

Universidade Federal de Campina Grande – UFCG
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPgEE

Técnicas de Estimação de Irradiância a Partir de Dados de Módulos Fotovoltaicos

Itaiara Felix Carvalho

Campina Grande, Brasil

28 de novembro de 2019

Técnicas de Estimacão de Irradiância a Partir de Dados de Módulos Fotovoltaicos

Itaiara Felix Carvalho

Dissertao de Mestrado apresentada à Co-ordenao do Curso de Pós-Graduao em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande - Campus I, como parte dos requisitos necessários para obteno do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

rea de Concentrao: Processamento da Energia

Professor Maurício Beltrão de Rossiter Correa, Dr.Sc.
Orientador

Campina Grande, Brasil

28 de novembro de 2019

C331t

Carvalho, Itaiara Felix.

Técnicas de estimação de irradiância a partir de dados de módulos fotovoltaicos / Itaiara Felix Carvalho. – Campina Grande, 2020.

68 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2020.

"Orientação: Prof. Dr. Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa".
Referências.

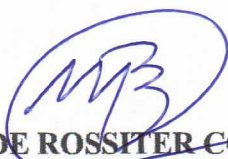
1. Estimador de Irradiância. 2. Folha de Dados. 3. Irradiância.
I. Corrêa, Maurício Beltrão de Rossiter. II. Título.

CDU 621.31(043)

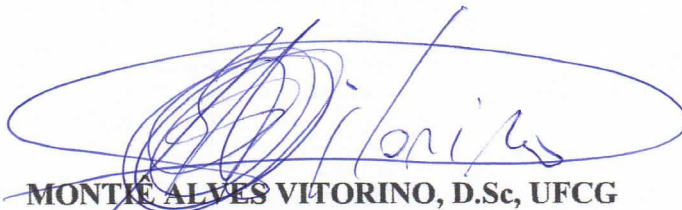
**TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DE IRRADIÂNCIA A PARTIR DE DADOS DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

ITAIARA FELIX CARVALHO

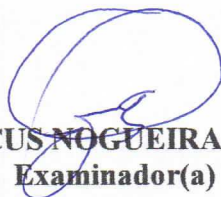
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 28/11/2019



MAURÍCIO BELTRÃO DE ROSSIER CORRÊA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



MONTIE ALVES VITORINO, D.Sc, UFCG
Examinador(a)



ANTONIO MARCUS NOGUEIRA LIMA, Dr., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Dedico este trabalho a Deus, minha família e ao meu noivo.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus pelo dom da vida, assim como pelas coisas boas e ruins que me aconteceram, pois em cada um delas eu tirei grandes e preciosos ensinamentos.

Agradeço à minha mãe, Maria Mirian, que com toda sua doçura me ensinou a ser forte e em todas as etapas da minha vida foi sempre a minha maior incentivadora e ao meu pai, Itamar, por todo apoio entregue até hoje. Meu profundo agradecimento por não terem medido esforços para me proporcionar uma educação de qualidade fundamental para que eu chegasse até aqui.

As minhas irmãs Itamara e Itaiana, pela amizade, companheirismo e por serem os melhores exemplos de irmãs mais velhas que eu poderia ter.

Ao meu noivo Francisco Neto, pelo amor, apoio e por estar sempre presente comigo.

Ao meu orientador, Professor Maurício Correa pela orientação, confiança e pelos ensinamentos que me foram passado ao longo deste período.

A Coordenação de Pós-Graduação e aos integrantes do laboratório que de maneira direta ou indireta contribuíram para a execução deste trabalho.

"Foi o tempo que dedicastes à tua rosa que a fez tão importante."

(O Pequeno Príncipe)

