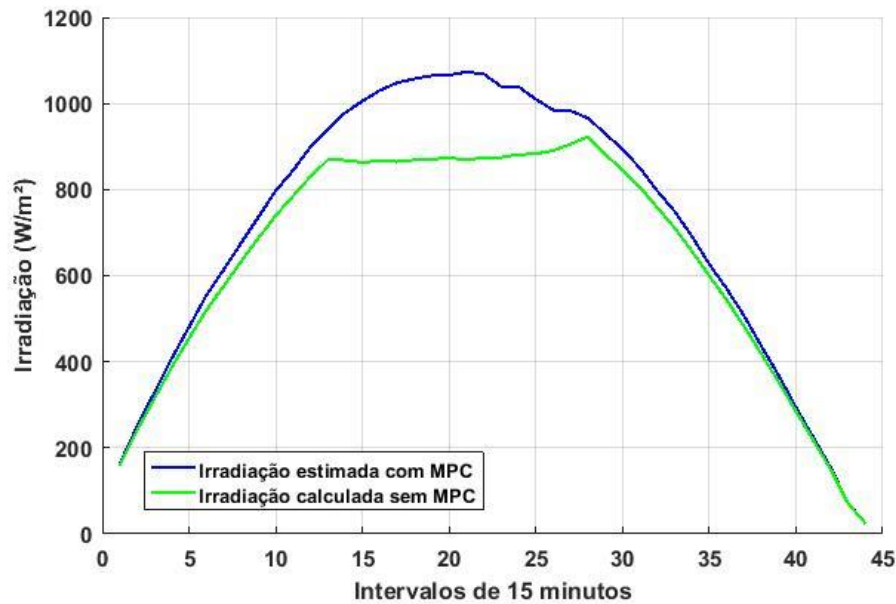


A diferença entre os gráficos representa diretamente as perdas por sujidades, cujo valor médio é obtido integrando-se separadamente  $G_{am}$  e  $G_{ac}$  e aplicando-se os valores médios na equação 14. Sendo que, para a base de dados utilizada, foi obtida uma perda média de 4.95%.

Observa-se na Figura 36 que mesmo existindo perturbações elétricas conhecidas, que influenciam a capacidade do sistema em aproveitar a energia entregue pelos painéis solares, os gráficos de irradiância estimada e medida possuem formas semelhantes, pois o controle baseado em modelo preditivo atua corrigindo a forma de onda de  $G_{ac}$ .

Na Figura 37 é mostrada uma comparação entre as irradiâncias estimadas com MPC e sem MPC.

