

Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade UnB Gama – FGA  
Engenharia de Energia

**Avaliação do impacto das perdas de potência  
por sombreamento, contaminação,  
incompatibilidade e reflexão em módulos  
fotovoltaicos**

Autor: Evelyn Thiara Dieter  
Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF  
2018



Evelyn Thiara Dieter

**Avaliação do impacto das perdas de potência por  
sombreamento, contaminação, incompatibilidade e  
reflexão em módulos fotovoltaicos**

Monografia submetida ao curso de graduação  
em Engenharia de Energia da Universidade  
de Brasília, como requisito parcial para ob-  
tenção do Título de Bacharel em Engenharia  
de Energia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade UnB Gama – FGA

Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF

2018

---

Evelyn Thiara Dieter

Avaliação do impacto das perdas de potência por sombreamento, contaminação, incompatibilidade e reflexão em módulos fotovoltaicos/ Evelyn Thiara Dieter.  
– Brasília, DF, 2018-

99 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade UnB Gama – FGA , 2018.

1. perda-de-potencia. 2. fotovoltaico. I. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita.  
II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Avaliação do impacto das perdas de potência por sombreamento, contaminação, incompatibilidade e reflexão em módulos fotovoltaicos

CDU 02:141:005.6

---

Evelyn Thiara Dieter

## **Avaliação do impacto das perdas de potência por sombreamento, contaminação, incompatibilidade e reflexão em módulos fotovoltaicos**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 11 de dezembro de 2018 – Data da aprovação do trabalho:

---

**Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita**  
Orientador

---

**Dr. Alex Reis**  
Convidado 1

---

**Dr. Flávio Henrique Justiniano  
Ribeiro da Silva**  
Convidado 2

Brasília, DF  
2018

# Agradecimentos

Registro aqui minha profunda gratidão a todos que incentivaram e colaboraram de alguma forma para a realização do trabalho ora apresentado, principalmente aos meus pais que proporcionaram as condições de estudo, e aos meus amigos pela paciência e apoio.

Agradeço também ao meu orientador pela paciência e oportunidade dada para realizar este trabalho.

# Resumo

A produção de energia elétrica a partir do uso da geração fotovoltaica vem crescendo nos últimos anos. A necessidade de diversificação da matriz energética brasileira, assim como o incentivo de micro e mini geração regulamentadas pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, contribuíram para este crescimento. O geração de energia fotovoltaica é obtida essencialmente por meio de um módulo fotovoltaico. Os módulos são constituídos, basicamente, por várias células solares ligadas em série. Vinculados aos módulos, estão as perdas de potência, em que estas perdas diminuem a energia de saída dos painéis. As principais perdas de potência observadas em painéis são: sombreamento, incompatibilidade, reflexão e sujidade. Desta forma, este trabalho aborda um estudo sobre estas principais causas de perdas e como estas afetam a produção final de energia em painéis fotovoltaicos. Para realizar este estudo, primeiramente calcula-se o circuito equivalente de um módulo FV e os modelos matemáticos que representam as condições de perdas. A partir disto, são realizadas simulações para observação do comportamento do módulo sob as condições de perdas estabelecidas. As simulações realizadas evidenciaram desequilíbrios entre as correntes de saída dos módulos fotovoltaicos, caracterizados pelos degraus nas curvas características de tensão versus corrente.

**Palavras-chave:** perdas de potência. sombreamento. incompatibilidade. contaminação. reflexão.

# Abstract

The production of electric energy through the use of photovoltaic generation has been growing over the last years. The need for diversification of the Brazilian energy grid, as well as the incentive of micro and mini generation regulated by ANEEL's resolution n° 687/2015 contributed for this growth. Photovoltaic generation is possible through the use of a photovoltaic module or panel. A module is constituted, basically, by several solar cells on series connection. Attached to the modules, there is the loss of power that diminishes the output energy from the panels. The main losses of power observed in panels are: shading, mismatch, reflection and soiling. Thus, this work aims to study those causes for power loss and how they affect the final energy production in photovoltaic panels. To accomplish this study, firstly a circuit equivalent to a photovoltaic module is calculated and so are the mathematician models that represent the loss conditions. From there, simulations are made to watch the module's behaviour under determined loss conditions. The simulations carried out showed imbalances between the output currents of the photovoltaic modules, characterized by the steps in the characteristic curves of voltage versus current.

**Key-words:** power losses. shading. mismatch. soiling. reflection.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. <i>Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)</i> . . . . .	17
Figura 2 – Célula fotovoltaica constituída de silício cristalino. <i>Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)</i> . . . . .	18
Figura 3 – Exemplo de um módulo fotovoltaico comercial de silício policristalino <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	19
Figura 4 – Curva característica I-V e P-V para uma célula, módulo ou array. <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	20
Figura 5 – Definição de fator de forma. <i>Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)</i> . . . . .	21
Figura 6 – Fatores de perdas em um módulo fotovoltaico de 250kWp. <i>Fonte: Adaptado de (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)</i> . . . . .	22
Figura 7 – Curva I-V com desvios de um painel fotovoltaico. <i>Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)</i> . . . . .	22
Figura 8 – Sombreamento parcial com módulos dispostos na horizontal ou vertical. <i>Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)</i> . . . . .	24
Figura 9 – Circuito sombreado contendo diodo <i>bypass</i> . <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	25
Figura 10 – Intensidade de poeira global. <i>Fonte: (MAGHAMI et al., 2016)</i> . . . . .	26
Figura 11 – Exemplo de seção transversal de um módulo. <i>Fonte: (YAMADA et al., 2001)</i> . . . . .	27
Figura 12 – Fluxograma para a metodologia adotada. . . . .	28
Figura 13 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal. <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	30
Figura 14 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com $R_S$ e $R_{sh}$ . <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	31
Figura 15 – Modelo geral de circuitos de módulos com i séries j módulos e k células cada. <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	32
Figura 16 – Esquema do circuito contendo 3 módulos conectados em série contendo 20 células cada. <i>Fonte: (FILHO, 2016)</i> . . . . .	34
Figura 17 – Cuvas IV e PV simuladas para STC. . . . .	38
Figura 18 – Cuvas IV e PV para os painéis KD250 GX-LFBP2 e CS6P-250P. . . . .	39
Figura 19 – Cuvas IV e PV dos dois arranjos propostos. . . . .	40
Figura 20 – Resultado do teste com sombras com 87,5% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV. . . . .	41
Figura 21 – Resultado do teste com sombras com 75% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV. . . . .	42
Figura 22 – Resultado do teste com sombras com 50% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV. . . . .	43



Figura 23 – Resultado do teste com sombras com 37,5% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.	44
Figura 24 – Resultado do teste com sombras com 12,5% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.	45
Figura 25 – Resultado do teste com sombras com 3,3% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.	46
Figura 26 – Resultado do teste com área suja igual a 100% :formato de área e sua respectiva curva IV e PV. . . . .	47
Figura 27 – Resultado do teste com área suja igual a 87,5% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV. . . . .	48
Figura 28 – Resultado do teste com área suja igual a 75% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV. . . . .	48
Figura 29 – Resultado do teste com área suja igual a 50% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV. . . . .	49
Figura 30 – Resultado do teste com área suja igual a 37,5% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV. . . . .	49
Figura 31 – Resultado do teste com área suja igual a 12,5% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV. . . . .	50
Figura 32 – Resultado do teste com área suja igual a 3,3% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV. . . . .	50
Figura 33 – Fatores de perda por reflexão IAM. . . . .	52
Figura 34 – Resultados para os ângulos 15°, 17° e 20°: curvas IV e PV e pontos de máxima potência destacados. . . . .	52

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Tipos de células fotovoltaicas e respectivas eficiências. <i>Adaptado de (RIBEIRO; PICARELLI, 2015)</i> . . . . .	18
Tabela 2 – Dados nominais de modelos comerciais. <i>Adaptado de (RIBEIRO; PICARELLI, 2015)</i> . . . . .	19
Tabela 3 – Parâmetros do painel KD250 GX-LFBP2 . . . . .	29
Tabela 4 – Parâmetros do painel CS6P 250P . . . . .	29
Tabela 5 – Comparação entre <i>datasheet</i> e valores simulados do painel. . . . .	39
Tabela 6 – Valores de máxima potência para as diferentes configurações. . . . .	40
Tabela 7 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 87,5% de redução da irradiação incidente . . . . .	41
Tabela 8 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 75% de redução da irradiação incidente . . . . .	42
Tabela 9 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 50% de redução da irradiação incidente . . . . .	43
Tabela 10 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 37,5% de redução da irradiação incidente . . . . .	44
Tabela 11 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 12,5% de redução da irradiação incidente . . . . .	45
Tabela 12 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 3,3% de redução da irradiação incidente . . . . .	46
Tabela 13 – Valores de máxima potência e perda relativa para áreas 87,5%, 75% e 50% sujas. . . . .	51
Tabela 14 – Valores de máxima potência e perda relativa para áreas 50% ,37,5%, 12,5% e 3,3% sujas. . . . .	51
Tabela 15 – Valores de máxima potência e perda relativa para os ângulos: 15°, 17° e 20°. . . . .	53

# Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
STC	<i>Standart Test Conditions</i>

# Lista de símbolos

$\alpha$	Coefficiente de temperatura da corrente
$\beta$	Coefficiente de temperatura da tensão
$\tau$	Transmitância
$\eta$	Eficiência do módulo
FF	Fator de Forma
G	Irradiância
$I_D$	Corrente gerada pelo diodo
$I_0$	Corrente de saturação reversa
$I_L$	Corrente gerada pela irradiação
$I_{ph}$	Corrente solar induzida
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito
$I_{sh}$	Corrente de Thévenin
MPP	Ponto de Máxima Potência
$P_{MPP}$	Potência no ponto de máxima potência
q	Carga do elétron
$R_p$	Resistência paralelo
$R_{sh}$	Resistência Thévenin
$R_s$	Resistência série
T	Temperatura absoluta em Kelvin
V	Tensão nos terminais
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>15</b>
1.1.1	Objetivos específicos	15
1.1.2	Organização do documento	16
<b>2</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Materiais</b>	<b>17</b>
2.1.1	Célula fotovoltaica	17
2.1.2	Módulos fotovoltaicos	18
2.1.3	Fatores de perdas em módulos fotovoltaicos	21
2.1.3.1	Perda por incompatibilidade de módulos	23
2.1.3.2	Perda por sombreamento	23
2.1.3.3	Perda por contaminação	25
2.1.3.4	Perda por reflexão	26
<b>2.2</b>	<b>Métodos</b>	<b>27</b>
2.2.1	Parâmetros dos módulos solares	28
2.2.2	Dados reais de irradiância	29
2.2.3	Modelo de circuito elétrico para células fotovoltaicas	30
2.2.4	Modelagem do painel fotovoltaico	31
2.2.5	Modelagem de um conjunto de painéis	31
2.2.6	Circuito equivalente do arranjo de estudo	33
2.2.7	Modelagem de um painel sob condições de incompatibilidade de módulos	34
2.2.8	Modelagem de um painel fotovoltaico sob condições de sombreamento parcial	35
2.2.9	Modelagem de um painel fotovoltaico sob condição de contaminação	36
2.2.10	Modelagem de um painel fotovoltaico sob condição de reflexão	36
<b>3</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>38</b>
<b>3.1</b>	<b>Validação do modelo</b>	<b>38</b>
<b>3.2</b>	<b>Efeito da incompatibilidade de módulos</b>	<b>39</b>
<b>3.3</b>	<b>Efeito do sombreamento</b>	<b>41</b>
<b>3.4</b>	<b>Efeito da contaminação</b>	<b>47</b>
<b>3.5</b>	<b>Efeito da perda por reflexão</b>	<b>51</b>
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>54</b>
<b>4.1</b>	<b>Trabalhos futuros</b>	<b>55</b>

<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>56</b>
------------------------------	-----------

<b>APÊNDICES</b>	<b>58</b>
------------------	-----------

<b>APÊNDICE A – CÓDIGOS SIMULADOS</b> . . . . .	<b>59</b>
---	-----------

<b>A.1</b>	<b>Código utilizado para resolução do painel KD250 GX-LFBP2</b> . . . . .	<b>59</b>
<b>A.2</b>	<b>Código utilizado para simular descasamento de módulo</b> . . . . .	<b>72</b>
<b>A.3</b>	<b>Código utilizado para simular as condições de sombreamento</b> . . . . .	<b>74</b>
<b>A.4</b>	<b>Código utilizado para simular as condições de sujidade</b> . . . . .	<b>83</b>
<b>A.5</b>	<b>Código utilizado para simular as condições de reflexão</b> . . . . .	<b>92</b>

<b>ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO SOLAR KYOCERA KD 250 GX-LFBP2</b> . . . . .	<b>96</b>
--	-----------

<b>ANEXO B – DATASHEET DO MÓDULO SOLAR CANADIAN CS6P- 250P</b> . . . . .	<b>98</b>
--	-----------

# 1 Introdução

Este capítulo introdutório aborda a descrição da motivação de realização e contexto do qual este trabalho se insere, além dos objetivos alcançados quando concluído o trabalho.

A energia proveniente da radiação solar é indispensável à vida, e o seu aproveitamento para a geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos é uma das alternativas mais promissoras atualmente. A grande vantagem de se utilizar geração fotovoltaica é o mínimo impacto ambiental, pois além de não emitir gases poluentes, pode ser instalada facilmente em centros urbanos (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

A motivação de realizar este trabalho é o crescimento da geração fotovoltaica. Os sistemas fotovoltaicos, nos últimos anos, obtiveram um crescimento significativo ao redor do mundo. De acordo com *International Energy Agency* (IEA), a previsão até o ano de 2023 é de adição de 110 GW por ano às redes elétricas mundiais.(IEA, 2018)

Inicialmente a tecnologia mais difundida era de sistemas isolados, em que atualmente cerca de 95% são sistemas fotovoltaicos integrados à rede (SFCR). Esta ampliação foi resultado de programas de incentivo à fonte, promovidos por grandes potências como Alemanha, China, EUA, entre outros (EPE, 2014) .

A regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associados às redes consumidoras, no Brasil, foi definida pela ANEEL em 2012, pela Resolução Normativa nº 482/2012, que trata da micro e mini geração distribuída. Essa regulamentação prevê o sistema de compensação de energia elétrica por meio do modelo chamado *net metering*, e atualmente foi atualizada pela Resolução Normativa nº 786/2017(ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

De acordo com EPE (2017), a micro e mini geração distribuída, no ano de 2016, atingiu uma produção de 104,1 GW, com 72,5 MW de potência instalada. A fonte solar fotovoltaica destacou-se, sendo responsável por 53,6 GWh e 56,9 MW de geração e potência instalada respectivamente. Segundo ANEEL (2018), existem cerca de 70 empreendimentos de geração fotovoltaica em fase de construção, com uma potência estimada de 1.799.511 kW.

O aproveitamento da radiação solar para a conversão em energia elétrica, comumente se faz por células fotovoltaicas, em que a associação destas células formam os módulos fotovoltaicos, e a ligação de vários módulos formam os sistemas fotovoltaicos. De modo geral, para maximizar desempenho de geração de energia de um módulo fotovoltaico, no momento de projeto deve-se levar em consideração alguns fatores, como a escolha de componentes, modo e local de instalação afim evitar perdas de potência (ARAÚJO;

RANK; BUENO, 2016; HECKTHEUER, 2001).

As perdas podem ser definidas, de acordo com PVsyst (2012) , como todos os eventos que penalizam a energia de saída de um módulo fotovoltaico. Fenômenos naturais como sombreamento e poluição , características construtivas e de instalação, como a disposição angular , aumento de temperatura no painel diminuem o rendimento ideal de um módulo.

De acordo com Bai et al. (2015) em razão das condições ambientais, que são variáveis, e o comportamento não linear dos geradores fotovoltaicos, o aproveitamento dessa fonte energética é de grande desafio e exige o estudo de sua operação em condições não ideais.

Os estudos em condições não ideais, envolvem as perdas de potência devido às condições ambientais, de fabricação e instalação (BAI et al., 2015). A realização desta análise de perdas em módulos fotovoltaicos servirá como fonte de estudo para futuras instalações, auxiliando na previsão e mitigação das perdas, e conseqüentemente aumento da produção de energia. O aumento da produção de energia em painéis fotovoltaicos beneficia diretamente o consumidor, gerando maior rendimento financeiro, e indiretamente contribui para uma maior popularização da geração fotovoltaica.

Desta forma, este trabalho irá abordar os quatro principais tipos de perdas de potência em módulos fotovoltaicos: sombreamento, incompatibilidade (do inglês *mismatch*), reflexão e contaminação, realizando a análise de como estas irão afetar a produção final de energia de um módulo.

## 1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho trata do estudo das condições de perdas de potência de sombreamento, incompatibilidade, reflexão e contaminação em módulos fotovoltaicos.

### 1.1.1 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são:

- Descrever os conceitos sobre perdas de potência causadas por sombreamento, incompatibilidade de módulos, reflexão e contaminação.
- Simular um conjunto de módulos fotovoltaicos sob as condições de perdas de potência.
- Analisar e quantificar o impacto na geração final de energia que perdas de potência provocam.



### 1.1.2 Organização do documento

Este trabalho está organizado em quatro capítulos. O primeiro capítulo contém a introdução, em que é exposta uma breve descrição da motivação de realização e contexto do qual este trabalho se insere, além dos objetivos a serem alcançados quando concluído o trabalho.

No Capítulo 2 são descritos os materiais e a metodologia utilizada para a simulação do arranjo fotovoltaico e as condições de perdas de potência por meio de *software* de cálculo numérico.

No Capítulo 3 são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações, além da análise comparativa desses resultados nos diferentes cenários propostos.

Por fim, o Capítulo 4 aborda as considerações a respeito dos resultados do trabalho.

## 2 Materiais e métodos

Neste capítulo são apresentados os materiais e métodos utilizados para simular um conjunto de módulos fotovoltaicos.

Os materiais deste trabalho são fatores de perda de potência em módulos fotovoltaicos, que para seu melhor entendimento serão descritos os conceitos de célula, módulo e os fatores de perda de potência na seção a seguir.

### 2.1 Materiais

Esta seção aborda os conceitos presentes na literatura de célula, módulo fotovoltaicos e os fatores de perda de potência, importantes para o entendimento do objeto de estudo deste trabalho.

#### 2.1.1 Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é o principal elemento de um sistema fotovoltaico, que é uma fonte de energia elétrica que converte radiação solar incidente em corrente elétrica. Sua disposição consiste na junção de materiais semicondutores do tipo P (carregado com cargas positivas) e do tipo N (cargas negativas). As células não possuem partes móveis, são confiáveis, não geram resíduos, dentre outras vantagens (FILHO, 2016).

A figura 1 mostra o circuito equivalente de uma célula, onde segundo o diodo representa a junção  $pn$ , as resistências  $R_p$  e  $R_s$  são as resistências em paralelo e série respectivamente (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

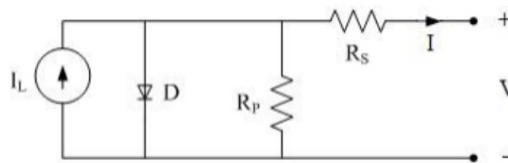


Figura 1 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. *Fonte:* (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

Na sua maioria, as células fotovoltaicas são constituídas pelo silício (Si) pois apresentam uma melhor relação custo benefício (RIBEIRO; PICARELLI, 2015). Segundo Pinho e Galdino (2014) em 2011, as células de c-Si corresponderam a 87,9% do mercado mundial. Ribeiro e Picarelli (2015) afirma que o Si possui ligação fraca entre os elétrons e seus átomos, ocupando um estado chamado de banda de valência, que quando excitados

por uma fração de energia se separam e ocupam a banda de condução. Após esse processo é possível transportar energia elétrica pra fora da célula por meio da criação de campos elétricos. A coloração comum de uma célula é o azul-escuro, com o intuito de minimizar a reflexão de fótons na superfície, juntamente com a inserção de uma camada anti-reflexiva. Na figura 2 tem-se um exemplo de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.

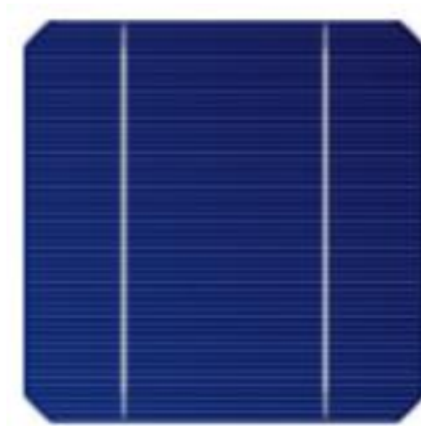


Figura 2 – Célula fotovoltaica constituída de silício cristalino. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Dentre as tecnologias existentes de conversão solar de energia, destacam-se as células de silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si) ou silício amorfo (aSi), onde também novas tecnologias estão sendo desenvolvidas, como por exemplo, as células multijunção. Estas células são compostas por várias camadas de materiais semicondutores apresentando elevada eficiência, no entanto seu elevado custo de fabricação e instalação restringe sua utilização. A Tabela 1 apresenta as eficiências correspondentes das tecnologias mencionadas acima.

Tabela 1 – Tipos de células fotovoltaicas e respectivas eficiências. Adaptado de (RIBEIRO; PICARELLI, 2015)

Tecnologia	Eficiência
m-Si; m-Si/a-Si	13-19%
p-Si	1-14%
a-Si; aSi/mC	5-11%
Multijunção	39%

As células fotovoltaicas são interligadas e encapsuladas a fim de constituir o módulo fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.1.2 Módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas isoladas possuem uma tensão muito baixa, na ordem de 0,5 a 0,8 V, para as células de silício. Por isso, as células são conectadas em série para

obter o nível de tensão e corrente desejadas. Segundo [Pinho e Galdino \(2014\)](#) a associação de células em série/paralelo formam o módulo fotovoltaico, como mostrado na figura 3.

Um módulo pode possuir um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, em que esta associação vai depender dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) que o módulo deve atender. Estas células são soldadas em tiras e logo após encapsuladas, a fim de protegê-las contra intempéries e para a resistência mecânica do módulo.

O encapsulamento é disposto como um "sanduíche" de vidro temperado de alta resistência, as células, EVA estabilizado e um filme isolante. Com o fim do processo de encapsulamento, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas ([PINHO; GALDINO, 2014](#)).

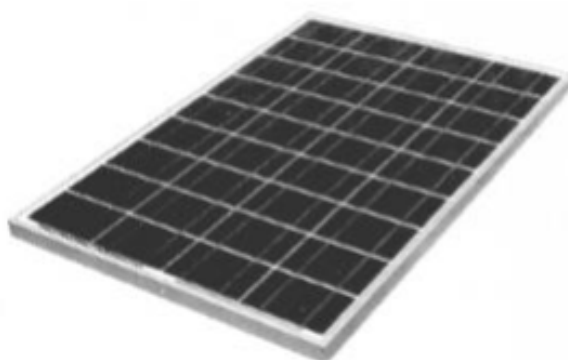


Figura 3 – Exemplo de um módulo fotovoltaico comercial de silício policristalino  
Fonte: ([FILHO, 2016](#))

De acordo com [Ribeiro e Picarelli \(2015\)](#) os módulos comerciais mais utilizados possuem 36 ou 72 células conectadas em série, e possuem as características nominais mostradas na tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Dados nominais de modelos comerciais. Adaptado de ([RIBEIRO; PICARELLI, 2015](#))

Módulo com 36 células	Módulo com 72 células
$P_{nom} = 50- 140 \text{ W}$	$P_{nom} = 100- 280 \text{ W}$
$V_{nom} = 18 \text{ V}$	$V_{nom} = 36 \text{ V}$
$V_{oc} = 21.6 \text{ V}$	$V_{oc} = 43.2 \text{ V}$

Na figura 4 é mostrada uma curva I-V e P-V característica de uma célula, módulo ou sistema fotovoltaico. Observa-se o ponto de máximo da curva, que é chamado de ponto de máxima potência (MPP).

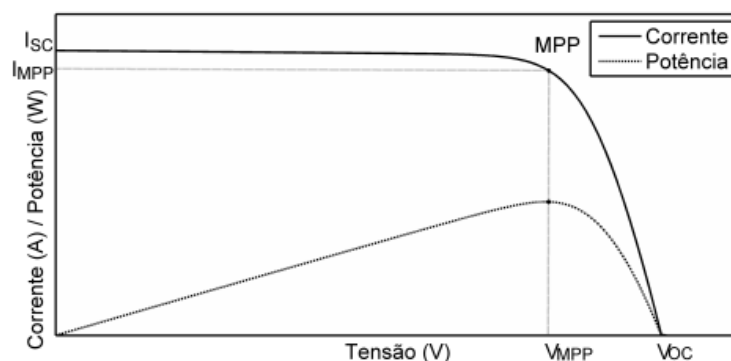


Figura 4 – Curva característica I-V e P-V para uma célula, módulo ou array. Fonte: (FILHO, 2016)

Os dados para a construção da curva, que usualmente são fornecidos pelos fabricantes em *datasheet*, se limitam a três pontos da curva característica: ponto de curto circuito (SC), ponto de máxima potência (MPP) e ponto de circuito aberto (OC). A partir destes três pontos determina-se a corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), a corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MPP}$ ) e a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MPP}$ ) (FILHO, 2016).