Resumo

Neste trabalho quatro técnicas de estimação de irradiância serão discutidas, comparadas e testadas quanto à utilização como ferramentas de monitoração de módulos fotovoltaicos. As técnicas de estimação estudadas são baseadas no modelo simplificado do módulo fotovoltaico, modelo de cinco parâmetros e um diodo, e ainda por um modelo modificado no qual o diodo anti-paralelo do modelo é substituído por uma fonte de corrente de controle externo. Em todas as técnicas de estimação de irradiância selecionadas necessitam-se de informações provenientes da folha de dados do fabricante do painel fotovoltaico, bem como medições de tensão, corrente e em três dos quatro estimadores, temperatura. Para a medição e aquisição dos dados de tensão e corrente, dois diferentes equipamentos serão utilizados, sendo estes o PROPFITEST PV e o *SolarModule LED-Flasher*. Ao longo deste trabalho serão apresentados os resultados de estimação obtidos referentes aos quatro estimadores de irradiância considerando dois módulos fotovoltaicos de diferentes modelos (Astronergy ASM6610P-260 W_p e KYOCERA KC130TM) em condições normais de operação e, posteriormente utilizando o painel KC130TM sob a condição de sombreamento induzido. Ao final deste trabalho os resultados de irradiância obtidos serão expressos sob duas diferentes métricas de erros, a fim de identificar a técnica de estimação de irradiância cujos resultados são os mais próximos dos valores de irradiância obtidos via medição.

Palavras-chave: Estimador de irradiância, Folha de dados, Irradiância.

Abstract

In this work four irradiance estimation techniques will be discussed, compared and tested for use as photovoltaic module monitoring tools. The estimation techniques studied are based on the simplified photovoltaic module model, a one-diode five-parameter model, as well as a modified model in which the model's anti-parallel diode is replaced by an external control current source. For all selected irradiance estimation techniques, information from the photovoltaic panel manufacturer's data sheet is required, as well as voltage, current and for three of the four estimators, temperature measurements. For the measurement and acquisition of voltage and current data, two different equipments will be used, these being PROFITEST PV and SolarModule LED-Flasher. Throughout this work will be present the estimation results obtained for the four irradiance estimators considering two photovoltaic modules of different models (Astronergy ASM6610P-260 Wp and KYOCERA KC130TM) under normal operating conditions and subsequently using the KC130TM panel under the induced shading condition. At the end of this work the obtained irradiance results will be expressed under two different error metrics, in order to identify the irradiance estimation technique whose results are closest to the measured irradiance values.

Key-words: Irradiance Estimator, Datasheet, Irradiance.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Modelo simplificado do painel fotovoltaico.	3
Figura 2 – Modelo de cinco parâmetros e um diodo.	3
Figura 3 – Representação esquemática de n painéis fotovoltaicos em série.	6
Figura 4 – Representação esquemática de n painéis fotovoltaicos em paralelo.	7
Figura 5 – Comportamento da corrente do módulo fotovoltaico KC130TM com a alteração de valores de irradiância.	9
Figura 6 – Comportamento da tensão do módulo fotovoltaico KC130TM com a alteração de valores de temperatura.	9
Figura 7 – Modelo fotovoltaico elétrico: modelo fotovoltaico de diodo único ($n = 1$), modelo fotovoltaico de diodo duplo ($n = 2$) e modelo fotovoltaico de n diodos ($n = n$).	15
Figura 8 – Modelo fotovoltaico de diodo multidimensional generalizado.	15
Figura 9 – Circuito equivalente modificado para uma célula solar.	31
Figura 10 – Comparação entre a irradiância estimada e a de referência ($761 W/m^2$) utilizando o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.	34
Figura 11 – Comparação entre a irradiância estimada e a de referência ($560 W/m^2$) utilizando o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.	35
Figura 12 – Comparação entre a irradiância estimada e a de referência ($390 W/m^2$) utilizando o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.	35
Figura 13 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros para a irradiância de referência de $1000 W/m^2$	36
Figura 14 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros para a irradiância de referência de $1000 W/m^2$	37
Figura 15 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo para a irradiância de referência de $1000 W/m^2$	38
Figura 16 – Estimador baseado no modelo de circuito modificado para a irradiância de referência de $1000 W/m^2$	38
Figura 17 – PROFITEST PV.	40