Figura 37- Estimação da irradiância pelo protótipo com e sem MPC



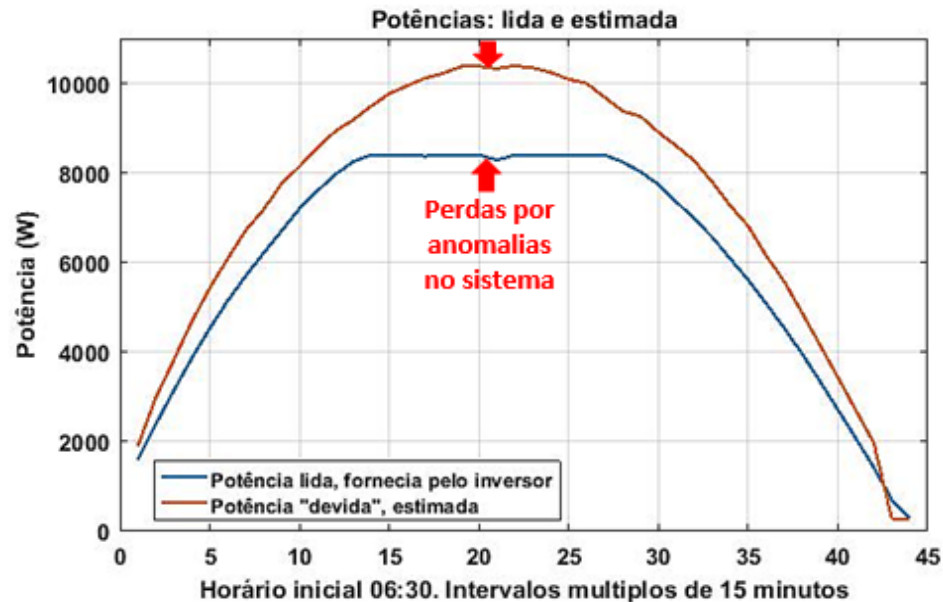
Na Figura 37 a “irradiância calculada sem MPC” aparecem os efeitos da saturação do inversor, caracterizados pelo achatamento do gráfico. O gráfico “irradiância estimada com MPC” mostra a irradiância estimada, cuja forma de onda assemelha-se a  $G_{am}$  da Figura 36. Observa-se a atuação do MPC ao corrigir os valores da resistência em série ( $R_s$ ) das células solares, permitindo ao sistema estimar a irradiância efetivamente aproveitada pelas células fotovoltaicas ( $G_{ac}$ ), mesmo durante os períodos em que o inversor atingiu sua potência máxima e, conseqüentemente, a potência injetada na rede elétrica tornou-se menor do que a potência que poderia ser disponibilizada pelos painéis. Resumidamente, a estimação de perdas ocorreu de forma satisfatória mesmo com o *clipping* de potência estabelecido pela capacidade nominal do inversor.

#### 4.7.2 Estimação da potência

Uma vez definida a radiação aproveitada pelos painéis ( $G_{ac}$ ) através da equação 13, o sistema de estimação calculou, através da equação 11, a “potência elétrica disponível”, ou seja, a potência que o conjunto: inversor, cabos, *stringbox* etc., deveriam ter demandado dos módulos fotovoltaicos. Isso tem como objetivo realizar uma separação entre as perdas por sujidades e as perdas decorrente de anomalias que possam existir nos sistemas elétricos da unidade de geração.

Na Figura 38 são apresentados os gráficos relativos ao comportamento das potências aferida, fornecida pelo inversor, e calcula através da plataforma de estimação de perdas.