Segundo Filho (2016), estes valores são medidos em condição de teste padrão (do inglês: *Standard Test Condition, STC*) de irradiação (G) e temperatura (T), convencionadas:

**Irradiância Solar** (G) de 1.000 W/m<sup>2</sup>;

**Distribuição espectral** AM = 1,5;

**Incidência normal** (tilt angle  $\beta = 0^\circ$ );

**Temperatura da célula** de 25°C;

**Velocidade do vento**  $w_s = 0$  m/s

Também é comum que o fabricante forneça as informações dos coeficientes de variação térmica para a corrente de curto circuito ( $\alpha I_{SC}$ ) e para a tensão de circuito aberto ( $\beta V_{OC}$ ) (FILHO, 2016).

Outro parâmetro importante para analisar um módulo fotovoltaico é o *fator de forma* (FF). Segundo Pinho e Galdino (2014), essa grandeza expressa o quanto a curva característica de um módulo se aproxima de um retângulo no diagrama I-V. A definição do FF é apresentada na figura 5.

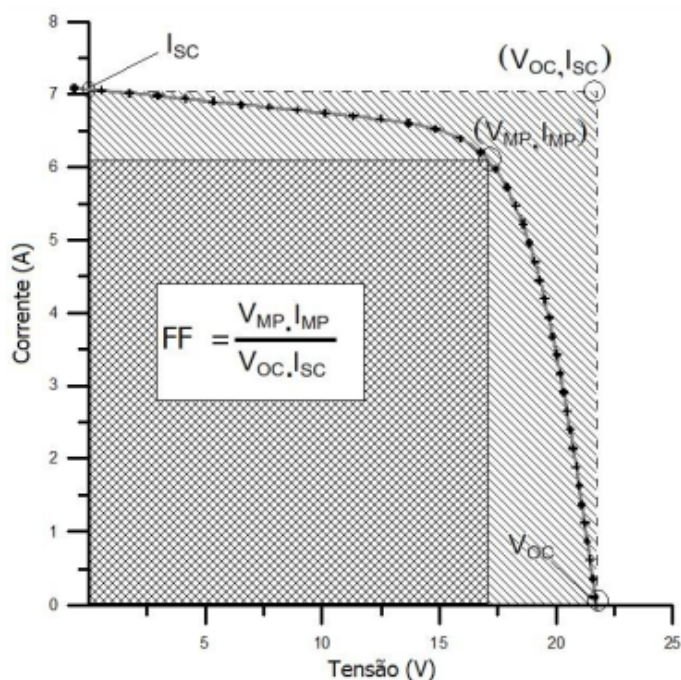


Figura 5 – Definição de fator de forma. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

De acordo com Pinho e Galdino (2014) a eficiência dos módulos ( $\eta$ ) é encontrada a partir da relação entre a potência elétrica máxima gerada e a irradiação solar ( $G$ ), definida pela equação a seguir.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{GA_m} \times 100[\%] \quad (2.1)$$

Em que  $A_m$  é a área do módulo.

### 2.1.3 Fatores de perdas em módulos fotovoltaicos

Ao longo deste trabalho serão estudados alguns dos fatores de perda em módulos fotovoltaicos. Geralmente, as perdas são definidas como todos os eventos que penalizam a energia de saída do módulo disponível em relação à potência nominal do módulo fornecida pelo fabricantes nas condições de STC. Diversas fontes de perda não são pontualmente mensuráveis. Um arranjo de um sistema ideal deve produzir 1 kW/ kWp sob uma irradiação ( $G$ ) de 1 kW, considerando os efeitos de sombreamento da irradiação, ou seja, assume-se uma resposta linear de acordo com a irradiação incidente, o arranjo fotovoltaico irá produzir uma quantidade de energia de kWh sob uma energia de kW para cada kWp instalada (conforme definido no STC) (PVSYST, 2012). O rendimento ideal é diminuído pelas seguintes perdas:

- Perdas na conversão de energia
- Sombreamento parcial

- Incompatibilidade/descasamento de módulos
- Aumento da temperatura do painel fotovoltaico
- Sujeira nos módulos
- Outros

Segundo Araújo, Rank e Bueno (2016) a Sociedade Alemã de Energia Solar quantificou em 2013 os fatores de perdas, mostrado na figura 6 abaixo

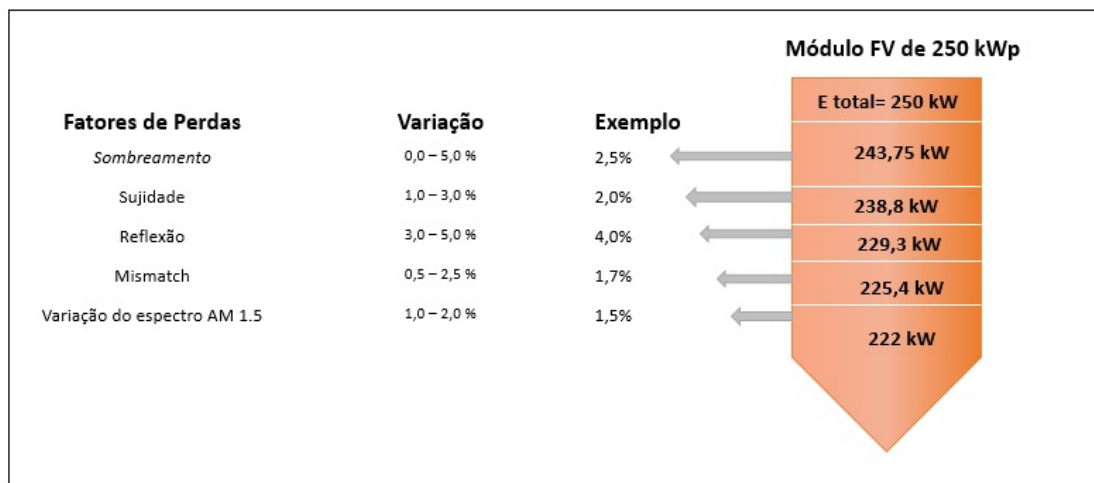


Figura 6 – Fatores de perdas em um módulo fotovoltaico de 250kWp. Fonte: Adaptado de (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

Por meio da curva característica I-V do sistema é possível analisar alguns dos fatores de perdas nos painéis fotovoltaicos como mostra a figura 7.

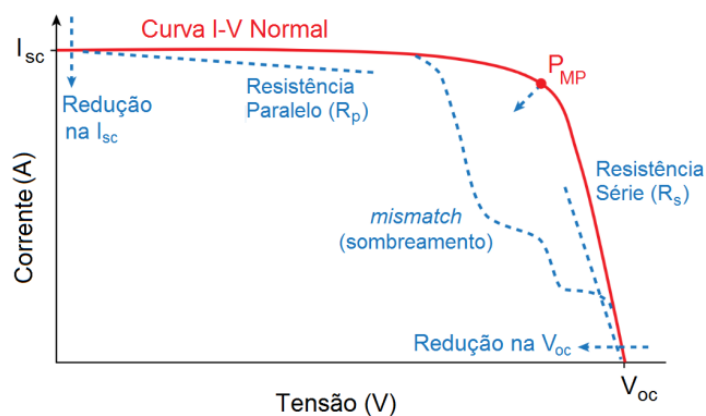


Figura 7 – Curva I-V com desvios de um painel fotovoltaico. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

A variação na curva I-V pela resistência série ( $R_s$ ) pode ser em consequência de problemas nas interconexões elétricas de um módulo da fileira, ou problemas externos na

fiação e conexões entre fileiras. A alteração pela resistência em paralelo ( $R_p$ ) é resultante de defeitos internos em células, onde também determinados padrões de sombreamento ou distribuição de sujeira na superfície do módulo são capazes de causar o mesmo efeito na curva. A redução da corrente de saída ( $I_{sc}$ ) é causada pela sujeira na superfície dos módulos ou degradação dos mesmos. Redução na tensão de saída ( $V_{oc}$ ) é causada por altas temperaturas nos módulos, podendo ser causada pelo modo de instalação. Degradações dos módulos ou curtos em diodos de desvio by-pass também causam este efeito. As perdas por incompatibilidade são resultados de inúmeras causas, como o sombreamento parcial, sujeira localizada, curtos em diodos de desvio, entre outras. Estas perdas causam o aparecimento de “degraus” na curva, como no caso de sombreamento parcial (PINHO; GALDINO, 2014).

A seguir, será apresentado o conceito de perdas por descasamento de módulos, sombreamento, reflexão e sujidade nos painéis fotovoltaicos.

#### 2.1.3.1 Perda por incompatibilidade de módulos

Os módulos fotovoltaicos possuem características próprias em virtude das diferenças entre as células FV que os compõem, ainda que sejam originadas da mesma linha de produção (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). Quando os módulos fotovoltaicos com diferentes características (I e V) estão conectados entre si, eles fornecem uma potência de saída total inferior à potência alcançada, somando a potência de saída fornecida por cada um dos módulos (MAGHAMI et al., 2016).

Devido à estas diferenças, cada módulo possui parâmetros peculiares, e com isso, a sua seleção deve ser criteriosa, pois a incompatibilidade entre características de módulos provoca a perda por incompatibilidade dos módulos ou de parâmetros, em que as células de menor fotocorrente limita a eficiência global do módulo fotovoltaico, afetando o desempenho do conjunto do sistema FV. Esse fator de perda também pode decorrer de diversos fatores, como o sombreamento dos módulos, estresses ambientais e degradação de algum dos painéis do arranjo série, situações que também levam a um ou alguns módulos a afetarem toda a instalação.

De acordo com Kaushika e Rai (2007), os estresses ambientais, como o provocado pelo impacto de granizo, implica na abertura total ou parcial de uma *string* devido ao *cracking* celular. Isto não só acarreta em perda de incompatibilidade, mas também pode resultar em aquecimento excessivo das regiões de dissipação de energia, o que, por sua vez, pode levar à fusão da solda e danificar o encapsulante.

#### 2.1.3.2 Perda por sombreamento

Os módulos fotovoltaicos possuem células associadas em série que conduzem a mesma corrente elétrica. De acordo com Filho (2016) a corrente gerada por uma célula



é diretamente proporcional a radiação solar incidente em sua área. Quando uma o mais células dentro do painel recebem radiação inferior às demais, sua corrente irá limitar a corrente de todo o conjunto. Esta redução de radiação pode ocorrer devido ao sombreamento parcial do módulo. O efeito da redução da radiação em um conjunto de células é propagado para todos o módulo, afetando sua eficiência global (PINHO; GALDINO, 2014; FILHO, 2016).

Araújo, Rank e Bueno (2016) afirmam que o sombreamento parcial é um fator de perda muito significativo num painel fotovoltaico. O sombreamento pode ser previsto no projeto, sendo causado por árvores, postes e construções no entorno, causada pela própria arquitetura do sistema, ou inclusive por um módulo fazendo sombra no módulo adjacente devido à configuração do sistema. O sombreamento pode também ser imprevisível, como tendo o exemplo de quando algo cai em cima do módulo (folha de árvore ou dejetos de pássaros).

De acordo com Araújo, Rank e Bueno (2016) a orientação dos módulos fotovoltaicos (se é horizontal ou vertical) também deve ser considerada, uma vez que diferentes perdas podem ocorrer com a mesma sombra. A figura 8 ilustra duas diferentes disposição de módulos, observa-se que se os módulos forem colocados na horizontal somente dois deles receberão sombra, porém se estiver na vertical, 4 módulos serão sombreados.

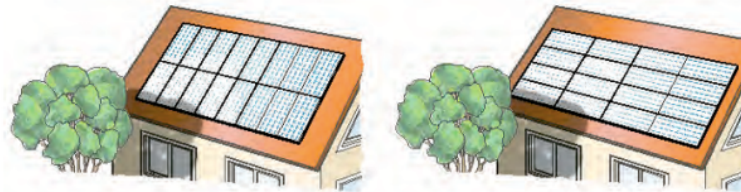


Figura 8 – Sombreamento parcial com módulos dispostos na horizontal ou vertical. *Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)*

Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, outra consequência do sombreamento parcial é a ocorrência de danos físicos ao módulo, em razão da potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo que se dissipa no módulo afetado, muitas vezes sobre apenas uma de suas células. Neste caso ocorre o fenômeno "ponto quente" (*hotspot*), que produz calor excessivo sobre a célula afetada, podendo haver a ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais (PINHO; GALDINO, 2014).

Como forma de minimizar o efeito de superaquecimento, a solução mais utilizada é associar um diodo em paralelo às células. Quando a irradiação incidente é inferior às demais e a célula começa a operar na região da curva de tensão negativa, o diodo é polarizado diretamente e se torna o meio de condução da corrente. Um exemplo desta associação é mostrado na figura 9. Estes diodos são chamados de diodos de *bypass* (FILHO, 2016).

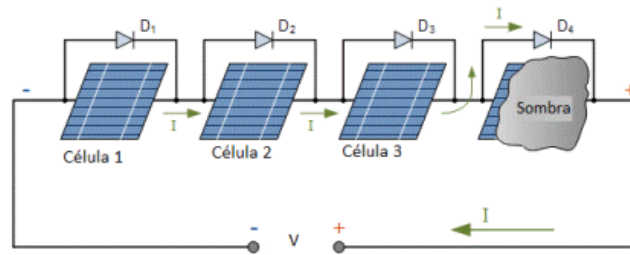


Figura 9 – Circuito sombreado contendo diodo *bypass*. Fonte: (FILHO, 2016)

Ao se utilizar um diodo individual para as células, o custo do painel aumenta significativamente. Normalmente apura-se qual a máxima potência que uma célula pode dissipar sem que seja danificada e assim se define o número máximo de células que podem ser conectadas (FILHO, 2016).

### 2.1.3.3 Perda por contaminação

De acordo com Maghami et al. (2016) as perdas por contaminação estão relacionadas a perda de energia devido a neve, sujeiras, poeira e outras partículas que cobrem a superfície do módulo fotovoltaico. A poeira é uma camada fina que cobre a superfície de um módulo, onde geralmente as partículas de poeiras tem menos de 10  $\mu\text{m}$  de diâmetro, porém depende das condições ambientais e da localização. A poeira pode ter origem de diversas fontes, como poluição por vento, erupções vulcânicas, movimento de veículos, entre outros.

Ao longo do tempo, o acúmulo de pó agrava as perdas por contaminação, que afeta a potência total entregue do módulo fotovoltaico de forma diária, mensal, sazonal e anual. A figura 10 mostra a intensidade da poeira em diferentes cores ao redor do mundo. Os pontos mais escuros indicam o maior nível de poeira, onde Oriente Médio e a África do Norte têm os piores resultados de acumulação de poeira no mundo (MAGHAMI et al., 2016).

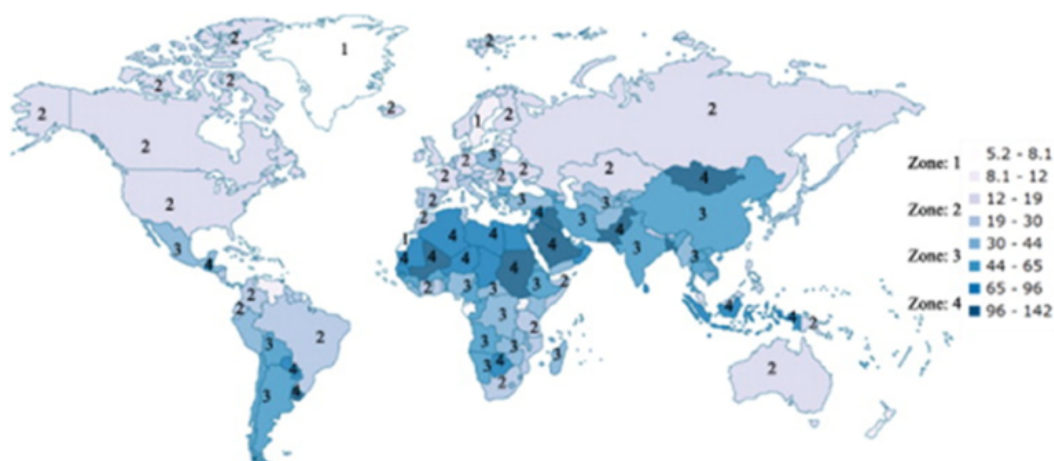


Figura 10 – Intensidade de poeira global. Fonte: (MAGHAMI *et al.*, 2016)

Segundo Araújo, Rank e Bueno (2016), em áreas industriais, com grande tráfico de automóveis, ou com clima seco, por exemplo, ocorre maior acúmulo de sujeira nos painéis fotovoltaicos. O efeito do acúmulo de sujeira é minimizado quando o módulo é limpo com a água da chuva, em que uma angulação de pelo menos  $10^\circ$  geralmente é suficiente para que isto ocorra. Uma maior inclinação do módulo facilita a autolimpeza pelo chuva dos módulos. Outro fator que afeta no acúmulo de poeira é o *design* do painel, em que ocorre maior acúmulo quando este contém bordas elevadas. Se o painel FV estiver instalado em áreas com muito acúmulo de poeira, a limpeza regular vai aumentar significativamente o desempenho deste (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

#### 2.1.3.4 Perda por reflexão

A radiação recebida pelas células que contém o módulo fotovoltaico é inferior à radiação que incide sobre a superfície do módulo. Uma das causas desse valor menor é a perda de reflexão e absorção. As perdas dependem do ângulo de incidência de radiação, por isso elas são normalmente referidos como perdas de ângulos de incidência (PAI) (YAMADA *et al.*, 2001).

A perda por reflexão é um fenômeno que ocorre devido à reflexão e transmissão do raio do sol em cada interface de material (ar-vidro, vidro-EVA, célula EVA), bem como alguma absorção no vidro (PVSYST, 2012). Isso surge para qualquer raio de incidência.

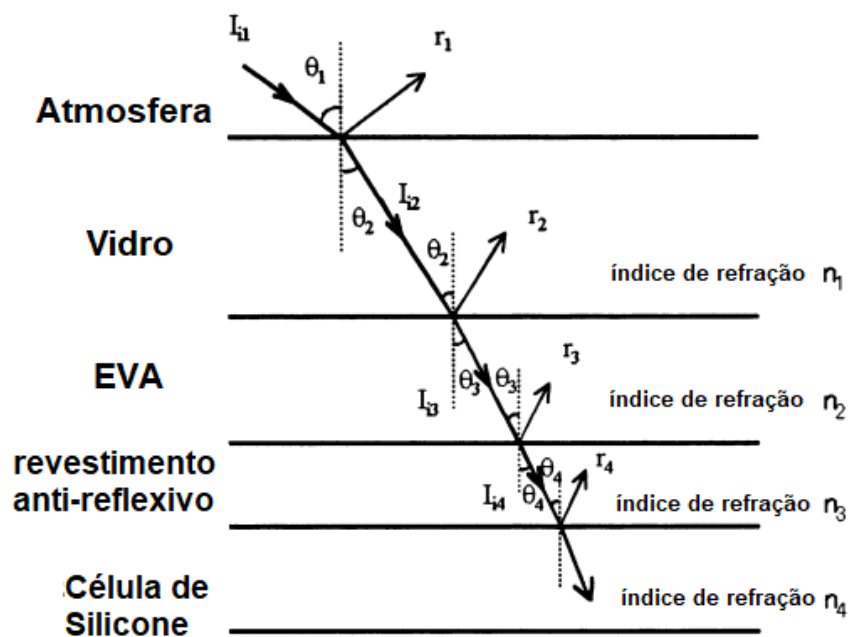


Figura 11 – Exemplo de seção transversal de um módulo. Fonte: (YAMADA et al., 2001)

Como ilustrado na figura 11, para cada camada da célula existe uma mudança do ângulo de incidência.

De acordo com SANDIA (2018), o ângulo de incidência para a componente direta ( $G_{Dir}$ ) da irradiação solar não será normal à superfície, exceto em raros casos que dependem da orientação do painel. Quando o ângulo de incidência é maior que zero, existem as perdas ópticas devido ao aumento de reflexões dos materiais do painel, e estas perdas precisam ser quantificados.

## 2.2 Métodos

Nesta seção é apresentada a metodologia utilizada para simular um conjunto de painéis fotovoltaicos, para que estes possam ser analisados sob as diferentes condições de perdas por meio de um *software* interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico.

O fluxograma da figura 12 mostra as principais etapas envolvidas no processo de obtenção dos dados para a análise das perdas de potência.

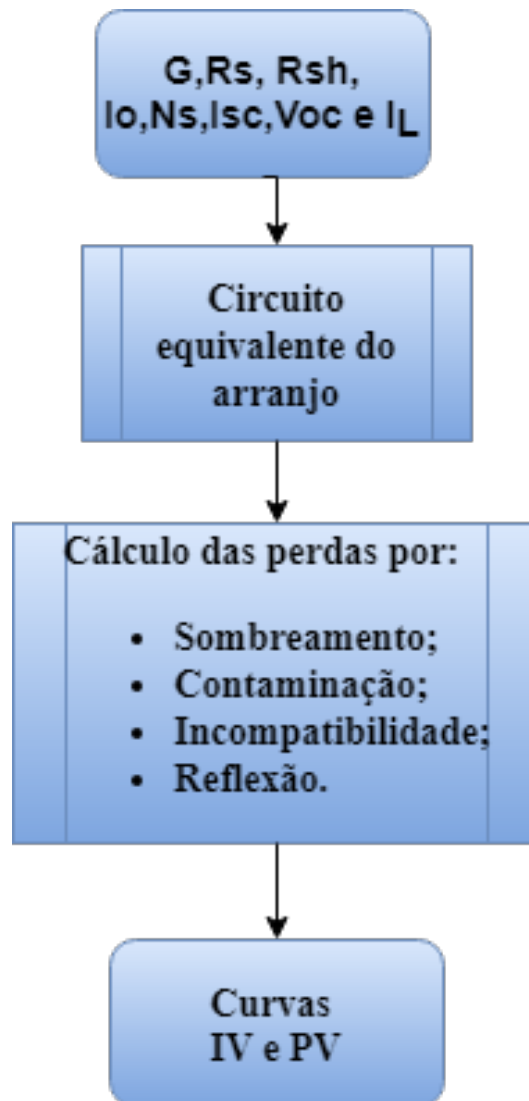


Figura 12 – Fluxograma para a metodologia adotada.

A etapa 1 consiste no levantamento das especificações dos painéis solares utilizados e de valores reais de irradiância.

Posteriormente, é feita a modelagem do circuito equivalente do arranjo de painéis, o qual gera saídas que serão utilizadas para a validação do modelo.

Após a validação do modelo é feita a modelagem do arranjo sob as condições de perdas de potência propostas, as quais retornarão os dados para a construção das curvas IV e PV do sistema.

### 2.2.1 Parâmetros dos módulos solares

Para a escolha dos painéis fotovoltaicos estudados, determinou-se o critério de certificação pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), garantindo assim uma escolha baseada em parâmetros de qualidade. Os dois módulos

escolhidos foram o KD250 GX-LFBP2 e CS6P-250P, manufaturados pela *Kyocera Solar* e *Canadian Solar* respectivamente.

Neste trabalho os parâmetros utilizados dos painéis fotovoltaicos são retirados diretamente do *datasheet* do fabricante e da biblioteca disponibilizada pelo *Sandia National Laboratories*.

O *Sandia National Laboratories* possui uma base de dados de parâmetros do *California Energy Commission(CEC) Performance Model* para diversos painéis. O modelo CEC tem como base o modelo de cinco parâmetros, estimados detalhadamente em [SANDIA \(2018\)](#). Os parâmetros foram obtidos na biblioteca virtual PV\_LIB *Toolbox*<sup>1</sup>.

Os dados obtidos a partir do *datasheet* (Anexo A) e parâmetros CEC do painel KD250 GX-LFBP2 estão na tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Parâmetros do painel KD250 GX-LFBP2

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$V_{oc}$	36,9V	$R_{sh}$	129,51
$I_{sc}$	9,09A	$I_L$	9,1110A
$I_{mp}$	8,39A	$I_o$	5,85e-10
$V_{mp}$	29,8V	adjust	18,85
$\alpha$	0,0055	$a_{ref}$	1.5860
Rs	0,2960	Ns	60

Já os dados referentes ao painel CS6P 250P, a partir do *datasheet* (Anexo B) e parâmetros CEC do estão na tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Parâmetros do painel CS6P 250P

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$V_{oc}$	37,2V	$R_{sh}$	237,41
$I_{sc}$	8,87 A	$I_L$	8,882A
$I_{mp}$	6,60 A	$I_o$	1,214e-10
$V_{mp}$	27,5V	adjust	11,58
$\alpha$	0,003459	$a_{ref}$	1.4881
Rs	0,321	Ns	60

Os valores mostrados nas tabelas 3 e 4 são utilizados para a modelagem dos painéis que será descrita nas próximas seções.

## 2.2.2 Dados reais de irradiância

Os dados de irradiância foram obtidos a partir da base de dados do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) para o ano de 2015 referentes à

<sup>1</sup> [https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv\\_lib-toolbox/](https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/)

Brasília-DF, medidos a cada minuto das 9h00 às 21h00.

Devido à disponibilidade e organização foi escolhido o dia 3 de janeiro de 2015 como referência para os dados de irradiação e temperatura. Os valores foram escolhidos para o horário de 13h15min da irradiação global horizontal ( $G_{global}$ ), igual a  $979 W/m^2$  e difusa ( $G_{dif}$ ), igual a  $166,7W/m^2$  e uma temperatura igual a  $29.32^{\circ}C$  (SONDA, 2018).

Estes valores serão usados como referência ao longo de todo o estudo.