Figura 18 – Bancada de testes utilizada para medição e aquisição de dados dos painéis fotovoltaicos com o PROFITEST PV.	40
Figura 19 – SolarModule LED-Flasher.	41
Figura 20 – Painel KYOCERA KC130TM conectado ao <i>SolarModule LED-Flasher</i>	41
Figura 21 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros utilizando o módulo ASM6610P-260 Wp e a irradiância medida ($999 W/m^2$).	42
Figura 22 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros utilizando o módulo fotovoltaico KC130TM e a irradiância medida ($500 W/m^2$).	43
Figura 23 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros e a irradiância medida ($615 W/m^2$) utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> como equipamento de medição.	44
Figura 24 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros utilizando o módulo ASM6610P-260 Wp e a irradiância medida ($999 W/m^2$).	45
Figura 25 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros utilizando o módulo fotovoltaico KC130TM e a irradiância medida ($500 W/m^2$).	45
Figura 26 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros e a irradiância medida ($615 W/m^2$) utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> como equipamento de medição.	46
Figura 27 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo: comparação entre a irradiância estimada com o modelo independente da temperatura do arranjo utilizando o módulo ASM6610P-260 Wp e a irradiância medida ($999 W/m^2$).	47
Figura 28 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo: comparação entre a irradiância estimada com o modelo independente da temperatura do arranjo utilizando o módulo fotovoltaico KC130TM e a irradiância medida ($500 W/m^2$).	48

Figura 29 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo: comparação entre a irradiância estimada com o modelo independente da temperatura do arranjo e a irradiância medida ($615 W/m^2$) utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i>	49
Figura 30 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado: comparação entre a irradiância estimada como modelo de circuito modificado utilizando o módulo ASM6610P-260 <i>Wp</i> e a irradiância medida ($999 W/m^2$).	49
Figura 31 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de circuito modificado utilizando o módulo KC130TM e a irradiância medida ($500 W/m^2$)	50
Figura 32 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de circuito modificado e a irradiância medida ($615 W/m^2$) utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> como equipamento de medição.	50
Figura 33 – Estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros sob condição de sombreamento parcial induzido para uma irradiância medida de $620 W/m^2$ utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i>	51
Figura 34 – Comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.	52
Figura 35 – Estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros sob condição de sombreamento induzido para uma irradiância medida de $620 W/m^2$ utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i>	52
Figura 36 – Comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.	53
Figura 37 – Estimador de irradiância baseado no modelo independente de temperatura da célula sob condição de sombreamento induzido para uma irradiância medida de $620 W/m^2$ utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i>	54
Figura 38 – Comparação entre a irradiância estimada com modelo independente de temperatura da célula sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.	54
Figura 39 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado sob condição de sombreamento induzido para uma irradiância medida de $620 W/m^2$ utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i>	55

Figura 40 – Comparação entre a irradiância estimada com o modelo de circuito
modificado sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V. . . 55

Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores de Temperatura e Irradiância.	33
Tabela 2 – Parâmetros do Painel Fotovoltaico.	34
Tabela 3 – Especificações Elétricas do Painel Fotovoltaico Astronergy ASM6610P-260 Wp	36
Tabela 4 – Especificações Elétricas do do Painel Fotovoltaico de modelo KYOCERA KC130TM.	43
Tabela 5 – Erro médio absoluto dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp considerando os pontos obtidos até a região de máxima potência para uma irradiância de referência de 999 W/m^2	57
Tabela 6 – Raiz do erro quadrático médio dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp considerando os pontos obtidos até a região de máxima potência para uma irradiância de referência de 999 W/m^2	57
Tabela 7 – Erro médio absoluto dos estimadores avaliados considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp para uma irradiância de referência de 999 W/m^2	58
Tabela 8 – Raiz do erro quadrático médio dos estimadores avaliados considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp para uma irradiância de referência de 999 W/m^2	58
Tabela 9 – Erro médio absoluto das estimativas de irradiância obtidas até a região de máxima potência quando utilizado o painel de modelo KC130TM para uma irradiância de referência de 500 W/m^2	59
Tabela 10 – Raiz do erro quadrático médio das estimativas de irradiância obtidas até a região de máxima potência quando utilizado o painel de modelo KC130TM para uma irradiância de referência de 500 W/m^2	59
Tabela 11 – Erro médio absoluto considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo de modelo KC130TM para uma irradiância de referência de 500 W/m^2	59