Figura 38- Plotagem das potências informada pelo inversor e estimada

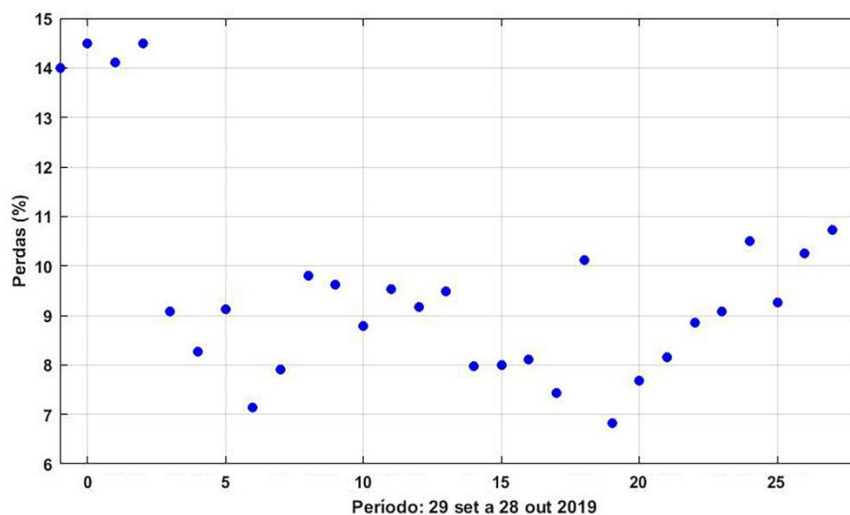


Ressalta-se as situações normais de operação, o gráfico da potência informada pelo inversor deveria seguir a forma do gráfico da potência estimada através da irradiância. Como este não foi o comportamento observado na Figura 38, depreende-se que, além das perdas por sujidades, existem perdas na parte elétrica do sistema, representadas pelo achatamento na forma de onda da potência lida ( $I_{cel} \cdot V_{string}$ ). De acordo com a Figura 38, o máximo valor instantâneo das perdas elétricas, consideradas no pico da irradiância solar, chega a 21.9%. Essa perda existe, pois, conforme descrito anteriormente, o inversor da unidade de micro geração suporta a potência máxima de 8.2kW e, esta limitação caracteriza o achatamento na curva de potência da Figura 38, ou seja, o inversor não consegue mais enviar para a rede elétrica a energia disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos. Destaca-se ainda que na Figura 38, a potência de pico estimada é compatível com a potência de pico do sistema de geração (10.45kW) e a irradiância solar zenital do dia 21 de outubro foi de 1075 W/m<sup>2</sup>.

### 4.7.3 Estimação das perdas médias diárias

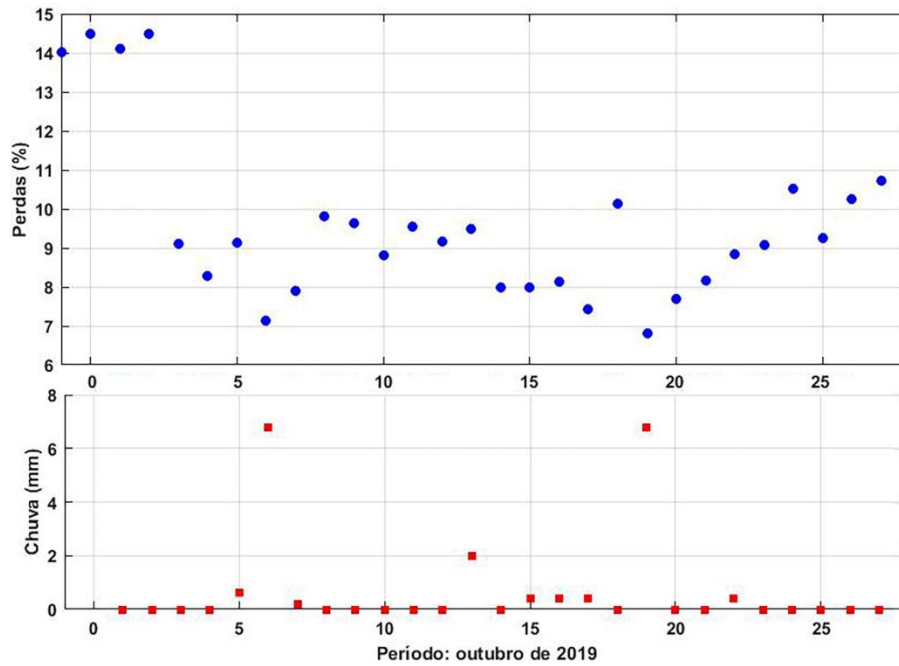
Visando a apresentar a atuação do protótipo quanto ao acompanhamento da dinâmica das perdas por sujidades, na Figura 39 mostra-se as perdas médias diárias estimadas no período de 29 de setembro a 28 de outubro de 2019.

Figura 39- Dinâmica das perdas por sujidades



No gráfico, cada ponto representa o valor médio diário da estimativa das perdas por sujidades. Pode-se observar que as perdas no mês de setembro estavam com valor próximo a 14%, caindo abruptamente nos dias 2 e 3 de outubro. Isso se deve ao fato de ter sido realizada a limpeza dos painéis da unidade de geração nessa data. Nota-se ainda que a sujidade estimada apresentou picos e tendências à reeducação em alguns períodos, o que pode ser explicado analisando-se a Figura 40 relacionando as perdas por sujidade estimadas com a incidência de chuvas ocorridas no período [26].

Figura 40- Perdas por sujidades e precipitações em out 2019



Relacionando-se os gráficos da Figura 40, percebe-se a ação da chuva limpando os painéis, reduzindo as perdas por sujidades. Pode-se notar que, em situações específicas, dependendo da intensidade e horário da precipitação das chuvas, o sistema de estimação de perdas pode confundir a água na superfície dos painéis com sujidades, conforme ocorreu no dia 18 de outubro de 2019.