### 2.2.3 Modelo de circuito elétrico para células fotovoltaicas

De acordo com Filho (2016) o modelo de circuito elétrico equivalente é a maneira mais difundida de modelagem de células fotovoltaicas, que pode conter componentes lineares e não lineares. O modelo ideal é apresentado no circuito elétrico na figura 13, em que  $G$  é a radiação solar global (soma das componentes de radiação direta e difusa) que incide sobre a célula.

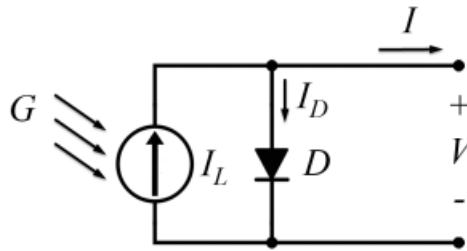


Figura 13 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal. Fonte: (FILHO, 2016)

A partir deste modelo e pela lei dos nós de Kirchhoff, a corrente  $I$  disponível à carga é definida pela equação 2.2, em que  $I_L$  é corrente gerada pela irradiação solar e  $I_D$  é a corrente que flui pelo diodo (junção P-N) (FILHO, 2016).

$$I = I_L + I_D \quad (2.2)$$

Já a expressão matemática característica do diodo é dada pela equação 2.3. Onde:  $I_0$  é a corrente de saturação reversa (A);  $V$  é tensão nos terminais (V);  $q$  é a carga do elétron;  $n$  é o fator de idealidade do diodo;  $k_B$  é a constante de Boltzmann;  $T$  é a temperatura absoluta (K).

$$I_D = I_0 \left[ \left( \frac{qV}{nk_B T} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

A equação que define a curva característica de uma célula ideal é obtida substituindo 2.3 em 2.2. Assim temos:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{nk_B T}\right) - 1 \right] \quad (2.4)$$

De acordo com [Filho \(2016\)](#) o valor de  $n$  (fator de idealidade do diodo) depende da tecnologia da célula. Considera-se modelo ideal o apresentado na figura 13 pois este não leva em consideração as perdas de energia nos delgados terminais da célula nem as perdas por imperfeições no semiconductor. Para considerar estas perdas são incluídos os resistores  $R_S$  e  $R_{sh}$  no circuito, como mostrado na figura 14 abaixo.

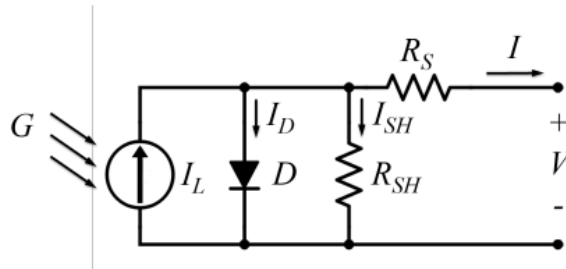


Figura 14 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica com  $R_S$  e  $R_{sh}$ . Fonte: ([FILHO, 2016](#))

Segundo ([BAI et al., 2015](#)) a equação característica deste circuito é :

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Onde  $a = \frac{nk_B T}{q}$ .

A equação 2.5 é conhecida como modelo dos cinco parâmetros,  $I_L, I_0, n, R_S$  e  $R_{sh}$ .

Neste trabalho os cinco parâmetros já são conhecidos.

## 2.2.4 Modelagem do painel fotovoltaico

A equação individual da célula 2.5 pode ser replicada para um módulo fotovoltaico, em que adiciona-se o parâmetro  $N_S$ , que representa o número de células que estão conectadas em série no painel, e adaptando os outros parâmetros para que melhor se ajuste à curva característica do painel ([FILHO, 2016](#)). A expressão simplificada para um módulo é:

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{aN_S}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

A seguir é descrita a modelagem para um arranjo de painéis.

## 2.2.5 Modelagem de um conjunto de painéis

Com o intuito de simular a resposta de um arranjo de painéis com conexões em série e paralelo e ao mesmo tempo analisando condição de operação individual de cada



célula, buscou-se um modelo matemático capaz de atender essas especificações. O modelo matemático proposto por Filho (2016) atende estas necessidades e é descrito a seguir.

Na figura 15 contém um modelo geral de um arranjo fotovoltaico composto por  $i$  séries de módulos ligados em paralelo, cada série é composta por  $j$  módulos, e cada módulo contém  $k$  células.

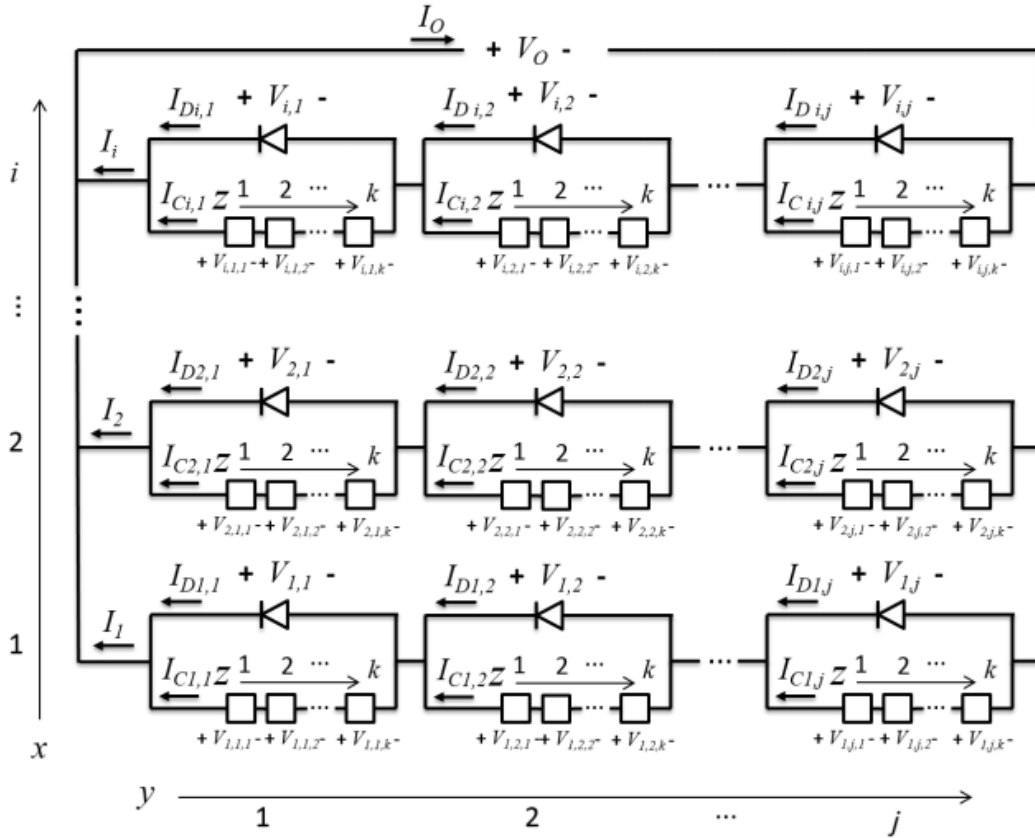


Figura 15 – Modelo geral de circuitos de módulos com  $i$  séries  $j$  módulos e  $k$  células cada.  
 Fonte: (FILHO, 2016)

A corrente de saída  $I_O$  é dada a partir da soma das correntes  $I_x$  das séries  $x$ .

$$I_O = \sum_{x=1}^i I_x \quad (2.7)$$

Em ligação do tipo série a corrente  $I_x$  é igual entre todos os módulos. A corrente de cada painel é igual a soma da corrente de seu diodo de *bypass* com a corrente de suas células.

$$I_x = I_{C_{x,y}} + I_{D_{x,y}} \quad (2.8)$$

A corrente do diodo de *bypass* é dada por:

$$I_{D_{x,y}} = I_O \left[ \exp\left(\frac{q(-V_{x,y})}{nk_B T}\right) - 1 \right] \quad (2.9)$$

A soma das tensões das  $k$  células do módulo gera a tensão de cada módulo  $V_{x,y}$ .

$$V_{x,y} = \sum_{z=1}^k V_{x,y,z} \quad (2.10)$$

A equação característica da corrente gerada por cada célula  $x,y$  e  $z$  é dada pela equação 2.11 a seguir.

$$I_{C_{x,y}} = I_{L_{x,y}} - I_O \left[ \exp\left(\frac{q(-V_{x,y,z} + I_{C_{x,y}} R_s)}{nk_B T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{x,y,z} + I_{C_{x,y}}}{R_{sh}} \quad (2.11)$$

A tensão de saída  $V_O$  do circuito é dada por:

$$V_O = \sum_{y=1}^j V_{x,y} \quad (2.12)$$

A equações 2.7 a 2.12 descrevem matematicamente o arranjo genérico proposto. De acordo com Filho (2016) o sistema de equações tem grau de liberdade nulo, e como consequência possui uma única solução.

Devido ao grau de complexidade de resolução do sistema de equações é necessário aplicar um método numérico para encontrar as variáveis de interesse  $I_O$  e  $V_O$ . O método numérico escolhido por sua eficiência é o de Newton-Rapshon (FILHO, 2016).

O método aplicado ao sistema proposto é expresso na equação abaixo.

$$I_{(n+1)} = I_{(n)} - \frac{f(I_{(n)})}{f'I_{(n)}} \quad (2.13)$$

Para resolução também é necessário fornecer os dados de entrada: temperatura e irradiação de cada célula. A fim de simplificar, a temperatura é considerada constante ao longo do painel.

A irradiância de cada célula inicialmente é definida pelos valores reais de irradiância. Conforme as diferentes condições de operação (descasamento de módulos, sombreamento, sujidade e reflexão) a irradiância é alterada e determinada a partir dos modelos de cada situação de perda de potência.

## 2.2.6 Circuito equivalente do arranjo de estudo

Devido aos aspectos construtivos dos módulos, que podem conter mais de um diodo de *bypass*, estes podem equivaler a mais de um módulo dentro do modelo. Assim o número de módulos  $j$  para representar cada painel depende do número de diodos de *bypass* que contém. (FILHO, 2016)

Desta forma, o circuito proposto para o estudo deste trabalho consiste em um painel que contém 3 diodos de *bypass* e 60 células. Este painel é equivalente à 3 módulos conectados em série contendo 20 células cada, como ilustra a figura 16 a seguir.

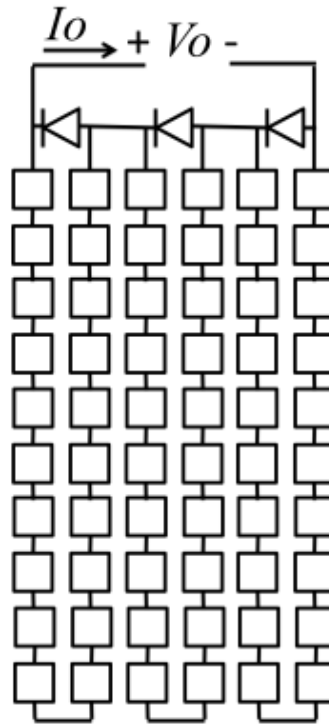


Figura 16 – Esquema do circuito contendo 3 módulos conectados em série contendo 20 células cada. *Fonte: (FILHO, 2016)*

Para a resolução deste circuito aplica-se o método proposto por (FILHO, 2016) descrito na seção anterior.

### 2.2.7 Modelagem de um painel sob condições de incompatibilidade de módulos

De acordo com Bai et al. (2015), para estudar as equações características I-V de um módulo FV sob condições de incompatibilidade, define-se que  $k$  módulos são conectados em série no arranjo e o parâmetro  $I_a$  do módulo fotovoltaico no arranjo fotovoltaico é menor do que os outros, que têm os mesmos cinco parâmetros. A equação simplificada para um módulo pode ser descrita como :

$$V = -(I - I_a)R_{sh,1} - I.R_{s,1} \quad (2.14)$$

A equação simplificada para o cálculo de I-V para um módulo fotovoltaico constituído por células solares  $n \times m$  conectadas em série pode ser descrita da seguinte forma:

- Se  $(0 \leq I \leq I_{L,a-1})$

$$V1 = (a_1 \ln(\frac{I_{a(1)} - I}{I_{o(1)} + 1} I.R_{s,1}) + (k - 1)(a_{mod} \cdot \ln(\frac{I_{a,mod} - I}{I_{mod}} + 1)) - I.R_{s,mod}) \quad (2.15)$$

- Se  $(I_{a,1} \leq I \leq I_{a,mod} \& V_1 \geq -kV_{bd})$

$$V_1 = -((I - I_{a1})R_{sh}) - IR_s + (k - 1)(a_{mod} \cdot \ln(\frac{I_{a,mod} - I}{I_{mod}} + 1) - I \cdot R_{s,mod}) \quad (2.16)$$

- Se  $(I_{a,1} \leq I \leq I_a \& V_1 \leq -V_{bd})$

$$V_1 = -kV_{bd} \quad (2.17)$$

onde  $k$  é o número de módulos fotovoltaicos.

A análise da condição de incompatibilidade que é abordada neste trabalho consiste na conexão de dois painéis solares em série de diferentes fabricantes e de mesma potência nominal. Após a conexão é obtida tensão do arranjo de acordo com a equação 2.15 e obtêm-se as curvas características do arranjo.

A fim de comparação é realizada a conexão série de dois painéis de mesmo fabricante.

### 2.2.8 Modelagem de um painel fotovoltaico sob condições de sombreamento parcial

De acordo com [Soto, Klein e Beckman \(2006\)](#) a irradiação solar incidente em um módulo fotovoltaico é dada pela soma das componentes direta ( $G_{DIR}$ ) e difusa ( $G_{DIF}$ ). A sombra causada por algum objeto nas proximidades do painel causa bloqueio da componente direta e a área sombreada recebe apenas a componente difusa.

De acordo com [Filho \(2016\)](#) a irradiação incidente equivalente sobre um painel solar de área total  $A_T$  é dada por:

$$G = (G_{DIR} + G_{DIF}) \frac{A_T - A_S}{A_T} + G_{DIF} \frac{A_S}{A_T} \quad (2.18)$$

onde  $A_S$  é a área sombreada.

A partir dessa definição, o arranjo é analisado com os seguintes tipos de sombreamento:

- Formatos de sombra uniforme, vertical, horizontal e diagonal.
- Porcentagens de sombreamento equivalentes a 87,5%, 75%, 50%, 37,5%, 12,5% e 3,3%.

Em cada porcentagem de sombreamento e tipo da área afetada obtêm-se as curvas IV e PV para análise. A corrente e tensão do arranjo são obtidas a partir do modelo de arranjo proposto anteriormente.

### 2.2.9 Modelagem de um painel fotovoltaico sob condição de contaminação

Os grãos de poeira sob os painéis FV afetam a irradiação incidente nas células. Desta forma, [Zorrilla-Casanova et al. \(2013\)](#) propõe que perda relativa da irradiação é dada por:

$$GL(\%) = 100 \cdot \left( \frac{G_{CC} - G_{DC}}{G_{CC}} \right) \quad (2.19)$$

Em que  $G_{CC}$  [ $W/m^2$ ] é a irradiação na célula limpa e  $G_{DC}$  [ $W/m^2$ ] é a irradiação na célula empoeirada. Para o cálculo da irradiação na célula com grãos de poeira, segundo [Zorrilla-Casanova et al. \(2013\)](#), são assumidas as seguintes hipóteses:

- Os grãos de poeira são esferas uniformemente distribuídas sob a célula solar. O raio da esfera será determinado, conforme a área que este irá cobrir no módulo.
- Cada esfera possui um coeficiente de reflexão  $R$ , responsável por ambas reflexões: espectral e difusa.
- As esferas de grão de poeira absorvem 30% da irradiação total que incide sob cada célula.

E assim, a partir da área da esfera dos grãos de poeira, é determinada a área de cobertura do módulo, e em seguida, calcula-se a irradiância incidente nas células com poeira.

Para o arranjo de estudo são analisadas as seguintes porcentagens de área afetada: 100%, 87,5%, 75%, 50%, 37,5%, 12,5% e 3,3%. Também são analisados os diferentes formatos de área: horizontal, vertical e diagonal.

A partir da matriz de irradiação  $G$  obtida após a aplicação das condições de análise, os resultados de  $I_O$  e  $V_O$  são obtidos a partir do método proposto de solução do arranjo.

### 2.2.10 Modelagem de um painel fotovoltaico sob condição de reflexão

Quando o ângulo de incidência da componente direta da radiação solar ( $G_{DIR}$ ) é maior que zero existe a perda por reflexão devido ao aumento de reflexões dos materiais presentes no painel.

De acordo com [SANDIA \(2018\)](#) para quantificar estas perdas é definido um fator denominado "modificador de ângulo de incidência" (do inglês *angle of incidence modifier*, ( $IAM$ )). Este fator, utilizando o modelo proposto por ASHRAE, é dado por:

$$IAM = 1 - b_0 \left( \frac{1}{\cos(\theta_{AOI})} - 1 \right) \quad (2.20)$$

onde  $\theta_{AOI}$  é o ângulo de incidência.

A metodologia de análise da perda de reflexão devido ao ângulo de incidência consiste em obter o fator IAM a partir da equação 2.20 e assim calcular a irradiação global ( $G_{global}$ ), visto esta é dada por:

$$G_{Global} = G_{DIR} \cdot \cos(\theta_{AOI}) \cdot IAM + G_{DIF} \quad (2.21)$$

De acordo com Pinho e Galdino (2014) o ângulo de inclinação do painel, que acarreta em uma maior geração de energia, é o ângulo igual a latitude do local de instalação. O local de estudo é a região de Brasília, localizada na Latitude  $15^{\circ}46'46''$  S .

Desta forma, são analisados os efeitos da reflexão para ângulos de inclinação menores, maiores e iguais a latitude do local. Os valores escolhidos são:  $15^{\circ}$ ,  $17^{\circ}$  e  $20^{\circ}$ .

## 3 Resultados e discussões

Este capítulo apresenta os resultados obtidos nos diferentes quadros propostos. Primeiramente é feita validação do modelo de resolução do arranjo de painéis comparando os valores obtidos com os valores de referência presentes no *datasheet* de cada módulo.

Após a validação são apresentados os resultados para cada tipo de perda de potência, realizando uma comparação com o sistema operando normalmente e obtendo o percentual de perda em cada cenário.

### 3.1 Validação do modelo

Primeiramente, foram obtidas curvas típicas do painel para a condição de operação segundo o padrão *STC*, o qual considera irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $25^\circ\text{C}$ . A partir das coordenadas dos pontos de máxima potência (PMP) é possível quantificar o erro percentual entre  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$  e  $P_{mp}$  disponibilizados pelo fabricante no seu *datasheet* (Anexo) e os valores simulados. As curvas obtidas com o modelo utilizado estão na figura abaixo.

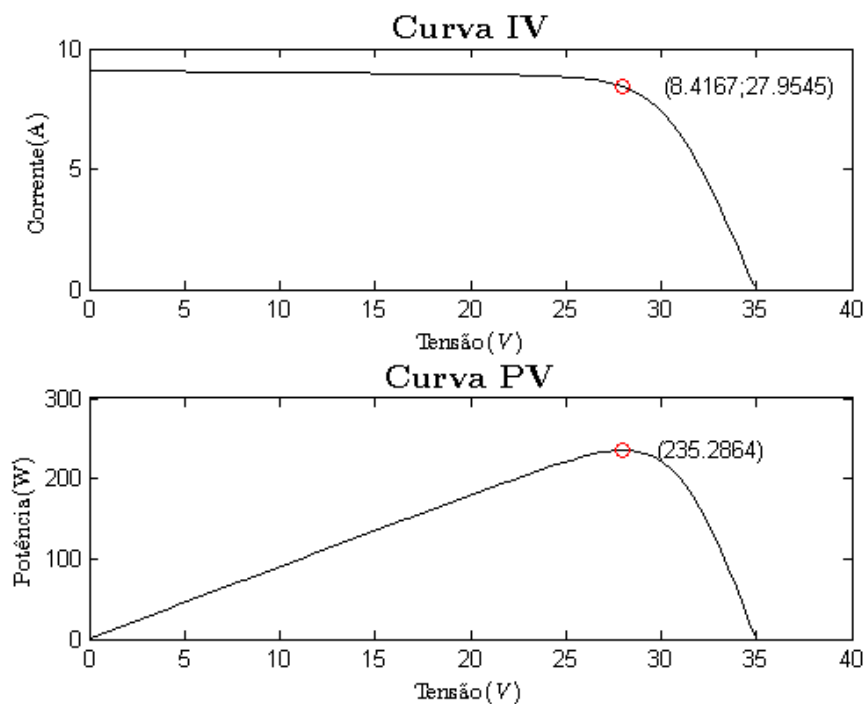


Figura 17 – Curvas IV e PV simuladas para STC.

Na tabela 5 está a comparação entre os valores do fabricante e obtidos na simulação, assim como o erro percentual envolvido.

Tabela 5 – Comparação entre *datasheet* e valores simulados do painel.

Parâmetro	Fabricante	Simulado	Erro %
Potência máxima $P_{mp}$	250 W	235,2864 W	5,89
Corrente no Ponto de Máxima Potência $I_{MPP}$	8,39 A	8,4167 A	0,32
Tensão no Ponto de Máxima Potência $V_{MPP}$	29,8 V	27,9545 V	6,19

Como os erro envolvido é baixo, o modelo utilizado para a simulação do painel é coerente e validam a metodologia utilizada.

### 3.2 Efeito da incompatibilidade de módulos

Para análise do efeito da incompatibilidade de módulos foram escolhidos dois painéis de mesma potência e fabricantes diferentes. Os módulos escolhidos foram o KD250 GX-LFBP2 e CS6P-250P.

A figura 18 ilustra as duas curvas características para cada painel escolhido, destacando os pontos de máxima potência.

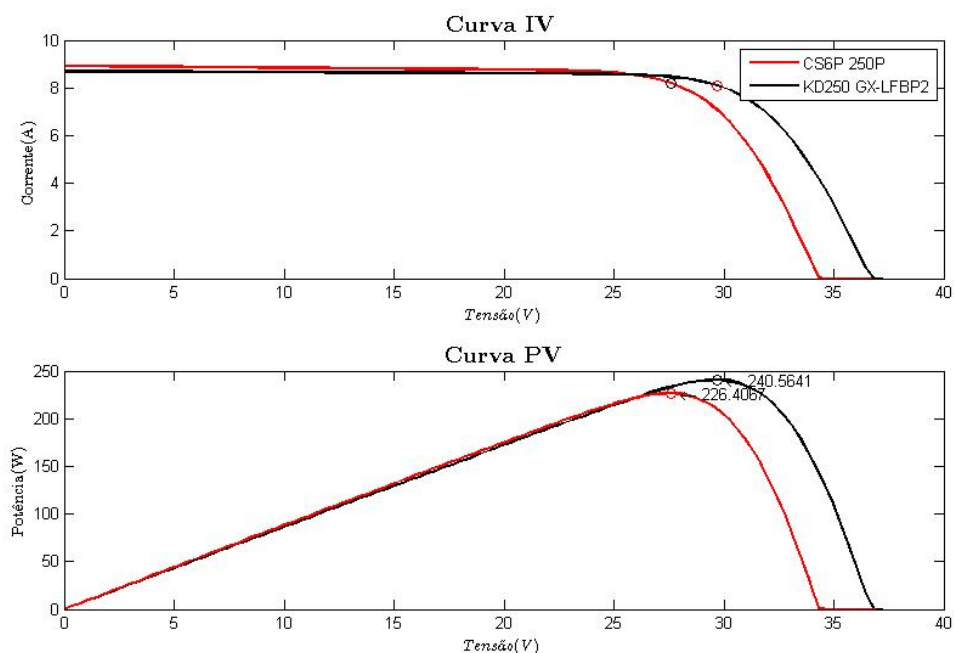


Figura 18 – Curvas IV e PV para os painéis KD250 GX-LFBP2 e CS6P-250P.

Como mostra a figura 18 as máximas potências dos dois painéis são diferentes. Isto é devido as características construtivas diferentes, onde o painel CS6P-250P possui uma resistência paralelo ( $R_{sh}$ ) maior que o painel KD250 GX-LFBP2 .



A fim de ilustração de um sistema operando com os dois módulos diferentes conectados em série e um sistema com dois módulos iguais conectados, foram obtidas as curvas características para cada situação de operação. Para calcular a tensão equivalente da ligação em série de dois painéis diferentes utilizou-se a equação 2.15. A tensão encontrada foi igual a 55,68V.

Na figura 19 a seguir é ilustrada a diferença entre a conexão de dois painéis de mesmo fabricante (sistema original) e dois painéis de fabricantes distintos (nova configuração).

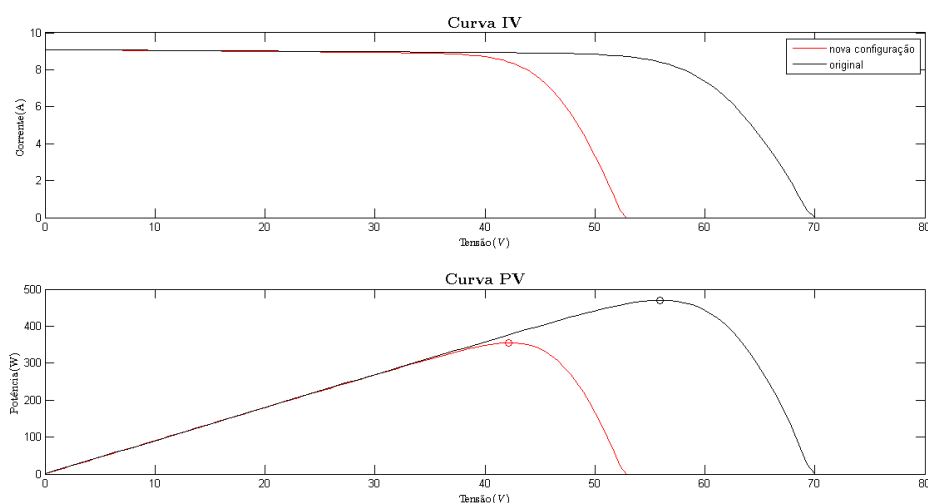


Figura 19 – Curvas IV e PV dos dois arranjos propostos.