Tabela 12 – Raiz do erro quadrático médio dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo KC130TM considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP para uma irradiância de referência de $500 W/m^2$	59
Tabela 13 – Erro médio absoluto dos pontos obtidos até a região de máxima potência dos quatro estimadores avaliados utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> com uma irradiância de referência de $615 W/m^2$	60
Tabela 14 – Raiz do erro quadrático médio dos pontos obtidos até a região de máxima potência dos quatro estimadores avaliados utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> como equipamento de medição com uma irradiância de referência de $615 W/m^2$	60
Tabela 15 – Erro médio absoluto dos quatro estimadores avaliados considerando quatro pontos obtidos na região de máxima potência utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> como equipamento de medição com uma irradiância de referência de $615 W/m^2$	60
Tabela 16 – Raiz do erro quadrático médio dos quatro estimadores avaliados considerando quatro pontos obtidos na região de máxima potência utilizando o <i>SolarModule LED-Flasher</i> como equipamento de medição com uma irradiância de referência de $615 W/m^2$	61

Lista de abreviaturas e siglas

TCT	Total Cross-Tied.
BL	Bridge-Linked.
HC	Honey-Comb.
AM	<i>Air Mass</i> (Massa de Ar)
STC	Condições Padrão de Teste (<i>Standard Test Conditions</i>).
SRC	Condições Padrão de Referência (<i>Standard Reference Conditions</i>)
NOCT	Nominal Operating Conditions.
MPP	Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point</i>).
MPPT	Segmento do Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point Tracker</i>).
LEIAM	Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas.

Lista de símbolos

V	tensão medida no painel fotovoltaico.
V_{oc}	tensão de circuito aberto do módulo.
V_{oc0}	tensão de circuito aberto do módulo nas STC.
V_T	tensão térmica do diodo do circuito equivalente.
V_{T0}	tensão térmica equivalente nas STC.
V_{M0}	tensão no ponto de máxima potência nas STC.
V_M	tensão no ponto de máxima potência.
I	corrente elétrica fornecida pelo módulo quando a tensão é V .
I_{ph}	fotocorrente.
$I_{ph,ref}$	fotocorrente referência nas STC.
I_{sc}	corrente de curto-circuito.
I_{sc0}	corrente de curto-circuito nas STC.
I_{M0}	corrente no ponto de máxima potência nas STC.
I_M	corrente no ponto de máxima potência.
I_0	corrente de saturação do diodo.
$I_{0,ref}$	corrente de saturação de referência nas STC.
G	intensidade da radiação solar incidente na superfície do painel.
G_0	intensidade da radiação solar incidente na superfície do painel nas STC ($1000W/m^2$).
G_{est}	irradiância estimada pelo método simplificado do painel fotovoltaico.
G_{med}	irradiância medida.
T_c	temperatura da célula fotovoltaica.

T_0	temperatura de referência nas STC ($T = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$).
α	coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito nas STC.
β	coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto nas STC.
n	fator de idealidade do diodo.
n_{ref}	fator de idealidade do diodo nas STC.
N_s	número de células em série no painel fotovoltaico.
N_p	número de <i>strings</i> em paralelo.
q	carga elétrica elementar ($q = 1.602 \times 10^{-19}\text{C}$).
k	constante de Boltzmann ($k = 1.3806503 \times 10^{-23}\text{J/K}$).
R_s	resistência série.
$R_{s,ref}$	resistência série referência nas STC.
R_p	resistência de derivação (<i>shunt resistance</i>).
$R_{p,ref}$	resistência de derivação (<i>shunt resistance</i>) nas condições STC.
E_g	<i>bandgap energy</i> para o silício em eV ($E_g = 1.17 - 4.73 \times 10^{-4} \times \frac{T_c^2}{T_c + 636}\text{eV}$).
$E_{g,ref}$	<i>bandgap energy</i> para o silício em eV de referência nas STC.
$G_{p,ref}$	condutância de derivação.
K_T	fator dependente de temperatura.
P_{max}	potência de pico instantânea de uma célula solar.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos e Motivação	2
1.1.1	Sistemas Fotovoltaicos	3
1.1.1.1	Célula Fotovoltaica	4
1.1.1.2	Painel Fotovoltaico	6
1.1.2	Fatores Ambientais	7
1.1.3	Massa de Ar	8
1.1.3.1	Irradiância Solar	8
1.1.3.2	Temperatura	8
1.2	Revisão Bibliográfica	10
1.2.1	Falhas em Módulos Fotovoltaicos	10
1.2.2	Modelagem de Módulos Fotovoltaicos	13
1.2.3	Métodos de Estimação de Irradiância	16
1.3	Organização do Trabalho	18
1.4	Contribuições	19
2	MODELO DE QUATRO PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	20
2.1	Introdução	20
2.2	Modelo de Quatro Parâmetros	20
2.3	Modelo Simplificado do Painel Fotovoltaico	22
3	MODELO DE CINCO PARÂMETROS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	24
3.1	Introdução	24
3.2	Modelo de Cinco Parâmetros e um Diodo	24
3.3	Forma reduzida do Modelo de Cinco Parâmetros	26
4	TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DE IRRADIÂNCIA	28
4.1	Introdução	28
4.2	Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros	28
4.3	Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros	29