#### 4.7.4 Disponibilização dos dados

Após a estimação de sujidade, a perda média calculada é enviada para uma unidade terminal remota (*Remote Terminal Unit*- RTU) que se encarrega de estabelecer a comunicação com o sistema supervisor em nuvem, o qual é responsável por tomar a decisão quanto à limpeza dos painéis.

## 5. Conclusões Gerais

A estimação de perdas por sujidades ou por anomalias no sistema elétrico 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.

A modelagem matemática do módulo fotovoltaico utilizado neste trabalho e a técnica de controle baseada em modelo de predição obteve resultados atrativos, para estimar a perda de potência devido a sujidade. Conforme se mostrou na Figura 36, 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 a irradiância estimada com a irradiância medida, obteve-se a perda por sujidade, isenta dos ruídos originados pelo rastreamento do MPP e das anomalias elétricas do sistema de geração.

Vale destacar que o protótipo não foi exposto a teste exaustivo para definir a precisão em situações diversas. Os resultados apresentados se referem ao sistema instalado na UFV-UFMS, tendo sido calculadas as perdas com base nos dados nominais dos módulos solares, compensados para o envelhecimento de 1 ano.

O sistema de estimação de perda de potência devido a sujidade foi desenvolvido visando a atender uma demanda específica, que é apresentar a informação quantificada de perdas por sujidades à RTU do sistema de limpeza existente na UFV-UFMS, a qual baseada em outros dados tomará a decisão quanto ao momento ideal para o acionamento do robô de limpeza. Todavia, o sistema pode operar como sistema supervisório, apresentando ao administrador uma estimação das perdas por sujidades, as perdas de origem elétrica, bem como uma relação entre a energia real injetada na rede elétrica e a injeção esperada, considerando a capacidade do sistema instalado.

Portanto, operando como sistemas supervisório, o protótipo realiza o monitoramento e análise de unidades de geração fotovoltaica, permitindo ao administrador do sistema conhecer eventuais anomalias e tomar providências quanto à limpeza, manutenção ou mesmo acionar os serviços de garantia, além de saber a energia elétrica efetivamente gerada pelo sistema, podendo compará-la com a geração de energia contratada no projeto de implantação da UFV.



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 micro geração até unidades de grande porte.

## 6. Próximas etapas

Embora os resultados obtidos permitam apontar se um painel está sujo ou limpo, o sistema depende de uma tabela aproximada através do MPC para estimar os valores de  $R_s$ , a qual depende da resposta ao degrau do tipo de célula solar a ser empregada. Além disso, o uso da tabela impõe limitações quanto ao trabalho de rastreamento de ponto máximo do inversor que aparece para o sistema como um sinal de alta frequência. Isto ocorre no limite das regiões de fonte de corrente e fonte de tensão do painel solar, tendendo a confundir o sistema de estimação de sujidades momentaneamente quando a irradiância solar varia de forma brusca.

Propõe-se a implementação de um novo sistema que, ao invés da tabela, integre diretamente um estimador por MPC, capaz de apresentar aproximações de  $R_s$  e ignorar as oscilações de alta frequência consequentes do MPPT do inversor. O  $R_s$  estimado pelo MPC, isento das oscilações de alta frequência, deverá ser aplicado ao sistema baseado no modelo matemático que, por considerar a tensão e corrente de saída do painel, é insensível às mudanças de comportamento fonte de tensão/ fonte de corrente do painel.

Além disso, no protótipo desenvolvido, o MPC baseou-se na resposta ao degrau luminoso da célula fotovoltaica, todavia não foi incluída a resposta aos efeitos do comportamento dinâmico da temperatura, que também influencia a eficiência dos painéis e, conseqüentemente, a estimação de perdas. Portanto, o novo sistema a ser implementado poderá se apresentar mais eficiente com a inclusão da temperatura como variável de entrada no modelo preditivo.