Como pode-se observar a tensão da nova configuração é menor que a original e os pontos de máxima potência também se alteram. O valores de  $P_{mpp}$  estão na tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Valores de máxima potência para as diferentes configurações.

Tipo conexão	$P_{mpp}$
Sistema original	470,5728 W
Nova configuração	355,0338 W
<b>Diferença</b>	<b>24,55%</b>

A perda relacionada ao descasamento de módulo neste cenário proposto é de 24,55%. É uma perda significativa que pode ser evitada com a conexão de painéis de mesmos parâmetros. Apesar dos dois módulos possuírem a mesma potência máxima em seu *datasheet* e mesmo tipo de célula, as diferenças construtivas provocam um menor desempenho do arranjo em série dos dois painéis.

### 3.3 Efeito do sombreamento

A irradiação equivalente foi obtida a partir da equação 2.18 em cada percentual de área analisado. Em cada uma das figuras 20 a 25 estão as quatro formas de sombra aplicadas nos diferentes formatos (uniforme,diagonal,vertical e horizontal), ao lado estão os gráficos contendo as respectivas curvas características IV e PV, sendo destacados os pontos de máxima potência.

Os resultados para os quatro formatos de sombras com 87,5% de redução incidente são mostrados na figura 20.

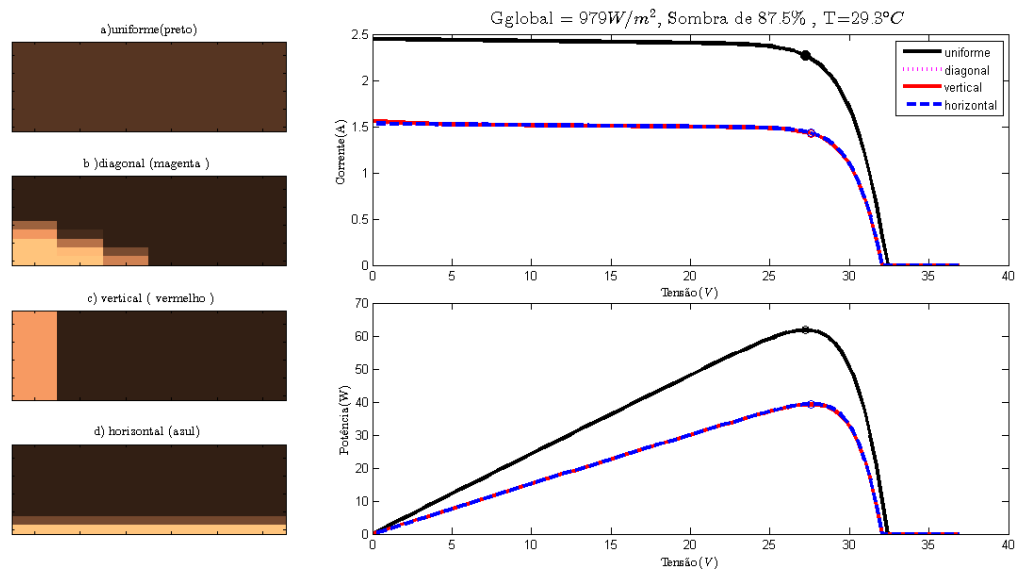


Figura 20 – Resultado do teste com sombras com 87,5% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.

Os valores de máxima potência para os respectivos formatos de sombra e a perda relativa estão na tabela 7.

Tabela 7 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 87,5% de redução da irradiação incidente

Formato	$P_{mpp}$	Perda relativa
Uniforme	61,73	72,73%
Diagonal	39,28	82,65%
Vertical	39,38	82,63%
Horizontal	39,42	82,58%

Nota-se que a perda relativa em todos os casos é superior a 70% do sistema operando normalmente. O pior caso de incidência do sombreamento é para o formato diagonal da sombra, que possui o menor valor de potência de operação.

Para o caso de 75% de redução incidente, os resultados para os quatro formatos de sombras são mostrados na figura 21.

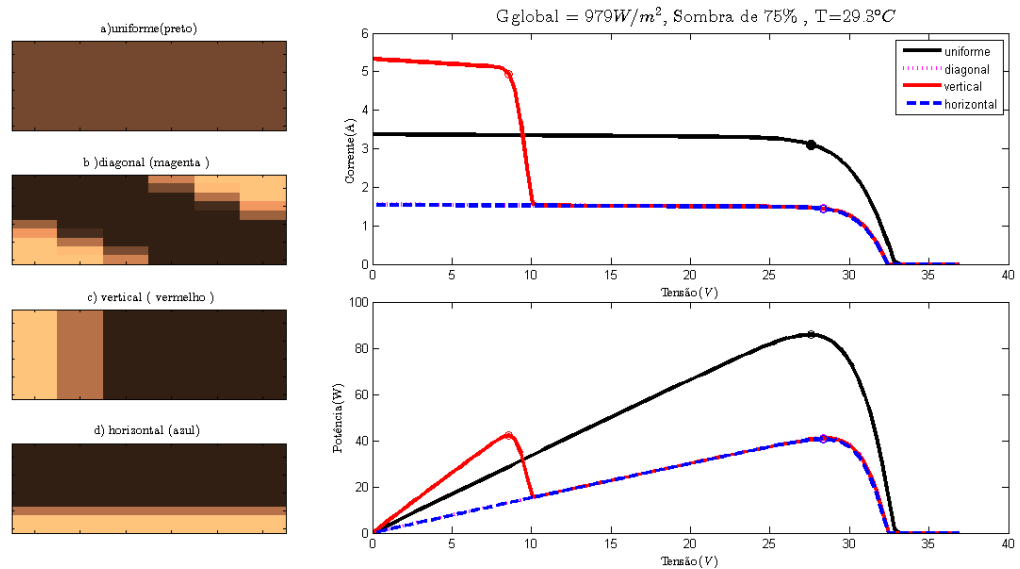


Figura 21 – Resultado do teste com sombras com 75% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.

Pode-se observar os degraus formados nas curvas, ilustrando a redução de tensão e corrente de operação do arranjo.

Os valores de máxima potência para os respectivos formatos de sombra e a perda relativa estão na tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 75% de redução da irradiação incidente

Formato	Pmpp	Perda relativa
Uniforme	85,76	62,12%
Diagonal	41,01	81,89%
Vertical	42,32	81,31%
Horizontal	40,62	82,06%

Neste cenário as perda relativa foi de no mínimo 62,12%, em que o pior caso de perda foi o formato diagonal de sombra.

Para o cenário de 50% de redução incidente, os resultados para os quatro formatos de sombras são mostrados na figura 22.

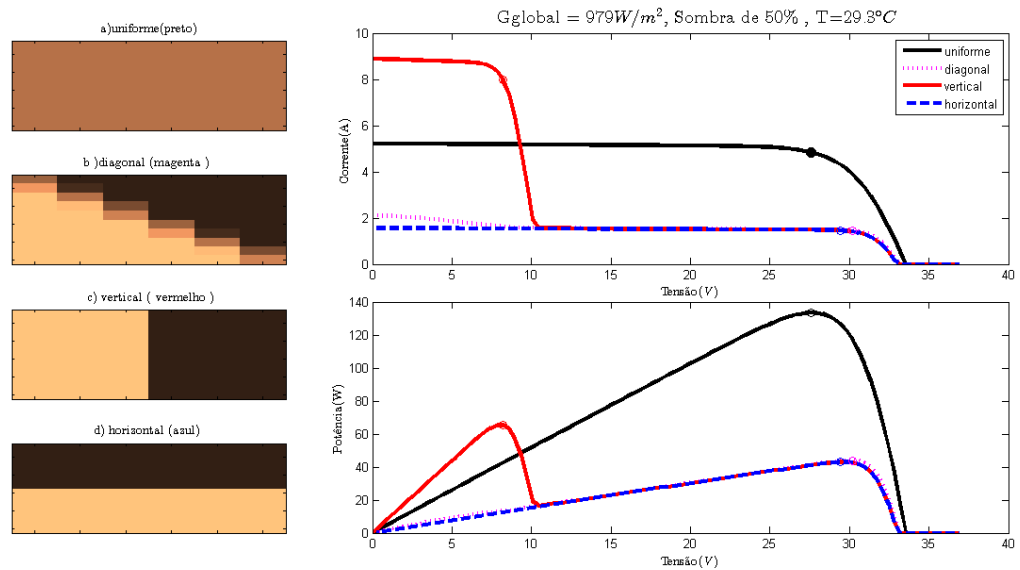


Figura 22 – Resultado do teste com sombras com 50% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.

A sombra de formato diagonal resulta em curva com degrau acentuado Os valores de máxima potência para os respectivos formatos de sombra e a perda relativa estão na tabela 9 a seguir

Tabela 9 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 50% de redução da irradiação incidente

Formato	Pmpp	Perda relativa
Uniforme	133,55	41,01%
Diagonal	43,9	80,61%
Vertical	65,4	71,11%
Horizontal	42,9	81,05%

O sombreamento uniforme, neste cenário, possui a menor perda relativa. Já os outros formatos de sombra possuem valores de perdas superiores a 70 %.

No caso de 37,5% de redução incidente, os resultados para os quatro formatos de sombras são mostrados na figura 23.

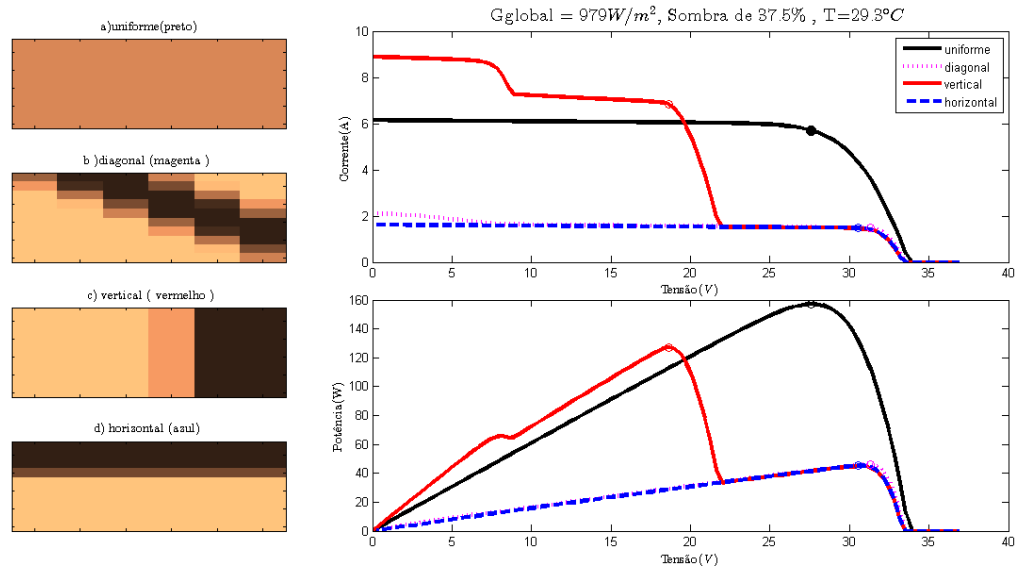


Figura 23 – Resultado do teste com sombras com 37,5% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.

Nota-se que para o formato de sombra vertical a curva de tensão versus corrente possui vários máximos locais e degraus.

Os valores de máxima potência para os respectivos formatos de sombra e a perda relativa estão na tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 37,5% de redução da irradiação incidente

Formato	Pmpp	Perda relativa
Uniforme	157,14	30,59%
Diagonal	46,06	79,66%
Vertical	127,18	43,83%
Horizontal	45,11	80,08%

Neste cenário, a perda relativa foi maior para o formato horizontal de sombra, com valor de 80,08%.

Para a situação de 12,5% de redução incidente, os resultados para os quatro formatos de sombras são mostrados na figura 24.

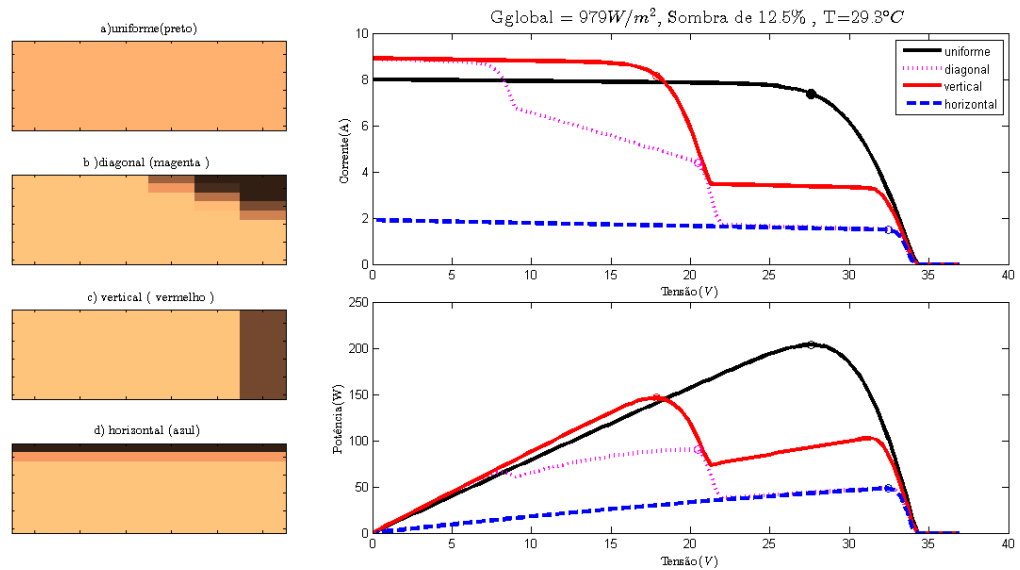


Figura 24 – Resultado do teste com sombras com 12,5% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.

As curvas para os formatos diagonal e vertical possuem degraus relativos devido aos desequilíbrios entre as correntes dos módulo provocados pela não uniformidade da irradiação nas células.

Na tabela 11 estão os dados de máxima potência e perda relativa para sombras com 12,5% de redução da irradiação incidente.

Tabela 11 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 12,5% de redução da irradiação incidente

Formato	Pmpp	Perda relativa
Uniforme	203,6	10,07%
Diagonal	90,32	60,11%
Vertical	146,01	35,51%
Horizontal	48,25	78,69%

Para a situação de 3,3% de redução incidente, os resultados para os quatro formatos de sombras são mostrados na figura 25.

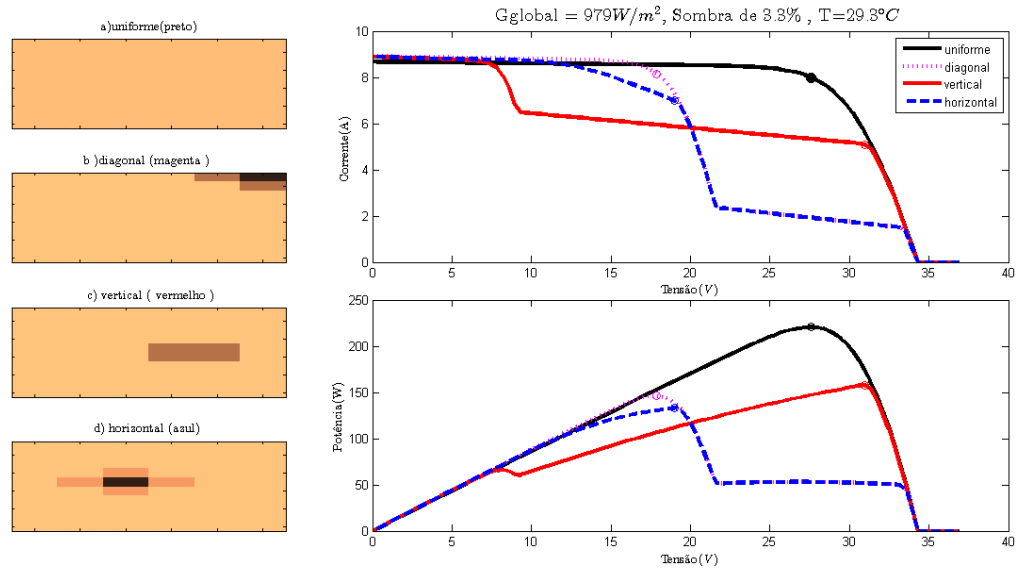


Figura 25 – Resultado do teste com sombras com 3,3% de redução da irradiação incidente:quatro formatos de sombra e suas respectivas curvas IV e PV.

A tabela 12 contém os valores de máxima potência e perdas relativas para sombras com 3,3% de redução da irradiação incidente.

Tabela 12 – Valores de máxima potência e perda relativa para sombras com 3,3% de redução da irradiação incidente

Formato	$P_{mpp}$	Perda relativa
Uniforme	220,42W	2,64%
Diagonal	145,96W	35,53%
Vertical	157,81W	30,30%
Horizontal	132,8W	41,34%

Em todos os cenários analisados as sombras de formato uniforme sempre resultam em menores percentuais de perda, isso é devido não existir diferença de irradiação entre os três módulos do painel, assim não existe desequilíbrio de correntes e por consequência não ocorre polarização de nenhum diodo de *bypass*.

Em formatos de sombra vertical e horizontais há o desequilíbrio de correntes entre os módulos devido à diferença de irradiação entre eles ser mais acentuada. Este desequilíbrio resulta em curvas com degraus e escalas diferentes.

De acordo com Filho (2016) a não homogeneidade da irradiação causa desequilíbrio na corrente gerada em módulos conectados da configuração série. No módulo em que as células em série então conectadas em paralelo a um diodo de *bypass*, o desequilíbrio da

corrente é compensado pela polarização direta do diodo, em que este desvia o fluxo de corrente das células limitando a queda de tensão a  $-0,7V$ .

### 3.4 Efeito da contaminação

Os ensaios com diferentes áreas do arranjo sob efeito de acúmulo de sujeira mostraram as deformidades causadas na curva característica pela não uniformidade da irradiação sobre os painéis.

As curvas resultantes que ilustram as curvas características de cada ensaio estão nas figuras 26 a 32. Estão ilustrados os diferentes formatos de área (diagonal, vertical e horizontal), e ao lado estão os gráficos referentes às curvas características de corrente versus tensão e tensão versus potência.

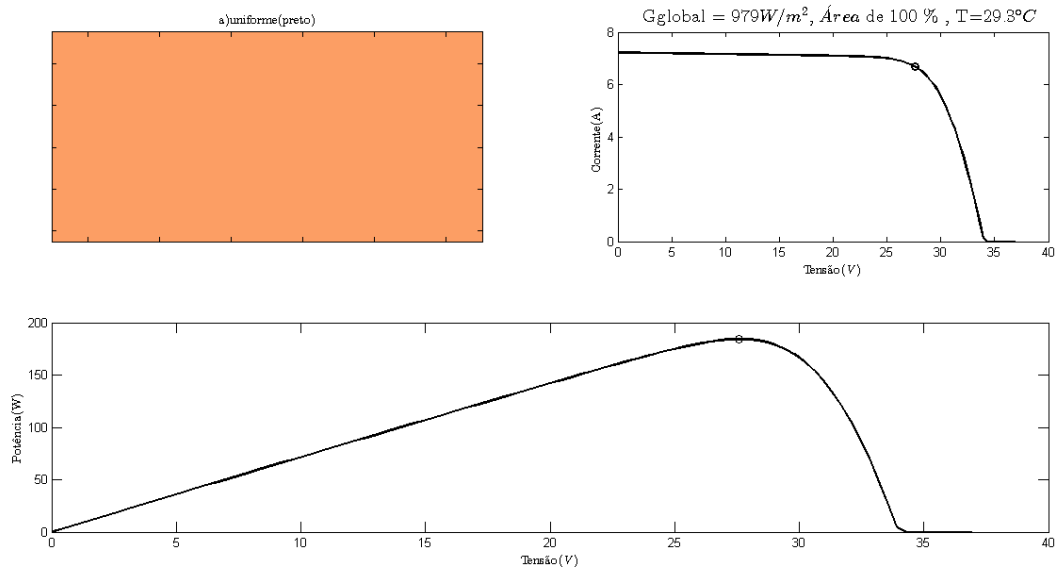


Figura 26 – Resultado do teste com área suja igual a 100% :formato de área e sua respectiva curva IV e PV.



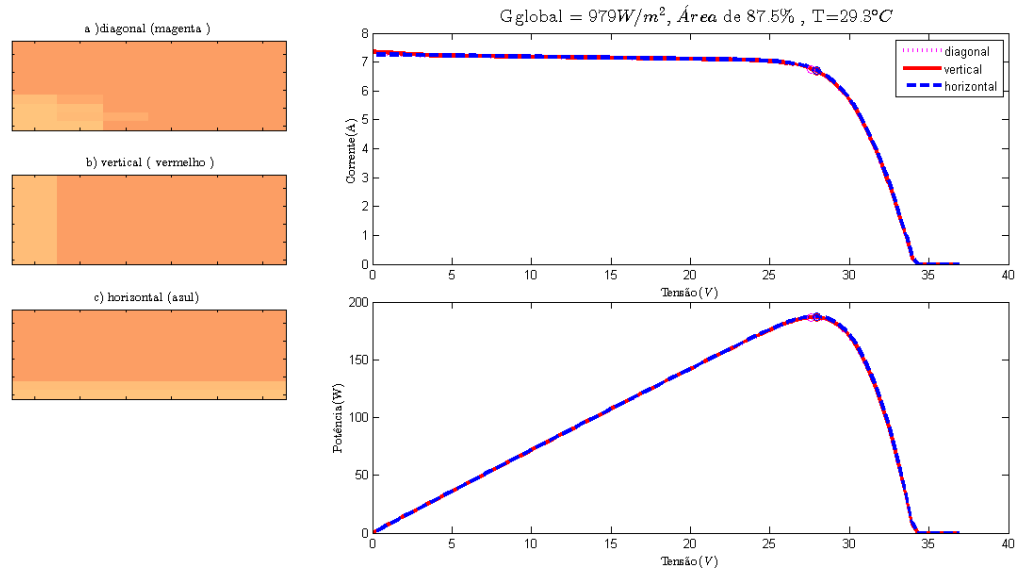


Figura 27 – Resultado do teste com área suja igual a 87,5% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV.

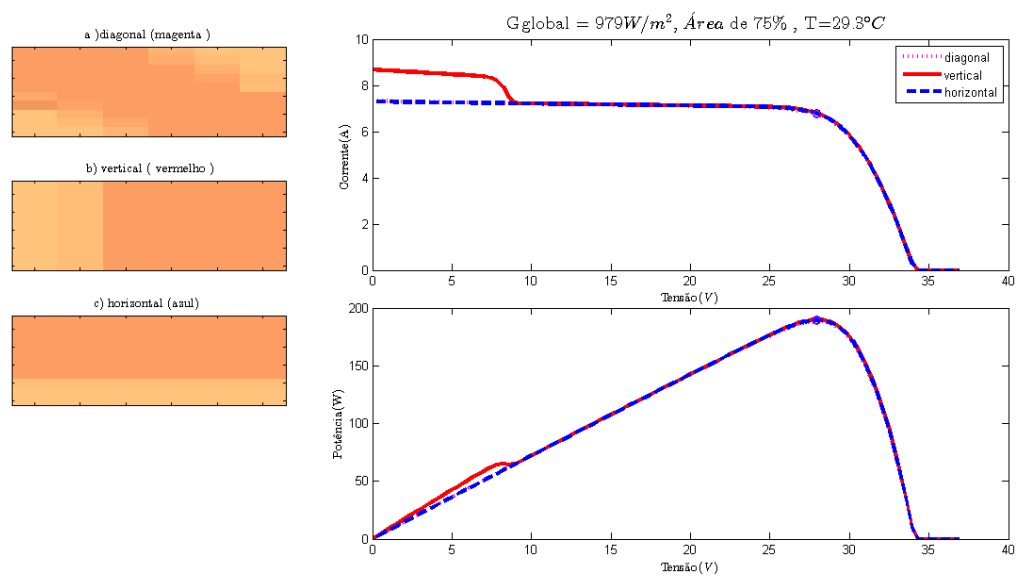


Figura 28 – Resultado do teste com área suja igual a 75% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV.