4.4	Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo	29
4.5	Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado	30
5	RESULTADOS	33
5.1	Resultados de Simulação	33
5.1.1	Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros	33
5.1.2	Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros	36
5.1.3	Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo	37
5.1.4	Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado	38
5.2	Resultados Experimentais	39
5.2.1	Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros	42
5.2.2	Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros	44
5.2.3	Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo	46
5.2.4	Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado	48
5.3	Sombreamento Parcial Induzido	50
5.3.1	Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros	51
5.3.2	Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros	51
5.3.3	Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo	53
5.3.4	Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado	54
5.4	Discussão dos Resultados	56
6	CONCLUSÃO	62
6.1	Trabalhos Futuros	63
	REFERÊNCIAS	64

1 Introdução

Uma crescente participação dos sistemas fotovoltaicos na matriz energética mundial torna-se cada vez mais evidente. Segundo a ANEEL [1], o Brasil ultrapassou a marca de 1 gigawatt de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica, cuja fonte mais utilizada é a solar fotovoltaica com 82,6 mil micro e mini usinas e cerca de 870 megawatts (MW) de potência instalada. O crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo deve-se não somente às vantagens já intrínsecas às fontes renováveis, como a capacidade de renovação e menor impacto ambiental que o provocado por meio das fontes de energia com origem nos combustíveis fósseis, mas também destaca-se como uma alternativa viável a ser aplicada em zonas rurais e de difícil acesso.

As características positivas já destacadas dos sistemas fotovoltaicos funcionam como propulsores para as indústrias e a comunidade científica direcionarem pesquisas de forma a desenvolver tecnologias que visem a geração de um aumento da eficiência energética, além de uma maior viabilidade econômica.

A estimativa do potencial de geração do painel fotovoltaico em tempo real auxilia na elaboração de estratégias de autoconsumo, [2], [3], controle local de sistemas de energia, [4], [5] e criação de conjuntos de dados que são amplamente utilizados para deduzir o comportamento local de geração de energia fotovoltaica.

Fatores ambientais como temperatura e a irradiância solar tem efeito significativo na potência de saída dos painéis solares fotovoltaicos. Para aumentar a eficiência total de um sistema fotovoltaico, é uma tarefa importante forçar o módulo fotovoltaico a funcionar no ponto de máxima potência (MPP - do inglês *Maximum Power Point*). Embora o MPP seja único para uma condição climática uniforme e constante, ele será alterado por variações na irradiância solar G e na temperatura do módulo T_c . Devido à alta correlação entre estes fatores ambientais e a geração de energia, é importante que haja ferramentas de medição ou previsão desses fatores climáticos. Enquanto a aquisição de valores de temperatura nos painéis fotovoltaicos é de fácil implementação, para a irradiância os custos dos sensores e calibração dos mesmos são alguns dos problemas enfrentados.

O piranômetro é um equipamento comumente utilizado para medir a irradiância solar, no entanto, existem alguns pontos negativos que dificultam sua aquisição e utilização, tais como o seu alto custo, e o fato de que os sensores podem retornar medições

localizadas em um ponto específico que não corresponda de fato a irradiância média real do sistema fotovoltaico.

Em instalações fotovoltaicas monitoradas, a tensão, a corrente e a temperatura medidas podem ser utilizadas para a elaboração de algoritmos que retornem estimativas de irradiância e potência de saída. A técnica de estimação da irradiância, além de eliminar custos extras evita a complexidade de instalação e manutenção de sensores de irradiância. Em cenários com sistemas fotovoltaicos de grande porte, a técnica de estimação de irradiância elimina os problemas citados relacionados a utilização de sensores e é de grande importância para fins como monitoramento, detecção de falhas em um ou mais painéis da planta, contribuindo dessa forma para o aumento da eficiência da usina solar.