## 7. REFERÊNCIAS

- [1] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. 3. ed. Rio de Janeiro-RJ: CEPTEL-CRECESB, 2014. 530 p;
- [2] Gaio, João Nicolau; De Campos, Kleverton Moisés Apolinário. Determinação do tempo ótimo para limpeza de painéis fotovoltaicos para obtenção da melhor produtividade - estudo de caso dos sfvcr's implantados na Utfpr. Orientador: Professor Dr. Gerson Máximo Tiepolo. 2017. 85 f. Curitiba-PR, 2017.
- [3] COSTA, Suellen Caroline Silva; DINIZ, Antonia Sônia A. Cardoso; SANTANA, Vinícius Augusto Camatta. Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em minas gerais, Brasil. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, p. 1-9, 17 abr. 2018.
- [4] REZENDE, Vinícius Gouveia Scartezini de; ZILLES, Roberto. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, p. 1-9, 17 abr. 2018.
- [5] Micheli, L., Muller, M., 2017. An investigation of the key parameters for predicting PV soiling losses, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 25.
- [6] ZILLES, Roberto E et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. São Paulo: Editora de Textos, p. 15, 2012;
- [7] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. 3. ed. Rio de Janeiro-RJ: CEPTEL-CRECESB, p.417-418, 2014;
- [8] VIDAL, Leonardo de Carvalho. **Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB™ para estudo do uso de Cargas intermitentes**. 1. ed. Uberaba\_MG: SEGEt, pg. 5, 2013.
- [9] RICKER, N. L.; Model-predictive control: state of the art. Proc. Fourth International Conference on Chemical Process Control, Padre Island, Texas, 1991;
- [10] ZILLES, Roberto E et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. São Paulo: Editora de Textos, p. 13, 2012;

- [11] SEDRA, A.S., SMITH, K.C, *Microeletrônica*. 5a ed, Saunders College Publishing, p.118-124, 2007;
- [12] Portal Solar S.A. 2019. Página inicial. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>. Acesso em 15 de maio de 2019.
- [13] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. 3. ed. Rio de Janeiro-RJ: CEPEL-CRECESB, p.159, 2014;
- [14] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. 3. ed. Rio de Janeiro-RJ: CEPEL-CRECESB, p.160, 2014;
- [15] CLARISSA DEBIAZI ZOMER, C.D.Z. Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações. Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D. 2014. 258 f. Tese (Doutorado) - UFSC, Florianópolis, p.40, 2014
- [16] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. 3. ed. Rio de Janeiro-RJ: CEPEL-CRECESB, p.417-418, 2014;
- [17] TARCISIO CARLOS FARIAS PINHEIRO, T.C.F.P. Controle mpc multivariável com restrições usando funções de laguerre. Orientador: Prof. Dr. Antonio da Silva Silveira. 2018. 138 f. Dissertação (Mestrado) - UFPA, Belém-PA, p. 27-28, 2018.
- [18] ZILLES, Roberto E et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. São Paulo: Editora de Textos, p. 15, 2012;
- [19] SEDRA, A.S., SMITH, K.C, *Microeletrônica*. 5a ed, Saunders College Publishing, p.94, 2007;
- [20] VIDAL, Leonardo de Carvalho. Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB™ para estudo do uso de Cargas intermitentes. 1. ed. Uberaba\_MG: SEGET, pg. 6, 2013.
- [21] BRAVO, Claudio O. Ayala ; RICO, Julio E. Normey. Controle de plantas não lineares utilizando controle preditivo linear baseado em modelos locais. Revista Controle &

Automação/Vol.20 no.4/Outubro, Novembro e Dezembro 2009, Florianópolis-SC, p. 1-3, dez. 2017.

[23] RICKER, N. L.; Model-predictive control: state of the art. Proc. Fourth International Conference on Chemical Process Control, Padre Island, Texas, pg: 3-6, 1991;

[24] RICKER, N. L.; Model-predictive control: state of the art. Proc. Fourth International Conference on Chemical Process Control, Padre Island, Texas, pg: 7-10, 1991;

[25] VIDAL, Leonardo de Carvalho. Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB <sup>TM</sup> para estudo do uso de Cargas intermitentes. 1. ed. Uberaba\_MG: SEGET, pg. 5, 2013.