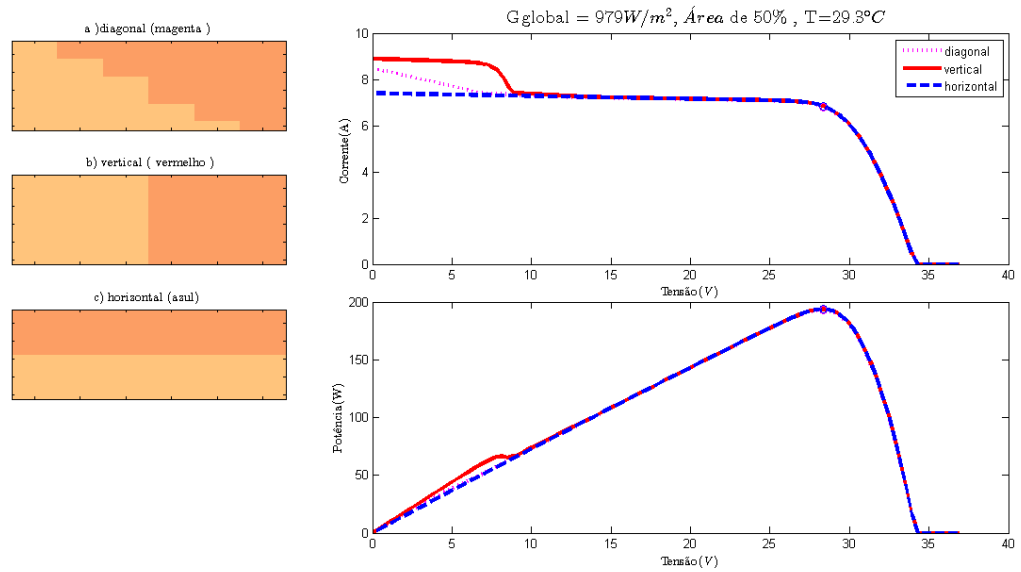


Figura 29 – Resultado do teste com área suja igual a 50% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV.

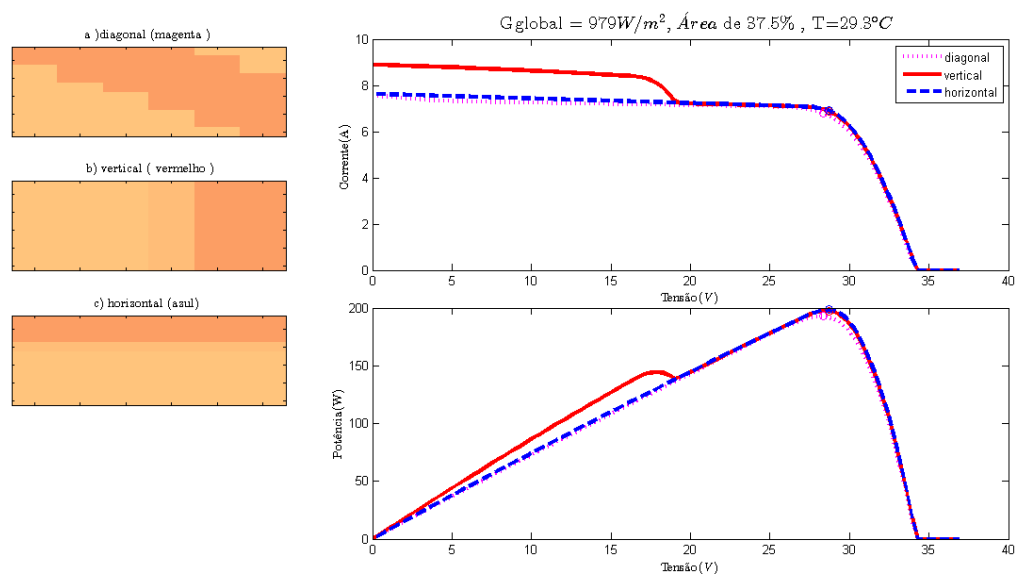


Figura 30 – Resultado do teste com área suja igual a 37,5% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV.

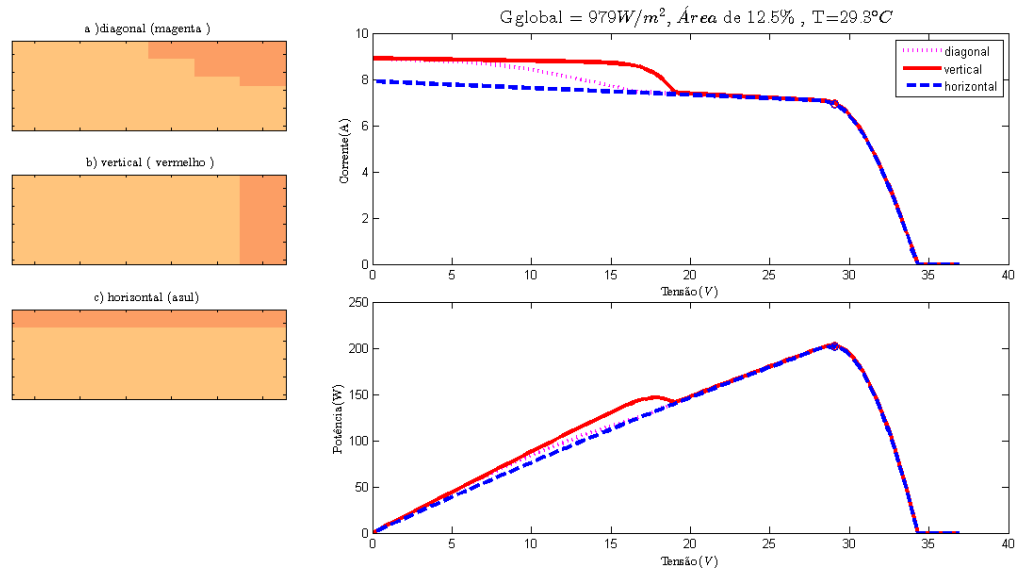


Figura 31 – Resultado do teste com área suja igual a 12,5% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV.

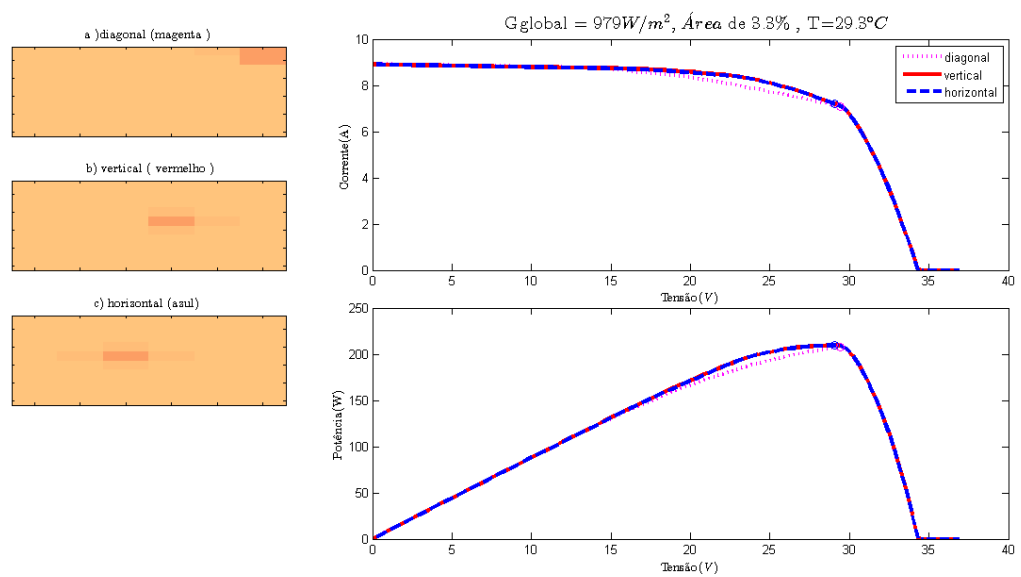


Figura 32 – Resultado do teste com área suja igual a 3,3% :três formatos de área e suas respectivas curva IV e PV.

Nas tabelas 13 e 14 estão os valores de máxima potência e perdas relativas para cada teste de contaminação realizado.

Tabela 13 – Valores de máxima potência e perda relativa para áreas 87,5%, 75% e 50% sujas.

Área	87,5%	Perda(%)	Área	75%	Perda (%)	Área	50%	Perda (%)
Diagonal	186,3W	17,67%	Diagonal	188,7 W	16,61%	Diagonal	193,07 W	14,72%
Vertical	186,7 W	17,52%	Vertical	189,9W	16,10%	Vertical	193,83 W	14,39%
Horizontal	187,5 W	17,18%	Horizontal	189,4W	16,33%	Horizontal	193,8 W	14,39%

Tabela 14 – Valores de máxima potência e perda relativa para áreas 50% ,37,5%, 12,5% e 3,3% sujas.

Área	37,5%	Perda(%)	Área	12,5%	Perda(%)	Área	3,3%	Perda(%)
Diagonal	192,7 W	14,89%	Diagonal	202,08 W	10,74%	Diagonal	208,15 W	8,06%
Vertical	197,38 W	12,82%	Vertical	202,7 W	10,47%	Vertical	209,3 W	7,55%
Horizontal	198,5W	12,32%	Horizontal	201,4 W	11,01%	Horizontal	209,25 W	7,58%

Para um a condição de poeira uniformemente distribuída (100%) a máxima potência obtida foi igual a 184,24W, representando uma perda percentual equivalente a 18,63%. , em que esta provoca maior perda de potência em relação aos outros valores de área analisados.

Apesar dos diferentes formatos de área sujas apresentarem porcentagens de perdas bem próximas, nota-se a diferença de comportamento por suas respectivas curvas características de tensão versus corrente.

A diferença entre as curvas é devido ao desequilíbrio das correntes nos módulos do arranjo ser diferente em cada formato. A concentração das células sob efeito de irradiação reduzida é alterada conforme cada disposição de área. Essa não homogeneidade acarreta no desequilíbrio das correntes e formação dos degraus nas curvas.

Da mesma forma que discutido no efeito do sombreamento, no caso de poeira sob os painéis, os diodos de *bypass* desviam o fluxo de corrente das células limitando a queda de tensão a -0,7V, compensando o desequilíbrio entre as correntes dos módulos.

### 3.5 Efeito da perda por reflexão

A partir da equação 2.20 calculou-se os diversos fatores de perda para ângulos de incidência ( $\theta_{AOI}$ ) de até 90°. Na figura 33 a seguir estão os resultados.

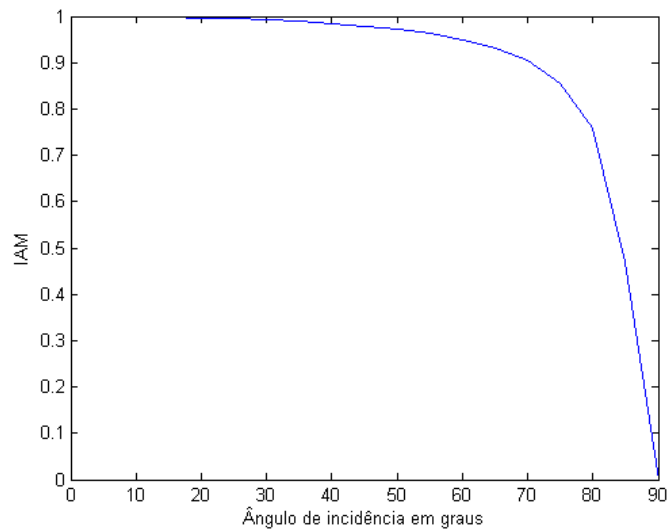


Figura 33 – Fatores de perda por reflexão IAM.

A partir dos dados da figura 33, obteve-se a nova componente da irradiação global, dada pela equação 2.21, para os ângulos de  $15^\circ$ ,  $17^\circ$  e  $20^\circ$ .

Na figura é ilustrada uma comparação das curvas características tensão versus corrente e tensão versus potência de um módulo operando com os ângulos de incidência testados.

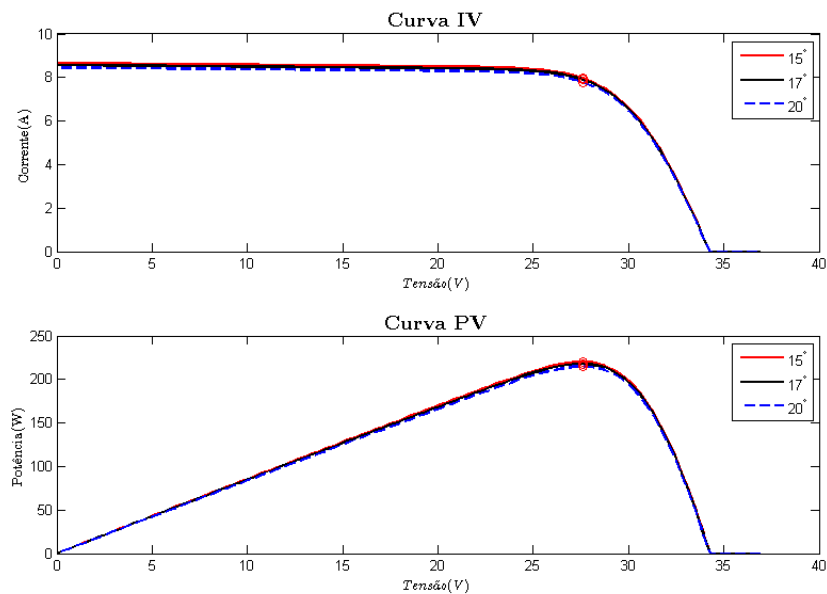


Figura 34 – Resultados para os ângulos  $15^\circ$ ,  $17^\circ$  e  $20^\circ$ : curvas IV e PV e pontos de máxima potência destacados.

A tabela 15 a seguir contém os valores de máxima potência para os respectivos ângulos analisados.

Tabela 15 – Valores de máxima potência e perda relativa para os ângulos: 15°, 17° e 20°.

Ângulo	$P_{mpp}$	Perda relativa
15°	219,91 W	–
17°	217,91 W	0,9%
20°	214,79 W	2,32%

Comparando estes valores com um módulo instalado no mesmo ângulo de inclinação da latitude local (15°), nota-se que existe uma perda relativa de 0,9% e 2,34%. Apesar de ser um valor até baixo, ao longo do tempo esta perda de potência é significativa e causa uma superestimação da produção de energia pelo módulo.

## 4 Considerações finais

O trabalho realizado analisou e quantificou os quatro principais tipos de perdas de potência existentes em módulos fotovoltaicos: incompatibilidade de módulos, sombreamento, contaminação e reflexão.

Para esta análise, primeiramente, foi realizado um levantamento bibliográfico e estudo dos conceitos de célula e módulo fotovoltaico e das perdas de potência objetos deste trabalho. Definido os conceitos, foi possível definir o circuito equivalente de uma célula, módulo e conjunto de módulos e assim replicá-los em um *software* voltado para o cálculo numérico.

Em relação à simulação do circuito equivalente de um módulo e também de um arranjo fotovoltaico, utilizou-se o método de análise considerando individualmente o comportamento de cada célula dentro do módulo ou arranjo proposto por Filho (2016). Foi possível replicar este modelo e comprovar a congruência com a literatura a respeito do comportamento do módulo sob as condições de operação padrão *STC*.

Com o método de resolução do circuito equivalente comprovado foram realizadas as simulações dos arranjos operando sob as condições de perda de potência e assim obter as curvas características de tensão versus corrente e tensão versus potência para cada cenário.

A escolha de dois modelos de painéis de mesma potência porém de fabricantes diferentes ilustrou a perda de potência por incompatibilidade de módulos. Observou-se que a resistência equivalente do painel CS6P 250P é maior e conseqüentemente sua potência máxima é menor comparada ao painel KD250 GX-LFBP2. Quando estes são ligados em série, fica evidente a redução da capacidade de geração de energia.

Nas simulações referentes ao sombreamento foram analisadas diferentes porcentagens de redução de irradiação com diferentes formatos de área. Nos resultados obtidos ficou evidenciado que em formatos de sombra vertical e horizontais existe o desequilíbrio de correntes entre os módulos devido à diferença de irradiação entre eles ser mais acentuada. Este desequilíbrio resulta em curvas com degraus e escalas diferentes. Em todos os formatos de sombra há variação da potência disponível, podendo chegar 186W de variação. Mesmo em casos de sombras que cobrem pequenas áreas, como 3,3%, a redução da potência gerada é maior que 40%.

Entre os diversos fatores ambientais que podem contaminar e afetar o funcionamento de um módulo fotovoltaico está a poeira. Foram realizadas análises de diferentes percentuais de área coberta por poeira do arranjo de módulos. Assim como no cenário de sombreamento, pode-se verificar por meio das curvas características de cada área que

existe o desequilíbrio de correntes entre os módulos. O cenário que causou maior redução de potência gerada foi o do arranjo estar 100% de sua área coberta por poeira.

A instalação de módulos fotovoltaicos deve ser feita de modo que o ângulo de inclinação não seja maior que o ângulo da latitude do local de instalação, e assim evita maiores perdas por reflexão. Nas simulações realizadas para a localidade de Brasília, observou-se que um ângulo de inclinação maior que a latitude provocou uma redução de cerca de 2% em relação ao módulo instalado com inclinação igual ao ângulo da localidade. Essa redução de potência gerada evidenciou a existência das perdas de reflexão.

O estudo e determinação da redução de potência geradas causadas pelo descasamento de módulos, sombreamento, sujeidade e reflexão evidenciou a importância da análise dos fatores ambientais, construtivos e tipo de instalação de arranjos fotovoltaicos para assim não superestimar a produção final de energia ou até mesmo ter mitigar as causas de perda de potência.

## 4.1 Trabalhos futuros

A abordagem utilizada neste trabalho foi considerada válida e indicada para próximos trabalhos no que tange as perdas de potência por sombreamento, incompatibilidade de módulos, reflexão e contaminação. Seria relevante para continuidade a análise das perdas simultaneamente, de modo a desenvolver um algoritmo capaz de resolver o sistema, fato que torna um obstáculo devido o uso de equações não lineares.



## Referências

- ANEEL (Ed.). *BIG-Banco de Informações de Geração*. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Citado na página 14.
- ARAÚJO, A.; RANK, N.; BUENO, T. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba. *Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba*, 2016. Citado 8 vezes nas páginas 7, 14, 15, 17, 22, 23, 24 e 26.
- BAI, J. et al. Characteristic output of pv systems under partial shading or mismatch conditions. *Solar Energy*, Elsevier, v. 112, p. 41–54, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 15, 31 e 34.
- EPE. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos. Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Citado na página 14.
- EPE. *Balanço Energético Nacional-Relatório Síntese*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 14.
- FILHO, E. A. S. *Simulação de painéis fotovoltaicas: uma abordagem baseada na condição específica de cada célula*. 120 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) — Universidade Federal da Bahia-Escola Politécnica, Salvador, 2016. Disponível em: [https://pei.ufba.br/sites/pei.ufba.br/files/eduardo\\_abdon\\_sarquis\\_filho.pdf](https://pei.ufba.br/sites/pei.ufba.br/files/eduardo_abdon_sarquis_filho.pdf). Citado 15 vezes nas páginas 7, 17, 19, 20, 23, 24, 25, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 46 e 54.
- HECKTHEUER, L. A. Análise de associações de módulos fotovoltaicos. 2001. Citado na página 15.
- IEA. *Renewables 2018-Market analysis and forecast from 2018 to 2023*. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/renewables2018/power/>. Citado na página 14.
- KAUSHIKA, N.; RAI, A. K. An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks. *Energy*, Elsevier, v. 32, n. 5, p. 755–759, 2007. Citado na página 23.
- MAGHAMI, M. R. et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 59, p. 1307–1316, 2016. Disponível em: <http://gen.lib.rus.ec/scimag/index.php?s=10.1016/j.rser.2016.01.044>. Citado 4 vezes nas páginas 7, 23, 25 e 26.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, v. 1, p. 47–499, 2014. Citado 10 vezes nas páginas 7, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 e 37.
- PVSYST. *Array and system losses*. 2012. Disponível em: [http://files.pvsyst.com/help/index.html?array\\_losses\\_general.htm](http://files.pvsyst.com/help/index.html?array_losses_general.htm). Citado 3 vezes nas páginas 15, 21 e 26.
- RIBEIRO, B. P. M.; PICARELLI, L. B. Inserção da geração fotovoltaica distribuída: Estudo de caso e análise econômica. Brasília, DF, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 9, 17, 18 e 19.

SANDIA. *Incident Angle Reflection Losses*. 2018. Disponível em: <<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/shading-soiling-and-reflection-losses/incident-angle-reflection-losses/>>. Citado 3 vezes nas páginas 27, 29 e 36.

SONDA. *Estação de Brasília*. 2018. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/brasil.html>>. Citado na página 30.

SOTO, W. D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006. Citado na página 35.

VIDAL, L. de C.; BARRA, E.; PINHÃO, J. C. M. da S. Modelagem e simulação de um gerador fotovoltaico em matlab para estudo do uso de cargas intermitentes. Porto Alegre, 2013. Nenhuma citação no texto.

YAMADA, T. et al. Reflection loss analysis by optical modeling of pv module. *Solar energy materials and solar cells*, Elsevier, v. 67, n. 1-4, p. 405–413, 2001. Disponível em: <[http://gen.lib.rus.ec/scimag/index.php?s=10.1016/S0927-0248\(00\)00309-3](http://gen.lib.rus.ec/scimag/index.php?s=10.1016/S0927-0248(00)00309-3)>. Citado 3 vezes nas páginas 7, 26 e 27.

ZORRILLA-CASANOVA, J. et al. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. *Progress in photovoltaics: Research and applications*, Wiley Online Library, v. 21, n. 4, p. 790–796, 2013. Citado na página 36.

# Apêndices

# APÊNDICE A – Códigos simulados

## A.1 Código utilizado para resolução do painel KD250 GX-LFBP2

```

function [I1,RES]= SolarPanelKyoceraAdj_1_3_20 (Vref,G,T, CECPar_ref,InicialCondx)
%% Adaptado de FILHO(2016)
%
% Rotina para calcular as curvas caracteristicas de corrente e potencia

% Entradas : Vref =Tensao de operacao
% G = Matriz de irradiacao
% T Temperatura
% CellParam = Parametros de referencia do modelo de celula
% [ i_ l_ r e f , i_ o_ r e f , r_ s_ h_ r e f , r_ s_ r e f , n , a l p h a_ s c , a d j u s t ]
% Inicond = Condicoes iniciais das variaveis calculadas
%
% Saidas : Io = Corrente de saida
% RES = Condicoes finais das variaveis calculadas
%
% If the inicial conditions are defined
if nargin == 5
X_ITER = InicialCondx;
else
% If inicial conditions are not defined uses an example
Iini = 9.09 ; % Short circuitcurrent
Vini = 0 ; % Open circuit voltage
% load variable init values
X_ITER(1)= Iini ; % e0_I_C_x1_y1
X_ITER (2) = Iini ; % e0_I_C_x1_y2
X_ITER (3) = Iini ; % e0_I_C_x1_y3
X_ITER (4) = 0.0 ; % e0_I_D_x1_y1
X_ITER (5) = 0.0 ; % e0_I_D_x1_y2
X_ITER (6) = 0.0 ; % e0_I_D_x1_y3
X_ITER (7) = Iini ; % e0_I_O
X_ITER (8) = Iini ; % e0_I_x1
X_ITER (9) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z10
X_ITER (10) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z11
X_ITER (11) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z12
X_ITER (12) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z13
X_ITER (13) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z14
X_ITER (14) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z15

```

```
X_ITER (15) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z16
X_ITER (16) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z17
X_ITER (17) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z18
X_ITER (18) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z19
X_ITER (19) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z1
X_ITER (20) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z20
X_ITER (21) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z2
X_ITER (22) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z3
X_ITER (23) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z4
X_ITER (24) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z5
X_ITER (25) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z6
X_ITER (26) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z7
X_ITER (27) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z8
X_ITER (28) = Vini ; % e0_V_x1_y1_z9
X_ITER (29) = 20* Vini ; % e0_V_x1_y1
X_ITER (30) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z10
X_ITER (31) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z11
X_ITER (32) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z12
X_ITER (33) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z13
X_ITER (34) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z14
X_ITER (35) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z15
X_ITER (36) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z16
X_ITER (37) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z17
X_ITER (38) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z18
X_ITER (39) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z19
X_ITER (40) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z1
X_ITER (41) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z20
X_ITER (42) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z2
X_ITER (43) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z3
X_ITER (44) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z4
X_ITER (45) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z5
X_ITER (46) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z6
X_ITER (47) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z7
X_ITER (48) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z8
X_ITER (49) = Vini ; % e0_V_x1_y2_z9
X_ITER (50) = 20*Vini ; % e0_V_x1_y2
X_ITER (51) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z10
X_ITER (52) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z11
X_ITER (53) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z12
X_ITER (54) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z13
X_ITER (55) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z14
X_ITER (56) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z15
X_ITER (57) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z16
X_ITER (58) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z17
X_ITER (59) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z18
X_ITER (60) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z19
X_ITER (61) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z1
```

```

X_ITER (62) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z20
X_ITER (63) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z2
X_ITER (64) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z3
X_ITER (65) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z4
X_ITER (66) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z5
X_ITER (67) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z6
X_ITER (68) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z7
X_ITER (69) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z8
X_ITER (70) = Vini ; % e0_V_x1_y3_z9
X_ITER (71) = 20* Vini ; % e0_V_x1_y3
end
% p a r a m e t e r s p r e ? c a l c u l a t i o n
IL_ref= 9.1110;
I0_ref = 5.85e-10;
alpha_sc= 0.0055;
adjust= 18.650;
aIsc= alpha_sc .* (1- adjust/100);
k= 8.617332478e-5; %constante de Boltzmann
Tcell_K= T+ 273.15; %temperatura em Kelvin
EgRef= 1.121;
dEgdT = -0.00002677;
% I_0 c o r r e c t i o n (T)
E_g=EgRef .* (1+dEgdT.*( Tcell_K-298));
I0=I0_ref.* ((Tcell_K./298).^3).*exp((EgRef./(k.*298))-(E_g./(k.*Tcell_K)));
% I_L c o r r e c t i o n (S ,T)
IL =( IL_ref+ aIsc.*(Tcell_K -298));
% l o a d p a r a m e t e r s
PARAMS(1) = G(1,2,5); % e0_G_x1_y2_z5
PARAMS(2) = G(1,2,4) ; % e0_G_x1_y2_z4
PARAMS(3) = G(1,2,7); % e0_G_x1_y2_z7
PARAMS(4) = G(1,2,6) ; % e0_G_x1_y2_z6
PARAMS(5) = G(1,2,9) ; % e0_G_x1_y2_z9
PARAMS(6) = G(1,2,8) ; % e0_G_x1_y2_z8
PARAMS(7)= G(1,2,20) ; % e0_G_x1_y2_z20
PARAMS(8) = G(1,2,1) ; % e0_G_x1_y2_z1
PARAMS(9) = G (1,2,3) ; % e0_G_x1_y2_z3
PARAMS(10) = G(1,2,2) ; % e0_G_x1_y2_z2
PARAMS(11)= G(1,2,14) ; % e0_G_x1_y2_z14
PARAMS(12) = G(1,2,13) ; % e0_G_x1_y2_z13
PARAMS(13) = G(1,2,16) ; % e0_G_x1_y2_z16
PARAMS(14) = G(1,2,15) ; % e0_G_x1_y2_z15
PARAMS(15) = G(1,2,18) ; % e0_G_x1_y2_z18
PARAMS(16) = G(1,2,17) ; % e0_G_x1_y2_z17
PARAMS(17) = G(1,2,19) ; % e0_G_x1_y2_z19
PARAMS(18) = G(1,2,10) ; % e0_G_x1_y2_z10
PARAMS(19) = G(1,2,12) ; % e0_G_x1_y2_z12
PARAMS(20) = G(1,2,11) ; % e0_G_x1_y2_z11

```

```
PARAMS (21) = G(1,3,7) ; % e0_G_x1_y3_z7
PARAMS (22) = G(1,3,6) ; % e0_G_x1_y3_z6
PARAMS (23) = G(1,3,9) ; % e0_G_x1_y3_z9
PARAMS (24) = G(1,3,8) ; % e0_G_x1_y3_z8
PARAMS (25) = G(1,3,20) ; % e0_G_x1_y3_z20
PARAMS (26) = G(1,3,1) ; % e0_G_x1_y3_z1
PARAMS (27) = G(1,3,3) ; % e0_G_x1_y3_z3
PARAMS (28) = G(1,3,2) ; % e0_G_x1_y3_z2
PARAMS (29) = G(1,3,5) ; % e0_G_x1_y3_z5
PARAMS (30) = G(1,3,4) ; % e0_G_x1_y3_z4
PARAMS (31) = I0; % e0_I s
PARAMS (32) = 1.381E-23; % e0_KB
PARAMS (33) = 5.8500e-10 ; % e0_I sd
PARAMS (34) = IL ; % e0_I_L
PARAMS (35) = G(1,3,16) ; % e0_G_x1_y3_z16
PARAMS (36) = G(1,3,15) ; % e0_G_x1_y3_z15
PARAMS (37) = G(1,3,18) ; % e0_G_x1_y3_z18
PARAMS (38) = G(1,3,17) ; % e0_G_x1_y3_z17
PARAMS (39) = G(1,3,19) ; % e0_G_x1_y3_z19
PARAMS (40) = 0.004933 ; % e0_Rs
PARAMS (41) = G(1,3,10) ; % e0_G_x1_y3_z10
PARAMS (42) = G(1,3,12) ; % e0_G_x1_y3_z12
PARAMS (43) = G(1,3,11) ; % e0_G_x1_y3_z11
PARAMS (44) = G(1,3,14) ; % e0_G_x1_y3_z14
PARAMS (45) = G(1,3,13) ; % e0_G_x1_y3_z13
PARAMS (46) = Tcell_K ; % e0_T
PARAMS (47) = 2.1585 ; % e0_Rsh
PARAMS (48) = G(1,1,19) ; % e0_G_x1_y1_z19
PARAMS (49) = G(1,1,17) ; % e0_G_x1_y1_z17
PARAMS (50) = G(1,1,18) ; % e0_G_x1_y1_z18
PARAMS (51) = 1.602E-19; % e0_q
PARAMS (52) = Vref ; % e0_V_O
PARAMS (53) = G(1,1,11) ; % e0_G_x1_y1_z11
PARAMS (54) = G(1,1,12) ; % e0_G_x1_y1_z12
PARAMS (55) = G(1,1,10) ; % e0_G_x1_y1_z10
PARAMS (56) = G(1,1,15) ; % e0_G_x1_y1_z15
PARAMS (57) = G(1,1,16) ; % e0_G_x1_y1_z16
PARAMS (58) = G(1,1,13) ; % e0_G_x1_y1_z13
PARAMS (59) = G(1,1,14) ; % e0_G_x1_y1_z14
PARAMS (60) = G(1,1,3) ; % e0_G_x1_y1_z3
PARAMS (61) = G(1,1,2) ; % e0_G_x1_y1_z2
PARAMS (62) = G(1,1,5) ; % e0_G_x1_y1_z5
PARAMS (63) = G(1,1,4) ; % e0_G_x1_y1_z4
PARAMS (64) = G(1,1,7) ; % e0_G_x1_y1_z7
PARAMS (65) = G(1,1,6) ; % e0_G_x1_y1_z6
PARAMS (66) = G(1,1,9) ; % e0_G_x1_y1_z9
PARAMS (67) = G(1,1,8) ; % e0_G_x1_y1_z8
```

```

PARAMS(68) = G(1,1,20) ; % e0_G_x1_y1_z20
PARAMS(69) = G(1,1,1) ; % e0_G_x1_y1_z1
PARAMS(70) = 0.965 ; % e0_n
options = optimset('MaxIter',1000,'TolFun',1e-4,'Display','off');
RES = fsolve(@( x_iter) getFunVal(x_iter ,PARAMS),X_ITER ,options) ;
I1 = RES(7) ;
end
function [Y] = getFunVal(X_ITER ,PARAMS)
%
% Calculate the function value of a normalized equat
%
% read out variables
e0_I_C_x1_y1 = X_ITER(1) ;
e0_I_C_x1_y2 = X_ITER(2) ;
e0_I_C_x1_y3 = X_ITER(3) ;
e0_I_D_x1_y1 = X_ITER(4) ;
e0_I_D_x1_y2 = X_ITER(5) ;
e0_I_D_x1_y3 = X_ITER(6) ;
e0_I_O = X_ITER (7) ;
e0_I_x1 = X_ITER(8) ;
e0_V_x1_y1_z10 = X_ITER(9) ;
e0_V_x1_y1_z11 = X_ITER(10) ;
e0_V_x1_y1_z12 = X_ITER(11) ;
e0_V_x1_y1_z13 = X_ITER(12) ;
e0_V_x1_y1_z14 = X_ITER(13) ;
e0_V_x1_y1_z15 = X_ITER(14) ;
e0_V_x1_y1_z16 = X_ITER(15) ;
e0_V_x1_y1_z17 = X_ITER(16) ;
e0_V_x1_y1_z18 = X_ITER(17) ;
e0_V_x1_y1_z19 = X_ITER(18) ;
e0_V_x1_y1_z1 = X_ITER(19) ;
e0_V_x1_y1_z20 = X_ITER(20) ;
e0_V_x1_y1_z2 = X_ITER(21) ;
e0_V_x1_y1_z3 = X_ITER(22) ;
e0_V_x1_y1_z4 = X_ITER(23) ;
e0_V_x1_y1_z5 = X_ITER(24) ;
e0_V_x1_y1_z6 = X_ITER(25) ;
e0_V_x1_y1_z7 = X_ITER(26) ;
e0_V_x1_y1_z8 = X_ITER(27) ;
e0_V_x1_y1_z9 = X_ITER(28) ;
e0_V_x1_y1 = X_ITER(29) ;
e0_V_x1_y2_z10 = X_ITER(30) ;
e0_V_x1_y2_z11 = X_ITER(31) ;
e0_V_x1_y2_z12 = X_ITER(32) ;
e0_V_x1_y2_z13 = X_ITER(33) ;
e0_V_x1_y2_z14 = X_ITER(34) ;
e0_V_x1_y2_z15 = X_ITER(35) ;

```



```
e0_V_x1_y2_z16 = X_ITER(36) ;
e0_V_x1_y2_z17 = X_ITER(37) ;
e0_V_x1_y2_z18 = X_ITER(38) ;
e0_V_x1_y2_z19 = X_ITER(39) ;
e0_V_x1_y2_z1 = X_ITER(40) ;
e0_V_x1_y2_z20 = X_ITER(41) ;
e0_V_x1_y2_z2 = X_ITER(42) ;
e0_V_x1_y2_z3 = X_ITER(43) ;
e0_V_x1_y2_z4 = X_ITER(44) ;
e0_V_x1_y2_z5 = X_ITER(45) ;
e0_V_x1_y2_z6 = X_ITER(46) ;
e0_V_x1_y2_z7 = X_ITER(47) ;
e0_V_x1_y2_z8 = X_ITER(48) ;
e0_V_x1_y2_z9 = X_ITER(49) ;
e0_V_x1_y2 = X_ITER(50) ;
e0_V_x1_y3_z10 = X_ITER(51) ;
e0_V_x1_y3_z11 = X_ITER(52) ;
e0_V_x1_y3_z12 = X_ITER(53) ;
e0_V_x1_y3_z13 = X_ITER(54) ;
e0_V_x1_y3_z14 = X_ITER(55) ;
e0_V_x1_y3_z15 = X_ITER(56) ;
e0_V_x1_y3_z16 = X_ITER(57) ;
e0_V_x1_y3_z17 = X_ITER(58) ;
e0_V_x1_y3_z18 = X_ITER(59) ;
e0_V_x1_y3_z19 = X_ITER(60) ;
e0_V_x1_y3_z1 = X_ITER(61) ;
e0_V_x1_y3_z20 = X_ITER(62) ;
e0_V_x1_y3_z2 = X_ITER(63) ;
e0_V_x1_y3_z3 = X_ITER(64) ;
e0_V_x1_y3_z4 = X_ITER(65) ;
e0_V_x1_y3_z5 = X_ITER(66) ;
e0_V_x1_y3_z6 = X_ITER(67) ;
e0_V_x1_y3_z7 = X_ITER(68) ;
e0_V_x1_y3_z8 = X_ITER(69) ;
e0_V_x1_y3_z9 = X_ITER(70) ;
e0_V_x1_y3 = X_ITER(71) ;
% read out parameters
e0_G_x1_y2_z5 = PARAMS(1) ;
e0_G_x1_y2_z4 = PARAMS(2) ;
e0_G_x1_y2_z7 = PARAMS(3) ;
e0_G_x1_y2_z6 = PARAMS(4) ;
e0_G_x1_y2_z9 = PARAMS(5) ;
e0_G_x1_y2_z8 = PARAMS(6) ;
e0_G_x1_y2_z20 = PARAMS(7) ;
e0_G_x1_y2_z1 = PARAMS(8) ;
e0_G_x1_y2_z3 = PARAMS(9) ;
e0_G_x1_y2_z2 = PARAMS(10) ;
```

```
e0_G_x1_y2_z14 = PARAMS (11) ;
e0_G_x1_y2_z13 = PARAMS (12) ;
e0_G_x1_y2_z16 = PARAMS (13) ;
e0_G_x1_y2_z15 = PARAMS (14) ;
e0_G_x1_y2_z18 = PARAMS (15) ;
e0_G_x1_y2_z17 = PARAMS (16) ;
e0_G_x1_y2_z19 = PARAMS (17) ;
e0_G_x1_y2_z10 = PARAMS (18) ;
e0_G_x1_y2_z12 = PARAMS (19) ;
e0_G_x1_y2_z11 = PARAMS (20) ;
e0_G_x1_y3_z7 = PARAMS (21) ;
e0_G_x1_y3_z6 = PARAMS (22) ;
e0_G_x1_y3_z9 = PARAMS (23) ;
e0_G_x1_y3_z8 = PARAMS (24) ;
e0_G_x1_y3_z20 = PARAMS (25) ;
e0_G_x1_y3_z1 = PARAMS (26) ;
e0_G_x1_y3_z3 = PARAMS (27) ;
e0_G_x1_y3_z2 = PARAMS (28) ;
e0_G_x1_y3_z5 = PARAMS (29) ;
e0_G_x1_y3_z4 = PARAMS (30) ;
e0_Is = PARAMS (31) ;
e0_KB = PARAMS (32) ;
e0_Isd = PARAMS (33) ;
e0_I_L = PARAMS (34) ;
e0_G_x1_y3_z16 = PARAMS (35) ;
e0_G_x1_y3_z15 = PARAMS (36) ;
e0_G_x1_y3_z18 = PARAMS (37) ;
e0_G_x1_y3_z17 = PARAMS (38) ;
e0_G_x1_y3_z19 = PARAMS (39) ;
e0_Rs = PARAMS (40) ;
e0_G_x1_y3_z10 = PARAMS (41) ;
e0_G_x1_y3_z12 = PARAMS (42) ;
e0_G_x1_y3_z11 = PARAMS (43) ;
e0_G_x1_y3_z14 = PARAMS (44) ;
e0_G_x1_y3_z13 = PARAMS (45) ;
e0_T = PARAMS (46) ;
e0_Rsh = PARAMS (47) ;
e0_G_x1_y1_z19 = PARAMS (48) ;
e0_G_x1_y1_z17 = PARAMS (49) ;
e0_G_x1_y1_z18 = PARAMS (50) ;
e0_q = PARAMS (51) ;
e0_V_O = PARAMS (52) ;
e0_G_x1_y1_z11 = PARAMS (53) ;
e0_G_x1_y1_z12 = PARAMS (54) ;
e0_G_x1_y1_z10 = PARAMS (55) ;
e0_G_x1_y1_z15 = PARAMS (56) ;
e0_G_x1_y1_z16 = PARAMS (57) ;
```

```
e0_G_x1_y1_z13 = PARAMS (58) ;
e0_G_x1_y1_z14 = PARAMS (59) ;
e0_G_x1_y1_z3 = PARAMS (60) ;
e0_G_x1_y1_z2 = PARAMS (61) ;
e0_G_x1_y1_z5 = PARAMS (62) ;
e0_G_x1_y1_z4 = PARAMS (63) ;
e0_G_x1_y1_z7 = PARAMS (64) ;
e0_G_x1_y1_z6 = PARAMS (65) ;
e0_G_x1_y1_z9 = PARAMS (66) ;
e0_G_x1_y1_z8 = PARAMS (67) ;
e0_G_x1_y1_z20 = PARAMS (68) ;
e0_G_x1_y1_z1 = PARAMS (69) ;
e0_n = PARAMS (70) ;
e0_a = e0_n * e0_KB * e0_T/e0_q ;
% p e r f o r m d i r e c t f u n c t i o n c a l l s
e0_I_L_x1_y1_z7 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z7 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z5 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z5 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z6 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z6 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z18 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z18 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z19 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z19 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z15 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z15 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z13 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z13 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z14 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z14 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z15 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z15 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z2 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z2 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z12 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z12 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z1 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z1 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z10 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z10 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z11 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z11 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z9 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z9 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z8 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z8 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z18 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z18 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z16 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z16 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z17 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z17 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z14 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z14 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z12 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z12 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z17 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z17 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z7 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z7 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z16 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z16 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z4 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z4 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z20 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z20 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z8 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z8 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z11 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z11 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z2 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z2 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z3 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z3 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z13 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z13 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z12 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z12 / 1000 ;
```

```

e0_I_L_x1_y2_z2 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z2 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z14 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z14 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z15 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z15 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z11 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z11 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z9 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z9 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z16 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z16 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z6 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z6 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z7 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z7 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z19 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z19 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z3 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z3 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z1 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z1 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z18 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z18 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z20 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z20 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z13 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z13 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z3 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z3 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z19 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z19 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z17 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z17 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z5 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z5 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z4 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z4 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z10 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z10 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z8 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z8 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z9 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z9 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z5 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z5 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z1 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z1 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y2_z10 = e0_I_L * e0_G_x1_y2_z10 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z20 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z20 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y1_z6 = e0_I_L * e0_G_x1_y1_z6 / 1000 ;
e0_I_L_x1_y3_z4 = e0_I_L * e0_G_x1_y3_z4 / 1000 ;
% e v a l u a t e t h e f u n c t i o n v a l u e s
Y(1) = e0_I_x1 - (e0_I_C_x1_y1 + e0_I_D_x1_y1);
Y(2) = e0_I_x1 - (e0_I_C_x1_y2 + e0_I_D_x1_y2) ;
Y(3) = e0_I_x1 - (e0_I_C_x1_y3 + e0_I_D_x1_y3 ) ;
Y(4) = e0_V_x1_y1 - ((e0_V_x1_y1_z1 + e0_V_x1_y1_z2 + e0_V_x1_y1_z3 ...
+ e0_V_x1_y1_z4 + e0_V_x1_y1_z5 + e0_V_x1_y1_z6 + e0_V_x1_y1_z7 ...
+ e0_V_x1_y1_z8 + e0_V_x1_y1_z9 + e0_V_x1_y1_z10 + e0_V_x1_y1_z11 ...
+ e0_V_x1_y1_z12 + e0_V_x1_y1_z13 + e0_V_x1_y1_z14 + e0_V_x1_y1_z15 ...
+ e0_V_x1_y1_z16 + e0_V_x1_y1_z17 + e0_V_x1_y1_z18 + e0_V_x1_y1_z19 ...
+ e0_V_x1_y1_z20)) ;
Y(5) = e0_V_x1_y2 - ((e0_V_x1_y2_z1 + e0_V_x1_y2_z2 + e0_V_x1_y2_z3 ...
+ e0_V_x1_y2_z4 + e0_V_x1_y2_z5 + e0_V_x1_y2_z6 + e0_V_x1_y2_z7 ...
+ e0_V_x1_y2_z8 + e0_V_x1_y2_z9 + e0_V_x1_y2_z10 + e0_V_x1_y2_z11 ...
+ e0_V_x1_y2_z12 + e0_V_x1_y2_z13 + e0_V_x1_y2_z14 + e0_V_x1_y2_z15 ...
+ e0_V_x1_y2_z16 + e0_V_x1_y2_z17 + e0_V_x1_y2_z18 + e0_V_x1_y2_z19 ...
+ e0_V_x1_y2_z20));
Y(6) = e0_V_x1_y3 - ((e0_V_x1_y3_z1 + e0_V_x1_y3_z2 + e0_V_x1_y3_z3 ...
+ e0_V_x1_y3_z4 + e0_V_x1_y3_z5 + e0_V_x1_y3_z6 + e0_V_x1_y3_z7 ...
+ e0_V_x1_y3_z8 + e0_V_x1_y3_z9 + e0_V_x1_y3_z10 + e0_V_x1_y3_z11 ...

```

```

+ e0_V_x1_y3_z12 + e0_V_x1_y3_z13 + e0_V_x1_y3_z14 + e0_V_x1_y3_z15 ...
+ e0_V_x1_y3_z16 + e0_V_x1_y3_z17 + e0_V_x1_y3_z18 + e0_V_x1_y3_z19 ...
+ e0_V_x1_y3_z20) ;
Y(7) = e0_I_O -((e0_I_x1)) ;
Y(8) = e0_V_O -((e0_V_x1_y1 + e0_V_x1_y2 + e0_V_x1_y3));
Y(9) = e0_I_C_x1_y1 -(e0_I_L_x1_y1_z1 - e0_Is *(exp (((e0_V_x1_y1_z1...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a)) - 1.0) -((e0_V_x1_y1_z1 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_Rsh *(1000 /e0_G_x1_y1_z1)));
Y(10) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z2 - e0_Is *( exp ( ( ( e0_V_x1_y1_z2 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a ))- 1.0) - (( e0_V_x1_y1_z2 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z2 )) ) ;
Y(11) = e0_I_C_x1_y1 - ( e0_I_L_x1_y1_z3 - e0_Is *(exp (((e0_V_x1_y1_z3 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a))- 1.0) - ((e0_V_x1_y1_z3...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh * (1000/e0_G_x1_y1_z3)));
Y(12) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z4 - e0_Is *(exp((( e0_V_x1_y1_z4...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a ))- 1.0)-((e0_V_x1_y1_z4...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh * (1000 /e0_G_x1_y1_z4 )) ) ;
Y(13) = e0_I_C_x1_y1 -( e0_I_L_x1_y1_z5 - e0_Is *(exp(((e0_V_x1_y1_z5 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) - 1.0) - ((e0_V_x1_y1_z5 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y1_z5 )) ) ;
Y(14 ) = e0_I_C_x1_y1 -(e0_I_L_x1_y1_z6 - e0_Is *(exp(((e0_V_x1_y1_z6 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_a )) - 1.0) - (( e0_V_x1_y1_z6 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z6 ))) ;
Y(15 ) = e0_I_C_x1_y1 - ( e0_I_L_x1_y1_z7 - e0_Is * ( exp ((( e0_V_x1_y1_z7 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a)) - 1.0 ) - (( e0_V_x1_y1_z7 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / ( e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z7 ))) ;
Y(16 ) = e0_I_C_x1_y1 -(e0_I_L_x1_y1_z8 - e0_Is *(exp (((e0_V_x1_y1_z8 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) -1.0) - (( e0_V_x1_y1_z8 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y1_z8 ))) ;
Y(17 ) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z9 - e0_Is *( exp ((( e0_V_x1_y1_z9 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) -1.0) - (( e0_V_x1_y1_z9 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh*(1000 / e0_G_x1_y1_z9 ))) ;
Y(18 ) = e0_I_C_x1_y1 -(e0_I_L_x1_y1_z10 - e0_Is *( exp ((( e0_V_x1_y1_z10 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) -1.0) - ((e0_V_x1_y1_z10 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z10 ))) ;
Y(19 ) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z11 -e0_Is *( exp(((e0_V_x1_y1_z11 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a)) - 1.0) - (( e0_V_x1_y1_z11 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y1_z11 ))) ;
Y(20 ) = e0_I_C_x1_y1 -(e0_I_L_x1_y1_z12 - e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y1_z12 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) - 1.0)-((e0_V_x1_y1_z12 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y1_z12 ))) ;
Y(21 ) = e0_I_C_x1_y1 -(e0_I_L_x1_y1_z13 - e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y1_z13 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a )) -1.0) - ((e0_V_x1_y1_z13 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_Rsh*(1000 / e0_G_x1_y1_z13 ))) ;
Y(22 ) = e0_I_C_x1_y1 -( e0_I_L_x1_y1_z14 -e0_Is *(exp((( e0_V_x1_y1_z14 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) -1.0) - ((e0_V_x1_y1_z14 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z14 ))) ;

```

```

Y(23 ) = e0_I_C_x1_y1 -( e0_I_L_x1_y1_z15 -e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y1_z15 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) -1.0) -((e0_V_x1_y1_z15 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y1_z15 ))) ;
Y(24 ) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z16 - e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y1_z16 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_a )) - 1.0 ) - ((e0_V_x1_y1_z16 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z16 ))) ;
Y(25 ) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z17 - e0_Is * (exp((( e0_V_x1_y1_z17 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a)) -1.0) -((e0_V_x1_y1_z17 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z17 ))) ;
Y(26 ) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z18 - e0_Is * (exp(((e0_V_x1_y1_z18 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a)) -1.0) -((e0_V_x1_y1_z18 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z18 ))) ;
Y(27 ) = e0_I_C_x1_y1 -( e0_I_L_x1_y1_z19 - e0_Is *( exp(((e0_V_x1_y1_z19 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / ( e0_a )) - 1.0 ) - (( e0_V_x1_y1_z19 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / ( e0_Rsh *(1000 /e0_G_x1_y1_z19 ))) ;
Y(28 ) = e0_I_C_x1_y1 - (e0_I_L_x1_y1_z20 - e0_Is * (exp (((e0_V_x1_y1_z20 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1)) / (e0_a)) - 1.0)-((e0_V_x1_y1_z20 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y1 )) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y1_z20))) ;
Y(29 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z1 - e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y2_z1 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2)) / (e0_a))-1.0) - ((e0_V_x1_y2_z1...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2)) / (e0_Rsh*(1000 /e0_G_x1_y2_z1 ))) ;
Y(30 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z2 - e0_Is *( exp((( e0_V_x1_y2_z2 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_a)) -1.0 ) - ((e0_V_x1_y2_z2 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / ( e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y2_z2 ))) ;
Y(31 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z3 - e0_Is * (exp((( e0_V_x1_y2_z3 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / (e0_a )) -1.0) -((e0_V_x1_y2_z3 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y2_z3 ))) ;
Y(32 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z4 - e0_Is *( exp (((e0_V_x1_y2_z4 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_a )) -1.0) - ((e0_V_x1_y2_z4 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y2_z4 ) ) ) ;
Y(33 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z5 - e0_Is *(exp((( e0_V_x1_y2_z5 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_a )) - 1.0) -((e0_V_x1_y2_z5 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z5 ))) ;
Y(34 ) = e0_I_C_x1_y2 -(e0_I_L_x1_y2_z6 - e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y2_z6 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_a)) -1.0) - ((e0_V_x1_y2_z6 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 )) / (e0_Rsh*(1000 / e0_G_x1_y2_z6 ))) ;
Y(35 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z7 - e0_Is *( exp(((e0_V_x1_y2_z7 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2)) / (e0_a )) - 1.0) - ((e0_V_x1_y2_z7 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2)) / (e0_Rsh *(1000 / e0_G_x1_y2_z7 ) ) ) ;
Y(36 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z8 - e0_Is * (exp ((( e0_V_x1_y2_z8 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a)) -1.0) -((e0_V_x1_y2_z8 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh*(1000 / e0_G_x1_y2_z8 ) ) ) ;
Y(37)= e0_I_C_x1_y2 -( e0_I_L_x1_y2_z9 -e0_Is *( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z9 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z9 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z9 ) ) ) ;
Y(38 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z10 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z10 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z10 ...