[26] INMET: Instituto Nacional de Meteorologia, 2019. Página inicial. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>. Acesso em: 30 de out. de 2019..

## Apêndice A

A criação de um objeto de controlador preditivo no Toolbox se dá através da sintaxe,

```
>>MPCobj = mpc(Plant,Ts,p,m,W,MV,OV,DV);
```

Pela qual são especificadas as propriedades do controlador, representadas pelos argumentos de entrada. Sendo:

- Plant: Modelo da planta que será utilizado na predição.
- Ts: Tempo de amostragem do controlador (intervalo de controle), especificado como um valor escalar positivo, devendo ser o mesmo intervalo utilizado na discretização do modelo em espaço de estados.
- p: Horizonte de predição, especificado como um inteiro positivo. O intervalo de controle Ts determina a duração de cada etapa.
- m: Horizonte de controle. É especificado como um inteiro escalar,  $1 \leq m \leq p$ .
- W: Pesos de ajuste do controlador.
- MV: Limites e outras propriedades de variáveis manipuladas.
- OV: Limites e outras propriedades das variáveis de saída.
- DV: Fatores de escala e outras propriedades das entradas de perturbação.

Vale destacar que se algum dos argumentos for omitido, serão aplicados os valores padrão.

Após estabelecido o modelo em espaço de estados, pode-se obter o modelo discretizado sob uma taxa de amostragem “Ts” através da sintaxe:

```
>>Plant = c2d(sys,Ts)
```

Sendo:

sys: Modelo dinâmico de tempo contínuo;

Ts: Tempo de amostragem da conversão.

Assim, conhecendo-se a planta discreta e os parâmetros desejado do MPC, pode-se criar um objeto de modelo de controle preditivo no Toolbox do Matlab.

## Apêndice B

Na Figura 41 apresenta-se o script utilizado para definir o modelo discreto em espaço de estados através do *software Matlab*.

*Figura 41- Script utilizado no Matlab*

```
num=3; %Cria o numerador da função de transferência
den=[4e-6 1]; %Cria o denominador da função de transferência

[a,b,c,d]=tf2ss(num,den); %Converte a função de transferência
                        %para o modelo de espaço de estados
sa=ss(a,b,c,d); % Cria o modelo de espaço de estados

sb=c2d(sa,0.4e-6) %converte o modelo em espaço de estados de
                %contínuo para discreto com o Ts determinado
[a b c d]= ssdata(sb); %Aloca o espaço de estados em uma matriz
```

## Apêndice C

Com base no modelo em espaço de estados obtido e utilizando a configuração do MPC (Matlab) foi possível projetar uma representação do modelo preditivo da célula fotovoltaica (mpc\_sun) como pode-se observar na Figura 42, o qual é destinado a estimar o valor futuro da corrente de saída da célula solar.

Figura 42- Criação do objeto MPC no MatLab

```
%mpc_sun=mpc(sb, Ts, p, m);
mpc_sun=mpc(sb, 0.4e-6, 5, 3); %Cria o objeto MPC, baseado no modelo de
%espaço de estados discretizado, tempo de amostragem Ts=4us, horizonte
%de predição p= 5 e horizonte de controle m=3.
```

A configuração do MPC é realizada parte no prompt do Matlab e parte no Simulink. Para configurar o MPC no Simulink é necessário inicialmente definir os parâmetros da sintaxe apresentada na Figura 42 e posteriormente abrir o respectivo bloco no Simulink como pode-se observar na Figura 43.

Figura 43- Configuração do MPC no Simulink

MPCOBJ = mpc (MODELS,TS,P,M, W)

- MODELS: Planta;
- TS: Tempo de Amostragem;
- P : Np
- M: Nc
- W: peso