```

```

+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z10 ) ) ) ;
Y(39 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z11 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z11 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z11 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z11 ) ) ) ;
Y(40 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z12 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z12 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0) - ( ( e0_V_x1_y2_z12 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z12 ) ) ) ;
Y(41 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z13 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z13 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z13 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z13 ) ) ) ;
Y(42 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z14 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z14 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z14 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z14 ) ) ) ;
Y(43 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z15 -e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z15 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z15 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z15 ) ) ) ;
Y(44 ) = e0_I_C_x1_y2 -( e0_I_L_x1_y2_z16 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z16 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z16 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z16 ) ) ) ;
Y(45 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z17 - e0_Is * ( exp ( (( e0_V_x1_y2_z17 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z17 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z17 ) ) ) ;
Y(46 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z18 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z18 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z18 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z18 ) ) ) ;
Y(47 ) = e0_I_C_x1_y2 - (e0_I_L_x1_y2_z19 -e0_Is * ( exp ( (( e0_V_x1_y2_z19 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - (( e0_V_x1_y2_z19 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z19 ) ) ) ;
Y(48 ) = e0_I_C_x1_y2 - ( e0_I_L_x1_y2_z20 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y2_z20 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y2_z20 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y2 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y2_z20 ) ) ) ;
Y(49 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z1 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z1 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0) - ( ( e0_V_x1_y3_z1 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z1 ) ) ) ;
Y(50 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z2 - e0_Is * ( exp ( (( e0_V_x1_y3_z2 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - (( e0_V_x1_y3_z2 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z2 ) ) ) ;
Y(51 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z3 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z3 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z3 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z3 ) ) ) ;
Y(52 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z4 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z4 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z4 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z4 ) ) ) ;
Y(53 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z5 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z5 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z5 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z5 ) ) ) ;
Y(54 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z6 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z6 ...

```

```

+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0) - (( e0_V_x1_y3_z6 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z6 ) ) ) ;
Y(55 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z7 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z7 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z7 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z7 ) ) ) ) ;
Y(56 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z8 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z8 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z8 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z8 ) ) ) ) ;
Y(57 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z9 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z9 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z9 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z9 ) ) ) ) ;
Y(58 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z10 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z10 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z10 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z10 ) ) ) ) ;
Y(59 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z11 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z11 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z11 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z11 ) ) ) ) ;
Y(60 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z12 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z12 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0) - ( ( e0_V_x1_y3_z12 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z12 ) ) ) ) ;
Y(61 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z13 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z13 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z13 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z13 ) ) ) ) ;
Y(62 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z14 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z14 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z14 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z14 ) ) ) ) ;
Y(63 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z15 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z15 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z15 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z15 ) ) ) ) ;
Y(64 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z16 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z16 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z16 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z16 ) ) ) ) ;
Y(65 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z17 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z17 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0) - ( ( e0_V_x1_y3_z17 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z17 ) ) ) ) ;
Y(66 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z18 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z18 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z18 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z18 ) ) ) ) ;
Y(67 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z19 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z19 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) -1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z19 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z19 ) ) ) ) ;
Y(68 ) = e0_I_C_x1_y3 - ( e0_I_L_x1_y3_z20 - e0_Is * ( exp ( ( ( e0_V_x1_y3_z20 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_a ) ) - 1.0 ) - ( ( e0_V_x1_y3_z20 ...
+ e0_Rs * e0_I_C_x1_y3 ) ) / ( e0_Rsh * (1000 / e0_G_x1_y3_z20 ) ) ) ) ;
Y(69 ) = e0_I_D_x1_y1 - ( e0_Isd * ( exp((( e0_q * ( - e0_V_x1_y1)) ...
) / ( ( e0_KB * e0_T ) ) ) -1.0) ) ;
Y(70 ) = e0_I_D_x1_y2 - ( e0_Isd * ( exp ( ( ( e0_q * ( - e0_V_x1_y2 )) ...

```



```

) / ( ( e0_KB * e0_T ) ) - 1.0) ) ;
Y(71)= e0_I_D_x1_y3 - ( e0_Isd * ( exp ( ( (e0_q * (- e0_V_x1_y3 ) ) ...
) / ( ( e0_KB * e0_T ) ) ) - 1.0) ) ;
end

```

## A.2 Código utilizado para simular descasamento de módulo

```

function [Pm,Im,Vm]=valida_mismatch ( )

%
global CECPar_ref
%
% Model data from SAM CEC Module Model Database
%
cec_i_l_ref = 9.1110 ;
cec_i_o_ref = 5.8500E-10;
cec_r_sh_ref = 129.51 ;
cec_r_s_ref = 0.2960 ;
cec_a_ref = 1.5745 ;
cec_adjust = 18.65 ;
cec_alpha_sc = 0.0055 ;
%cec_beta_oc = ?0.11197;
Ns=60;
cec_n = cec_a_ref / (Ns * 0.0257) ;
CECPar_ref = [cec_i_l_ref ,cec_i_o_ref ,cec_r_sh_ref /Ns ,cec_r_s_ref /Ns ,...
cec_n , cec_alpha_sc , cec_adjust] ;
% D e f i n e q u e I r r a d i a t i o n M a t r i x
%CALCULATED DATA FROM SAM SIMULATION
%
% S u b a r r a y P O A t o t a l i r r a d i a n c e ( n o m i n a l ) ( W / m 2 )
Gglobal = [ 979] ;
% S u b a r r a y 1 C e l l t e m p e r a t u r e | ( C )
T = [ 29.32] ;

for aux =1:1:length (Gglobal)
% D e f i n e m a t r i z i r r a d i a c a o U n i f o r m e
[G0 ,Z0] = matriz_irrad (Gglobal(aux) );
[I0,V0] = calc_ivcurve (G0 ,T(aux) ) ;
P0 = I0 .*V0 ;
[G3,Z3] = matriz_irrad(Gglobal);
[I3,V3] = calc_ivcurve3 (G3,T(aux) ) ;
P3 = I3 .*V3 ;

```



```

% CALC IV CURVE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% I n i t i a l i z e v e c t o r I o
Vo = linspace(0,36.9,100) ;
Io = zeros(1,100) ;
% C a l c u l a t e t h e O u t p u t C u r r e n t f o r t h e r e f e r e n c e V o l t a g e
[I , FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(1),G,T,CECPar_ref ) ;
Io (1) = I ;
for i =2:1: length (Vo )
InicialCond = FinalCond ;
[I, FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(i),G,T, CECPar_ref ,InicialCond) ;
if ( I<0)
Io (i:length (Vo)) = zeros (1 , length (Vo)-i+1);
break
else
Io(i) = I ;
end
end
end
function [I3,V3] = calc_ivcurve3(G,T)
global CECPar_ref
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALC IV CURVE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% I n i t i a l i z e v e c t o r I o
V3 = linspace(0,37.2,100) ;
I3 = zeros(1,100) ;
% C a l c u l a t e t h e O u t p u t C u r r e n t f o r t h e r e f e r e n c e V o l t a g e
[Iy , FinalCondy ] = SolarPanelCanadianAdj_1_3_20 (V3(1),G,T,CECPar_ref ) ;
I3 (1) = Iy ;
for j =2:1: length (V3)
InicialCondy = FinalCondy ;
[Iy, FinalCondy ] = SolarPanelCanadianAdj_1_3_20 (V3(j) ,G,T, CECPar_ref ,InicialCondy) ;
if ( Iy<0)
I3 (j:length (V3)) = zeros (1 , length (V3)-j+1);
break
else
I3(j) = Iy ;
end
end
end

```

### A.3 Código utilizado para simular as condições de sombreamento

```

function [Pm,Im,Vm]=analisa_Sombra ( )

% Rotina para calcular as curvas caracteristicas de corrente e potencia
% para diferentes padroes e percentuais de sombreamento .
%ADAPTADO DE FILHO (2016)
% Padroes de Sombreamento :
% 0 Uniforme (referencia ) ;
% 1 D i a g o n a l
% 2 V e r t i c a l
% 3 H o r i z o n t a l
%
% Percentuais de Sombreamento :
% 3,3% 12,5% 37,5% 50% 75% 87,5%
%
% S a i d a s : Pm = Matriz de potencias no s MPPs
% Im = Matriz de correntes no s MPPs
% Vm = Matriz de tensoes nos MPPs
%
global CECPar_ref
%
% Model data from CEC Module Model Database ( Kyocera KD250GX)
%
cec_i_l_ref = 9.1110 ;
cec_i_o_ref = 5.8500E-10;
cec_r_sh_ref = 129.51 ;
cec_r_s_ref = 0.2960 ;
cec_a_ref = 1.5745 ;
cec_adjust = 18.65 ;
cec_alpha_sc = 0.0055 ;
%cec_beta_oc = ?0.11197;
Ns=60;
cec_n = cec_a_ref / (Ns * 0.0257) ;
CECPar_ref = [cec_i_l_ref ,cec_i_o_ref ,cec_r_sh_ref /Ns ,cec_r_s_ref /Ns ,...
cec_n , cec_alpha_sc , cec_adjust] ;
% Define que I r r a d i a t i o n M a t r i x
% S u b a r r a y P O A t o t a l i r r a d i a n c e ( n o m i n a l ) ( W / m 2 )
Gglobal = [ 979 979 979 979 979 979 ] ;
% S u b a r r a y P O A d i f f u s e i r r a d i a n c e ( D H I ) ( W / m 2 )
Gdif = [166.7 166.7 166.7 166.7 166.7 166.7] ;
% Percent of direct irradiance block (%)
Sombra = [ 0.875 0.75 0.5 0.375 0.125 0.033] ;
% Subarray 1 Cell temperature | (C)
T = [ 29.32 29.32 29.32 29.32 29.32 29.32] ;
Gdir = Gglobal -Gdif ;
for aux =1:1:length (Gglobal)
% D e f i n e m a t r i z i r r a d i a c a o U n i f o r m e
[G0 ,Z0] = Shadding_form ( 0 , Sombra ( aux ) * 100 , Gdif(aux ) , Gdir ( aux ) ) ;

```

```

[I0,V0] = calc_ivcurve (G0 ,T(aux ) ) ;
P0 = I0 .* V0 ;
[G1,Z1] = Shadding_form (1,Sombra(aux)*100 , Gdif (aux ) , Gdir(aux ) ) ;
[I1 , V1] = calc_ivcurve (G1,T(aux));
P1 = I1 .* V1 ;
[G2 , Z2 ] = Shadding_form ( 2 , Sombra(aux)*100 , Gdif(aux) , Gdir(aux)) ;
[I2 , V2 ] = calc_ivcurve(G2,T(aux ) ) ;
P2 = I2.*V2 ;
[G3,Z3] = Shadding_form (3,Sombra(aux)*100 , Gdif( aux ) , Gdir(aux)) ;
[I3, V3] = calc_ivcurve (G3 ,T(aux)) ;
P3 = I3.*V3 ;
% En cont ra o ponto de maxima p o t e n c i a
[~,a0] = max(P0 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
[~,a1] = max(P1 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
[~,a2] = max(P2 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
[~,a3] = max(P3 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
figure
subplot (4,3,1)
imagesc (Z0,[0 1000])
title ( [ 'a)uniforme' , '(preto)' ],'interpreter','latex' )
colormap ('copper')
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,4)
imagesc (Z1 , [ 0 1000])
title ( [ 'b )diagonal ' , ' (magenta ) '], 'interpreter','latex')
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,7)
imagesc (Z2,[0 1000])
title ( [ ' c) vertical ' , '( vermelho )'], 'interpreter','latex' )
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,10)
imagesc (Z3 , [0 1000])
title ( [ 'd) horizontal ' , '(azul) ' ], 'interpreter','latex' )
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,[2 3 5 6])
plot (V0,I0,'k-', 'LineWidth',2)
title ([ 'Gglobal = ' , num2str(Gglobal(aux),4), '$ W/m^2$, Sombra de ' , num2str(
'\% , T=', num2str(T( aux ),3 ), '$^\circ C$'], 'interpreter','latex','FontSize',14)
hold on
grid off
plot (V1,I1,'m:', 'LineWidth',2)
plot (V2 , I2 , 'r-', 'LineWidth',2)
plot (V3 , I3 , ' b--', 'LineWidth',2)

```

```

plot (V0(a0), I0(a0), 'ok', 'LineWidth',2)
plot (V1 (a1) , I1(a1) , 'om')
plot (V2 (a2) , I2(a2) , 'or')
plot (V3 (a3) , I3(a3) , ' ob')
xlabel (['$\mathrm{Tens\tilde{a}o}(V)$'], 'interpreter', 'latex')
ylabel (['Corrente(A)'], 'interpreter', 'latex')
subplot (4,3 ,[8 9 11 12])
plot (V0,P0, ' k-', 'LineWidth',2)
hold on
grid off
plot (V1 , P1 , 'm: ', 'LineWidth',2 )
plot (V2 , P2 , ' r-', 'LineWidth',2)
plot (V3 , P3 , ' b--', 'LineWidth',2 )
plot (V0 ( a0 ) , P0 ( a0 ) , ' ok ' )
plot (V1 ( a1 ) , P1 ( a1 ) , 'om ' )
plot (V2 ( a2 ) , P2 ( a2 ) , ' or ' )
plot (V3 ( a3 ) , P3 ( a3 ) , ' ob ' )
ylabel(['$\mathrm{Pot\hat{e}ncia}(W)$'], 'interpreter', 'latex')
xlabel(['$\mathrm{Tens\tilde{a}o}(V)$'], 'interpreter', 'latex')
Pm(:,aux ) =[P0(a0);P1(a1);P2(a2);P3(a3)] ;
Im (:,aux ) = [I0(a0);I1(a1);I2(a2);I3(a3)] ;
Vm(:,aux ) = [V0(a0) ;V1(a1);V2(a2); V3(a3)] ;
end
end
function [Io,Vo] = calc_ivcurve(G,T)
global CECPAr_ref
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALC IV CURVE WITH CEC PARAMETERS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Initialize vector Io
Vo = linspace(0,36.9,100) ;
Io = zeros(1,100) ;
% Calculate the Output Current for the reference Voltage
[I , FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(1),G,T,CECPAr_ref ) ;
Io (1) = I ;
for i =2:1: length (Vo )
InicialCond = FinalCond ;
[I, FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(i) ,G,T, CECPAr_ref ,InicialCond) ;
if ( I<0)
Io (i:length (Vo)) = zeros (1 , length (Vo)-i+1);
break
else
Io(i) = I ;
end
end
end
function [G,Z]= Shadding_form (patt, perc,Gdif ,Gdir)

```

```
% [G]= Shadding_form ( patt , perc , Gdif , Gdir )
% Funcao para criar uma matriz de irradiacao 1x3x20 representando sombra
% parcial .
% Inputs :
% patt = 0 para sombra uniforme e
% 1 para sombra diagonal
% 2 para sombra vertical
% 3 para sombra horizontal

% perc = percentual de sombra ( 3 . 3 , 1 2 . 5 , 3 7 . 5 , 50 , 75 , 8 7 . 5 )
% Gdif = Componente difusa da Irradiacao incidente (W/m2)
% Gdir = Componente direta da irradiacao incidente (W/m2)
%
% Defin e que Irradiation Matrix
G = ones(1,3,20) ;
form = patt + perc*10;
if patt == 0
% Sombra Uniforme de 50%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 0
Z = (perc/100 )*ones(10,6);
elseif form == 501
% Sombra de 50%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 30
Z = [ 0.6 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
0.27 0.93 1 1 1 1 ; % 2
0 0.5 1 1 1 1 ; % 3
0 0.07 0.73 1 1 1 ; % 4
0 0 0.4 1 1 1 ; % 5
0 0 0 0.6 1 1 ; % 6
0 0 0 0.27 0.93 1 ; % 7
0 0 0 0 0.5 1 ; % 8
0 0 0 0 0.07 0.73 ; % 9
0 0 0 0 0 0.4 ] ; % 10
elseif form == 502
% Sombra de 50%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 30
Z = [ 0 0 0 1 1 1 ; % l i n h a 1
0 0 0 1 1 1 ; % 2
0 0 0 1 1 1 ; % 3
0 0 0 1 1 1 ; % 4
0 0 0 1 1 1 ; % 5
0 0 0 1 1 1 ; % 6
0 0 0 1 1 1 ; % 7
0 0 0 1 1 1 ; % 8
0 0 0 1 1 1 ; % 9
0 0 0 1 1 1 ] ; % 10
elseif form == 503
```

```
% Sombra de 50%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 30
Z = [ 1 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
1 1 1 1 1 1 ; % 2
1 1 1 1 1 1 ; % 3
1 1 1 1 1 1 ; % 4
1 1 1 1 1 1 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 376
% Sombra de 37,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 22.5
Z = [ 0.6 1 1 0.4 0 0 ; % l i n h a 1
0.27 0.93 1 0.73 0.07 0 ; % 2
0 0.5 1 1 0.5 0 ; % 3
0 0.07 0.73 1 0.93 0.27 ; % 4
0 0 0.4 1 1 0.6 ; % 5
0 0 0 0.6 1 1 ; % 6
0 0 0 0.27 0.93 1 ; % 7
0 0 0 0 0.5 1 ; % 8
0 0 0 0 0.07 0.73 ; % 9
0 0 0 0 0 0.4 ] ; % 10
elseif form == 377
% Sombra de 37,5%

% M a t r i z 10 x 6 com soma = 22.5
Z = [ 0 0 0 0.25 1 1 ; % l i n h a 1
0 0 0 0.25 1 1 ; % 2
0 0 0 0.25 1 1 ; % 3
0 0 0 0.25 1 1 ; % 4
0 0 0 0.25 1 1 ; % 5
0 0 0 0.25 1 1 ; % 6
0 0 0 0.25 1 1 ; % 7
0 0 0 0.25 1 1 ; % 8
0 0 0 0.25 1 1 ; % 9
0 0 0 0.25 1 1 ] ; % 10
elseif form == 378
% Sombra de 37,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 22.5
Z = [ 1 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
1 1 1 1 1 1 ; % 2
1 1 1 1 1 1 ; % 3
0.75 0.75 0.75 0.75 0.75 0.75 ; % 4
0 0 0 0 0 0 ; % 5
```



```
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 876
% Sombra de 87.5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 52.5
Z = [ 1 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
1 1 1 1 1 1 ; % 2
1 1 1 1 1 1 ; % 3
1 1 1 1 1 1 ; % 4
1 1 1 1 1 1 ; % 5
0.6 1 1 1 1 1 ; % 6
0.27 0.93 1 1 1 1 ; % 7
0 0.5 1 1 1 1 ; % 8
0 0.07 0.73 1 1 1 ; % 9
0 0 0.4 1 1 1 ] ; % 10
elseif form == 877
% Sombra de 87.5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 52.5
Z = [ 0.25 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
0.25 1 1 1 1 1 ; % 2
0.25 1 1 1 1 1 ; % 3
0.25 1 1 1 1 1 ; % 4
0.25 1 1 1 1 1 ; % 5
0.25 1 1 1 1 1 ; % 6
0.25 1 1 1 1 1 ; % 7
0.25 1 1 1 1 1 ; % 8
0.25 1 1 1 1 1 ; % 9
0.25 1 1 1 1 1 ] ; % 10
elseif form == 878
% Sombra de 87.5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 52.5
Z = [ 1 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
1 1 1 1 1 1 ; % 2
1 1 1 1 1 1 ; % 3
1 1 1 1 1 1 ; % 4
1 1 1 1 1 1 ; % 5
1 1 1 1 1 1 ; % 6
1 1 1 1 1 1 ; % 7
1 1 1 1 1 1 ; % 8
0.75 0.75 0.75 0.75 0.75 0.75 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 751
% Sombra de 75%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 45
```

```
Z = [ 1 1 1 0.4 0 0 ; % l i n h a 1
1 1 1 0.73 0.07 0 ; % 2
1 1 1 1 0.5 0 ; % 3
1 1 1 1 0.93 0.27 ; % 4
1 1 1 1 1 0.6 ; % 5
0.6 1 1 1 1 1 ; % 6
0.27 0.93 1 1 1 1 ; % 7
0 0.5 1 1 1 1 ; % 8
0 0.07 0.73 1 1 1 ; % 9
0 0 0.4 1 1 1 ] ; % 10
elseif form == 752
% Sombra de 75%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 45
Z = [ 0 0.5 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
0 0.5 1 1 1 1 ; % 2
0 0.5 1 1 1 1 ; % 3
0 0.5 1 1 1 1 ; % 4
0 0.5 1 1 1 1 ; % 5
0 0.5 1 1 1 1 ; % 6
0 0.5 1 1 1 1 ; % 7
0 0.5 1 1 1 1 ; % 8
0 0.5 1 1 1 1 ; % 9
0 0.5 1 1 1 1 ] ; % 10
elseif form == 753
% Sombra de 75%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 45
Z = [ 1 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
1 1 1 1 1 1 ; % 2
1 1 1 1 1 1 ; % 3
1 1 1 1 1 1 ; % 4
1 1 1 1 1 1 ; % 5
1 1 1 1 1 1 ; % 6
1 1 1 1 1 1 ; % 7
0.5 0.5 0.5 0.5 0.5 0.5 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 126
% Sombra de 12,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 7 . 5
Z = [ 0 0 0 0.6 1 1 ; % l i n h a 1
0 0 0 0.27 0.93 1 ; % 2
0 0 0 0 0.5 1 ; % 3
0 0 0 0 0.07 0.73 ; % 4
0 0 0 0 0 0.4 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
```

```
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 127
% Sombra de 12,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 7 . 5
Z = [ 0 0 0 0 0 0.75 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0.75 ; % 2
0 0 0 0 0 0.75 ; % 3
0 0 0 0 0 0.75 ; % 4
0 0 0 0 0 0.75 ; % 5
0 0 0 0 0 0.75 ; % 6
0 0 0 0 0 0.75 ; % 7
0 0 0 0 0 0.75 ; % 8
0 0 0 0 0 0.75 ; % 9
0 0 0 0 0 0.75 ] ; % 10
elseif form == 128
% Sombra de 12,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 7 . 5
Z = [ 1 1 1 1 1 1 ; % l i n h a 1
0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
0 0 0 0 0 0 ; % 4
0 0 0 0 0 0 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 34
% Sombra de 3.3%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 2
Z=[0 0 0 0 0.5 1 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0.5 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
0 0 0 0 0 0 ; % 4
0 0 0 0 0 0 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 35
% Sombra de 3.3%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 2
Z = [ 0 0 0 0 0 0 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
```

```

0 0 0 0 0 0 ; % 4
0 0 0 0.5 0.5 0 ; % 5
0 0 0 0.5 0.5 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 36
% Sombra de 3.3%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 2
Z = [ 0 0 0 0 0 0 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
0 0 0.25 0 0 0 ; % 4
0 0.25 1 0.25 0 0 ; % 5
0 0 0.25 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
end
% d i s p l a y ( [ num2 str ( sum ( sum ( Z ) )?1 0 0 / 6 0 ) , % de sombra ] )
Z=ones(10,6)* Gdif+(1-Z)*Gdir;
% figure
%imagesc (Z)
%colormap ('copper')
%colorbar
Z = Z';
G(1,1,1:10)=Z(1,1:10);
G(1,1,11:20)=Z(2,1:10);
G(1,2,1:10)=Z(3,1:10);
G(1,2,11:20)=Z(4,1:10);
G(1,3,1:10)= Z(5,1:10) ;
G(1,3,11:20)=Z(6,1:10);
Z=Z';
end

```

## A.4 Código utilizado para simular as condições de sujidade

```

function [Pm,Im,Vm]=analisa_sujidade ( )

% Rotina para calcular as curvas caracteristicas de corrente e potencia
% para diferentes padroes e percentuais de rea .

```

```

%
% Padroes de rea :
% 0 Uniforme ( r e f e r e n c i a ) ;
% 1 D i a g o n a l
% 2 V e r t i c a l
% 3 H o r i z o n t a l
%
% Percentuais de area :
% 3,3% 12,5% 37,5% 50% 75% 87,5%
%
% S a i d a s : Pm ? M a t r i z de p o t e n c i a s no s MPPs
% Im ? M a t r i z de c o r r e n t e s no s MPPs
% Vm ? M a t r i z de t e n s o e s no s MPPs
%
global CECPar_ref
%
% Model data from SAM CEC Module Model Database (Kyocera 250)
%
cec_i_l_ref = 9.1110 ;
cec_i_o_ref = 5.8500E-10;
cec_r_sh_ref = 129.51 ;
cec_r_s_ref = 0.2960 ;
cec_a_ref = 1.5745 ;
cec_adjust = 18.65 ;
cec_alpha_sc = 0.0055 ;
%cec_beta_oc = ?0.11197;
Ns=60;
cec_n = cec_a_ref / (Ns * 0.0257) ;
CECPar_ref = [cec_i_l_ref ,cec_i_o_ref ,cec_r_sh_ref /Ns ,cec_r_s_ref /Ns ,...
cec_n , cec_alpha_sc , cec_adjust] ;
% D e f i n e que I r r a d i a t i o n M a t r i x
%CALCULATED DATA FROM SAM SIMULATION
%
% S u b a r r a y P O A t o t a l i r r a d i a n c e ( n o m i n a l ) ( W / m 2 )
Gglobal = [ 979 979 979 979 979 979 ] ;
% S u b a r r a y P O A d i f f u s e i r r a d i a n c e ( D H I ) ( W / m 2 )
Gdif = [166.7 166.7 166.7 166.7 166.7 166.7] ;
% P e r c e n t o f d i r e c t i r r a d i a n c e b l o c k ( % )
Sombra = [ 0.875 0.75 0.5 0.375 0.125 0.033] ;
% S u b a r r a y 1 C e l l t e m p e r a t u r e | ( C )
T = [ 29.32 29.32 29.32 29.32 29.32 29.32] ;
Gdir = Gglobal -Gdif ;
for aux =1:length (Gglobal)
% D e f i n e m a t r i z i r r a d i a c a o U n i f o r m e
[G0 ,Z0] = Soiling_form ( 0 , Sombra ( aux ) * 100 , Gdif ( aux ) , Gdir ( aux ) ) ;
[I0 ,V0] = calc_ivcurve (G0 ,T ( aux ) ) ;
P0 = I0 .* V0 ;

```

```

[G1,Z1] = Soiling_form (1,Sombra(aux)*100 , Gdif (aux ) , Gdir(aux ) ) ;
[I1 , V1] = calc_ivcurve (G1,T(aux));
P1 = I1 .* V1 ;
[G2 , Z2 ] = Soiling_form ( 2 , Sombra(aux)*100 , Gdif(aux) , Gdir(aux)) ;
[I2 , V2 ] = calc_ivcurve(G2,T(aux ) ) ;
P2 = I2.*V2 ;
[G3,Z3] = Soiling_form (3,Sombra(aux)*100 , Gdif( aux ) , Gdir(aux)) ;
[I3, V3] = calc_ivcurve (G3 ,T(aux)) ;
P3 = I3.*V3 ;
% En cont ra o ponto de maxima p o t e n c i a
[~,a0] = max(P0 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
[~,a1] = max(P1 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
[~,a2] = max(P2 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
[~,a3] = max(P3 ) ; % F ind s th e maximum power p o i n t
figure
%subplot (4,3,1)
%imagesc (Z0,[0 1000])
%title ( [ 'a)uniforme' , '(preto)' ],'interpreter','latex' )
colormap ('copper')
%set(gca,'XTickLabel',[])
%set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,1)
imagesc (Z1 , [ 0 1000])
title ( [ 'a )diagonal ' , ' (magenta ) '], 'interpreter','latex')
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,4)
imagesc (Z2,[0 1000])
title ( [ ' b) vertical ' , '( vermelho )'], 'interpreter','latex' )
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,7)
imagesc (Z3 , [0 1000])
title ( [ 'c) horizontal ' , '(azul) ' ], 'interpreter','latex' )
set(gca,'XTickLabel',[])
set(gca,'YTickLabel',[])
subplot (4,3,[2 3 5 6])
%plot (V0,I0,'k-', 'LineWidth',2)
plot (V1,I1,'m:', 'LineWidth',2)
title ([ 'Gglobal = ' , num2str(Gglobal(aux),4), '$ W/m^2$, $ \acute{A}rea$
de ' , num2str(100* Sombra( aux ) ), ...
'\% , T=', num2str(T( aux ), 3 ), '$^\circ C$', 'interpreter','latex','FontSize',14)
hold on
grid off
plot (V2 , I2 , 'r-', 'LineWidth',2)
plot (V3 , I3 , ' b--', 'LineWidth',2)
%plot (V0(a0), I0(a0), 'ok', 'LineWidth',2)

```

```

plot (V1 (a1) , I1(a1) , 'om')
plot (V2 (a2) , I2(a2) , 'or')
plot (V3 (a3) , I3(a3) , ' ob')
xlabel (['$\mathrm{Tens\tilde{a}o} (V)$'], 'interpreter', 'latex')
ylabel (['Corrente(A)'], 'interpreter', 'latex')
subplot (4,3 , [8 9 11 12])
plot (V1 , P1 , 'm: ', 'LineWidth',2 )
%plot (V0,P0,' k-', 'LineWidth',2)
hold on
grid off
plot (V2 , P2 , ' r-' , 'LineWidth',2)
plot (V3 , P3 , ' b--', 'LineWidth',2 )
%plot (V0 ( a0 ) , P0 ( a0 ) , ' ok ' )
plot (V1 ( a1 ) , P1 ( a1 ) , 'om ' )
plot (V2 ( a2 ) , P2 ( a2 ) , ' or ' )
plot (V3 ( a3 ) , P3 ( a3 ) , ' ob ' )
%plot (Vsam ( aux ) ,1000* Psam (aux) , '*red')
ylabel(['$\mathrm{Pot\hat{e}ncia(W)}$'], 'interpreter', 'latex')
xlabel(['$\mathrm{Tens\tilde{a}o} (V)$'], 'interpreter', 'latex')
Pm(:,aux) =[P0(a0);P1(a1);P2(a2);P3(a3)] ;
Im (:,aux) = [I0(a0);I1(a1);I2(a2);I3(a3)] ;
Vm(:,aux) = [V0(a0) ;V1(a1);V2(a2); V3(a3)] ;
end
end
function [Io,Vo] = calc_ivcurve(G,T)
global CECPar_ref
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALC IV CURVE WITH CEC PARAMETERS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% I n i t i a l i z e v e c t o r I o
Vo = linspace(0,36.9,100) ;
Io = zeros(1,100) ;
% C a l c u l a t e t h e O u t p u t C u r r e n t f o r t h e r e f e r e n c e V o l t a g e
[I , FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(1),G,T,CECPar_ref ) ;
Io (1) = I ;
for i =2:1: length (Vo )
InicialCond = FinalCond ;
[I, FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(i) ,G,T, CECPar_ref , InicialCond) ;
if ( I<0)
Io (i:length (Vo)) = zeros (1 , length (Vo)-i+1);
break
else
Io(i) = I ;
end
end
end
function [G,Z]= Soiling_form (patt, perc,Gdif ,Gdir)

```

```

% Funcao para criar uma matriz de irradiacao 1x3x20 representando area suja
% p a r c i a l .
% I n p u t s :
% p a t t ? 0 para sombra uniforme
% ? 1 para sombra diagonal
% ? 2 para sombra vertical
% ? 3 para sombra horizontal

% p e r c ? p e r c e n t u a l de area suja ( 3 . 3 , 1 2 . 5 , 3 7 . 5 , 5 0 , 7 5 , 8
% G d i f ? Componente difusa da Irradiacao incidente (W/m2)
% G d i r ? Componente direta da irradiacao incidente (W/m2)
%
% D e f i n e que I r r a d i a t i o n M a t r i x
G = ones(1,3,20) ;
form = patt + perc*10;
if patt == 0
% Sombra Uniforme de 50%
% M a t r i z 1 0 x 6 com soma = 0
Z = (0.23 )*ones(10,6);
elseif form == 501
% Sombra de 50%
% M a t r i z 1 0 x 6 com soma = 30
Z = [ 0 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0 0 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0 0 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0 0 0 0 0.23 0.23 ; % 8
0 0 0 0 0.23 0.23 ; % 9
0 0 0 0 0 0.23 ] ; % 10
elseif form == 502
% Sombra de 50%
% M a t r i z 1 0 x 6 com soma = 30
Z = [ 0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 8
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 9
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ] ; % 10
elseif form == 503

```



```
% Sombra de 50%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 30
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 376
% Sombra de 37,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 22.5
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0 0 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0 ; % 2
0 0.23 0.23 0.23 0.23 0 ; % 3
0 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0 0 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0 0 0 0 0.23 0.23 ; % 8
0 0 0 0 0.23 0.23 ; % 9
0 0 0 0 0 0.23 ] ; % 10
elseif form == 377
% Sombra de 37,5%

% M a t r i z 10 x 6 com soma = 22.5
Z = [ 0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 2
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 3
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 4
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 5
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 6
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 7
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 8
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ; % 9
0 0 0 0.05 0.23 0.23 ] ; % 10
elseif form == 378
% Sombra de 37,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 22.5
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 ; % 4
0 0 0 0 0 0 ; % 5
```

```
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 876
% Sombra de 87.5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 52.5
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23; % 5
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0.05 0.15 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 8
0 0.07 0.13 0.23 0.23 0.23 ; % 9
0 0 0.23 0.23 0.23 0.23 ] ; % 10
elseif form == 877
% Sombra de 87.5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 52.5
Z = [ 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23; % 3
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 8
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 9
0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ] ; % 10
elseif form == 878
% Sombra de 87.5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 52.5
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23; % 4
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 8
0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 751
% Sombra de 75%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 45
```

```
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.1 0 0 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.13 0.07 0 ; % 2
0.23 0.23 0.23 0.23 0.12 0 ; % 3
0.23 0.23 0.23 0.23 0.20 0.07 ; % 4
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.04 ; % 5
0.16 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0.27 0.20 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0 0.12 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 8
0 0.07 0.17 0.23 0.23 0.23 ; % 9
0 0 0.09 0.23 0.23 0.23 ] ; % 10
elseif form == 752
% Sombra de 75%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 45
Z = [ 0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 8
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 9
0 0.05 0.23 0.23 0.23 0.23 ] ; % 10
elseif form == 753
% Sombra de 75%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 45
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 3
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 4
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 5
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 6
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 7
0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 126
% Sombra de 12,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 7 . 5
Z = [ 0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0 0 0 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0 0 0 0 0.23 0.23 ; % 3
0 0 0 0 0.23 0.23 ; % 4
0 0 0 0 0 0.23 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
```

```
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 127
% Sombra de 12,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 7 . 5
Z = [ 0 0 0 0 0 0.23 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0.23 ; % 2
0 0 0 0 0 0.23 ; % 3
0 0 0 0 0 0.23 ; % 4
0 0 0 0 0 0.23 ; % 5
0 0 0 0 0 0.23 ; % 6
0 0 0 0 0 0.23 ; % 7
0 0 0 0 0 0.23 ; % 8
0 0 0 0 0 0.23 ; % 9
0 0 0 0 0 0.23 ] ; % 10
elseif form == 128
% Sombra de 12,5%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 7 . 5
Z = [ 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % l i n h a 1
0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 0.23 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
0 0 0 0 0 0 ; % 4
0 0 0 0 0 0 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 34
% Sombra de 3.3%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 2
Z=[0 0 0 0 0.05 0.23 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0.23 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
0 0 0 0 0 0 ; % 4
0 0 0 0 0 0 ; % 5
0 0 0 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 35
% Sombra de 3.3%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 2
Z = [ 0 0 0 0 0 0 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
```

```

0 0 0 0.05 0 0 ; % 4
0 0 0 0.23 0.05 0 ; % 5
0 0 0 0.05 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
elseif form == 36
% Sombra de 3.3%
% M a t r i z 10 x 6 com soma = 2
Z = [ 0 0 0 0 0 0 ; % l i n h a 1
0 0 0 0 0 0 ; % 2
0 0 0 0 0 0 ; % 3
0 0 0.05 0 0 0 ; % 4
0 0.05 0.23 0.05 0 0 ; % 5
0 0 0.05 0 0 0 ; % 6
0 0 0 0 0 0 ; % 7
0 0 0 0 0 0 ; % 8
0 0 0 0 0 0 ; % 9
0 0 0 0 0 0 ] ; % 10
end

Z=ones(10,6)* Gdif+(1-Z)*Gdir;
Z = Z';
G(1,1,1:10)=Z(1,1:10);
G(1,1,11:20)=Z(2,1:10);
G(1,2,1:10)=Z(3,1:10);
G(1,2,11:20)=Z(4,1:10);
G(1,3,1:10)= Z(5,1:10) ;
G(1,3,11:20)=Z(6,1:10);
Z=Z';
end

```

## A.5 Código utilizado para simular as condições de reflexão

```

y= zeros(0,90);
x=linspace(0,90);
for i=1:length(x)
y(i) =1 -(0.05*((1/cos(i))-1));
plot ( y)
hold on
end

```

```

figure
plot (x,y)
ylabel('IAM')
xlabel (' ngulo de incidncia em graus')

function [Pm,Im,Vm]=valida_reflection ( )

global CECPar_ref
%
% Model data from SAM CEC Module Model Database
%
cec_i_l_ref = 9.1110 ;
cec_i_o_ref = 5.8500E-10;
cec_r_sh_ref = 129.51 ;
cec_r_s_ref = 0.2960 ;
cec_a_ref = 1.5745 ;
cec_adjust = 18.65 ;
cec_alpha_sc = 0.0055 ;
%cec_beta_oc = ?0.11197;
Ns=60;
cec_n = cec_a_ref / (Ns * 0.0257) ;
CECPar_ref = [cec_i_l_ref ,cec_i_o_ref ,cec_r_sh_ref /Ns ,cec_r_s_ref /Ns ,...
cec_n , cec_alpha_sc , cec_adjust] ;
% D e f i n e q u e I r r a d i a t i o n M a t r i x
%CALCULATED DATA FROM SAM SIMULATION
%
% S u b a r r a y P O A t o t a l i r r a d i a n c e ( n o m i n a l ) ( W / m 2 )
Gglobal = [926.959 ] ; %949.909 926.959 irradiao es para os diferentes IAM calculado
% S u b a r r a y 1 C e l l t e m p e r a t u r e | ( C )
T = [29.32 ] ; %29.32 29.32

for aux =1:1:length (Gglobal)
% D e f i n e m a t r i z i r r a d i a c a o U n i f o r m e
[G0 ,Z0] = matriz_irrad (Gglobal(aux) );
[I0,V0] = calc_ivcurve (G0 ,T(aux) );
P0 = I0 .* V0 ;

% E n c o n t r a o p o n t o d e m a x i m a p o t e n c i a
[~,a0] = max(P0 ) ;
%[~,a1] = max(P1 ) ;

s(1)=subplot(2,1,1);
plot (V0,I0,'k-')
hold on
grid off
plot (V0(a0), I0(a0),'or')
ylabel (['Corrente(A)'],'interpreter','latex')

```

```

xlabel (['$\text{Tens}\tilde{a}o(V)$'], 'interpreter', 'latex')
s(2)=subplot(2,1,2);
plot (V0,P0, ' k-')
hold on
grid off
plot (V0 (a0) , P0 (a0) , ' or ' )
ylabel(['$\mathrm{Pot}\hat{e}ncia(W)$'], 'interpreter', 'latex')
xlabel(['$\text{Tens}\tilde{a}o(V)$'], 'interpreter', 'latex')
if aux==length(Gglobal)
subplot(2,1,1);
txt = [ ' (' num2str(I0(a0)), ', ', num2str(V0(a0)), ') '];
text (V0(a0), I0(a0), txt)
subplot(2,1,2);
txt = [ ' (' num2str(P0(a0)), ') '];
text (V0(a0), P0(a0), txt)
end

Pm(:,aux) = [P0(a0)] ;
Im(:,aux) = [I0(a0)] ;
Vm(:,aux) = [V0(a0)] ;
%title('Curvas $caracter\acute{i}sticas$ para um $\hat{a}$ngulo$ de $10^\circ$', 'interp

title(s(1), '\textbf{Curva IV para um $\hat{a}$ngulo$ (AOI) de $20^\circ$}', 'interpreter
title(s(2), '\textbf{Curva PV para um $\hat{a}$ngulo$ (AOI) de $20^\circ$}', 'interpreter
%title('Curvas $caracter\acute{i}sticas$ para um $\hat{a}$ngulo$ de $10^\circ$', 'interp
end
end
function [Io,Vo] = calc_ivcurve(G,T)
global CECPAr_ref
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALC IV CURVE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% I n i t i a l i z e v e c t o r I o
Vo = linspace(0,36.9,100) ;
Io = zeros(1,100) ;
% C a l c u l a t e t h e O u t p u t C u r r e n t f o r t h e r e f e r e n c e V o l t a g e
[I , FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(1),G,T,CECPAr_ref ) ;
Io (1) = I ;
for i =2:1: length (Vo )
InicialCond = FinalCond ;
[I, FinalCond ] = SolarPanelModelAdj_1_3_20 (Vo(i) ,G,T, CECPAr_ref , InicialCond) ;
if ( I<0)
Io (i:length (Vo)) = zeros (1 , length (Vo)-i+1);
break
else
Io(i) = I ;
end
end

```

```
end
end
function [G,Z]= matriz_irrad(Gglobal)
G = ones(1,3,20) ;
Z = ones(10,6);
Z=ones(10,6)* Gglobal ;
Z = Z';
G(1,1,1:10)=Z(1,1:10);
G(1,1,11:20)=Z(2,1:10);
G(1,2,1:10)=Z(3,1:10);
G(1,2,11:20)=Z(4,1:10);
G(1,3,1:10)= Z(5,1:10) ;
G(1,3,11:20)=Z(6,1:10);
Z=Z';
end
```



# ANEXO A – Datasheet do módulo solar Kyocera KD 250 GX-LFBP2

## HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE



## KD 200-60 F Series

KD240GX-LFB2

KD245GX-LFB2

KD250GX-LFB2

### CUTTING EDGE TECHNOLOGY

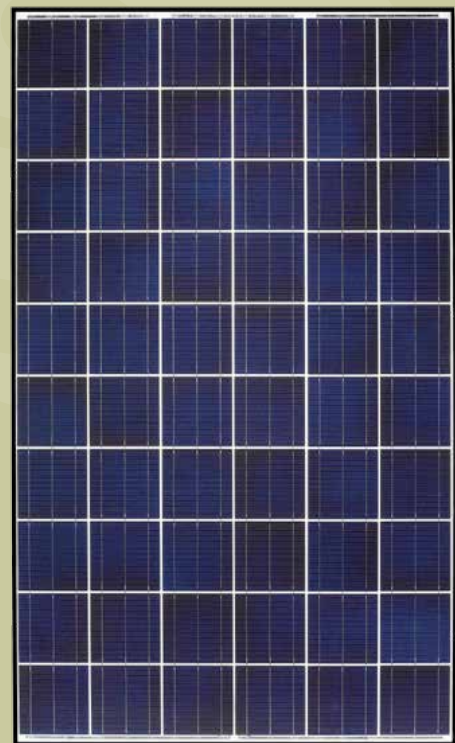
As a pioneer with over 35 years in the solar energy industry, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's *Kaizen* Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeatedly achieving world record cell efficiencies.

### QUALITY BUILT IN

- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Supported by major mounting structure manufacturers
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation
- Proven junction box technology with 12 AWG PV wire to work with transformerless inverters
- Quality locking plug-in connectors to provide safe and quick connections

### RELIABLE

- Proven superior field performance
- Tight power tolerance
- Only module manufacturer to pass rigorous long-term testing performed by TÜV Rheinland



### QUALIFICATIONS AND CERTIFICATIONS

UL Listing  
QIGU.E173074



NEC 2008 Compliant, UL 1703, and ISO 14001  
UL1703 Certified and Registered, UL Fire Safety Class C, CEC, FSEC

**SOLAR** by KYOCERA

KD 200-60 F Series

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) STC = 1000 W/M <sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*				
	KD240GX-LFB2	KD245GX-LFB2	KD250GX-LFB2	
P <sub>mp</sub>	240	245	250	W
V <sub>mp</sub>	29.8	29.8	29.8	V
I <sub>mp</sub>	8.06	8.23	8.39	A
V <sub>oc</sub>	36.9	36.9	36.9	V
I <sub>sc</sub>	8.59	8.91	9.09	A
P <sub>tolerance</sub>	+5/-3	+5/-3	+5/-3	%

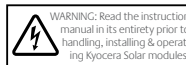
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) NOCT = 800 W/M <sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*				
	KD240GX-LFB2	KD245GX-LFB2	KD250GX-LFB2	
T <sub>NOCT</sub>	45	45	45	°C
P <sub>max</sub>	172	176	180	W
V <sub>mp</sub>	26.7	26.8	26.8	V
I <sub>mp</sub>	6.45	6.58	6.72	A
V <sub>oc</sub>	33.7	33.7	33.7	V
I <sub>sc</sub>	6.95	7.21	7.36	A
PTC	217.3	219.1	223.7	W

Temperature Coefficients				
P <sub>max</sub>	-0.46	-0.46	-0.46	%/°C
V <sub>mp</sub>	-0.52	-0.52	-0.52	%/°C
I <sub>mp</sub>	0.0064	0.0065	0.0065	%/°C
V <sub>oc</sub>	-0.36	-0.36	-0.36	%/°C
I <sub>sc</sub>	0.060	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	-40 to +90	°C

System Design	
Series Fuse Rating	15 A
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V
Hailstone Impact	1in (25mm) @ 51mph (23m/s)

\* Subject to simulator measurement uncertainty of +/- 3%. KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

NEC 2008 COMPLIANT  
UL 1703 LISTED



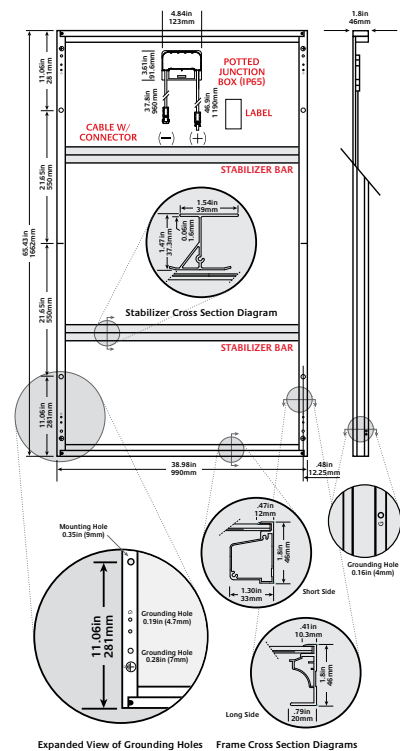
011613

MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions:	65.43in/38.98in/1.8in length/width/height
Weight:	44.1lbs (20.0kg)

PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet:	20
Pallets per 53' container:	36
Pallet box dimensions:	66in/40in/47in length/width/height
Pallet box weight:	990 lbs (450kg)



OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar, Inc. 800-223-9580 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com

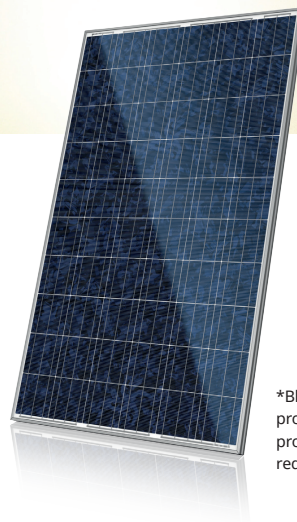


# ANEXO B – Datasheet do módulo solar Canadian CS6P-250P



## **QUARTECH** **CS6P-250 | 255 | 260P**

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced








\*Black frame product can be provided upon request.

### NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

### KEY FEATURES

- 
**Higher energy yield**
  - Outstanding performance at low irradiance
  - Maximum energy yield at low NOCT
  - Improved energy production through reduced cell series resistance
- 
**Increased system reliability**
  - Long term system reliability with IP67 junction box
  - Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology
- 
**Extra value to customers**
  - Positive power tolerance up to 5 W
  - Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
  - Anti-glare project evaluation
  - Salt mist, ammonia and blowing sand resistance apply to seaside, farm and desert environments

- 
**25 years insurance-backed warranty non-cancellable, immediate warranty insurance linear power output warranty**
- 
**10 years product warranty on materials and workmanship**

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001: 2008 / Quality management system  
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

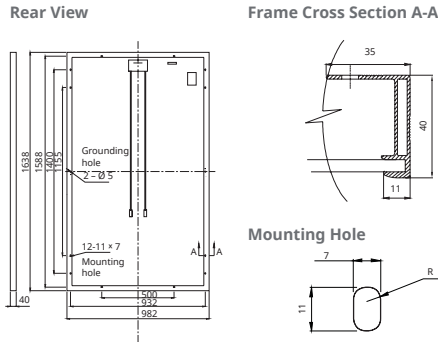
### PRODUCT CERTIFICATES

IEC 61215/IEC 61730: VDE/MCS/CE/JET/SII/CEC AU/INMETRO/CQC  
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: TUV / IEC 60068-2-68: SGS  
 PV CYCLE (EU) / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

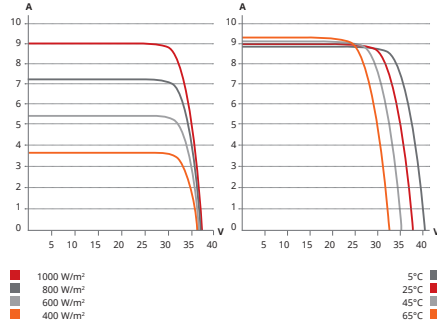


**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 8 GW of premium quality modules deployed around the world since 2011, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies

**MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6P-255P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA / STC\***

Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	250 W	255 W	260 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.1 V	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.30 A	8.43 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2 V	37.4 V	37.5 V
Short Circuit Current (Isc)	8.87 A	9.00 A	9.12 A
Module Efficiency	15.54 %	15.85 %	16.16 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL) or 600 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA / NOCT\***

Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	181 W	185 W	189 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.5 V	27.5 V	27.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.60 A	6.71 A	6.80 V
Open Circuit Voltage (Voc)	34.2 V	34.4 V	34.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.19 A	7.29 A	7.39 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Industry leading performance at low irradiation, +96.5 % module efficiency from an irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

As there are different certification requirements in different markets, please contact your sales representative for the specific certificates applicable to your products. The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

**MODULE / MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1638 × 982 × 40 mm (64.5 × 38.7 × 1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000 V (UL 1000 V) or 12 AWG (UL 600 V), 1000 mm (650 mm is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	24 pcs, 480 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	672 pcs (40'HQ)

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2°C

**PARTNER SECTION**