Neste trabalho serão discutidas quatro técnicas de estimação de irradiância: Estimador de Irradiância Baseado no Modelo de Quatro Parâmetros [6]; Estimador de Irradiância Baseado no Modelo de Cinco Parâmetros [7]; Estimador de Irradiância Independente da Temperatura do Arranjo [8]; e Estimador de Irradiância Baseado no Circuito de Modelo Modificado [9]. A primeira técnica de estimação estudada é baseada no modelo simplificado do módulo fotovoltaico, Figura 1, onde é ignorada a presença da resistência de derivação (*shunt*) [10], [11], enquanto as demais técnicas baseiam-se no modelo de cinco parâmetros e um diodo, que é representado por uma fonte de corrente, um diodo anti-paralelo, pela resistência série e pela resistência de derivação [12], [13], Figura 2, e ainda por um modelo modificado [14] no qual o diodo anti-paralelo do modelo representado na Figura 2 é substituído por uma fonte de corrente de controle externo.

Como dito anteriormente, a estimação da irradiância solar pode ser utilizada para fins de monitoramento e detecção de problemas no funcionamento de painéis fotovoltaicos. Assim, para se testar a resposta das técnicas de estimação de irradiância sob uma condição que acometa o funcionamento do painel, foi escolhido induzir o sombreamento parcial em um painel fotovoltaico e proceder com a realização dos testes utilizando os quatro estimadores de irradiância solar escolhidos.

1.1 Objetivos e Motivação

O objetivo geral deste trabalho consiste na discussão sobre alguns métodos de estimação de irradiância, bem como a utilização de tais técnicas como instrumento de monitoração em painéis fotovoltaicos.

Devido à alta correlação entre a energia fotovoltaica e as condições ambientais, é

Figura 1 – Modelo simplificado do painel fotovoltaico.

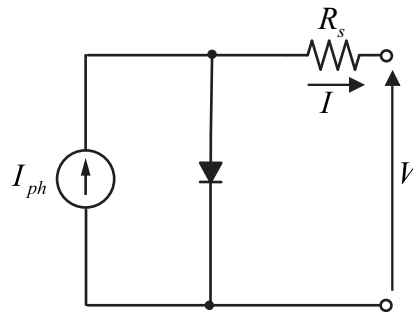
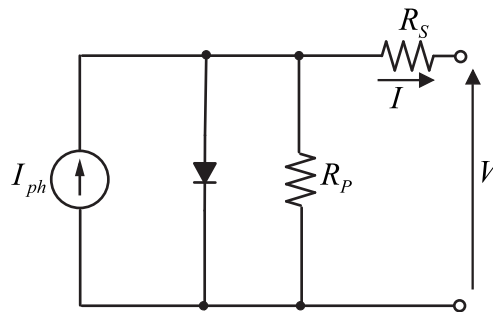


Figura 2 – Modelo de cinco parâmetros e um diodo.



importante considerar a irradiância como um relevante índice de desempenho do arranjo fotovoltaico. Assim, o estudo de técnicas de desempenho confiáveis para medir ou estimar parâmetros climáticos pode otimizar a operação global e aumentar a viabilidade econômica recebida por um arranjo fotovoltaico. O trabalho é então motivado pela grande influência da irradiância solar sobre a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos.

1.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

Um sistema de energia solar fotovoltaico caracteriza-se pela capacidade de gerar energia elétrica através da radiação solar. Tal sistema é constituído por alguns componentes básicos, que podem ser agrupados em três blocos: o bloco gerador, o bloco de condicionamento de potência e o bloco de armazenamento. Cada grupo é formado por componentes que desempenham específicas funções nos sistemas fotovoltaicos.

O bloco gerador é constituído por painéis solares; cabeamento elétrico, que interliga os componentes do sistema e promove o fluxo de energia entre os mesmos; e as estruturas de suportes, cuja função é de suportar e servir de apoio aos painéis solares.

O bloco de condicionamento de potência é formado por inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle.

Por fim, o bloco de armazenamento é constituído por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento.

Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos: Sistemas Isolados da Rede Elétrica (Off-grid) e Sistemas Conectados à Rede Elétrica (On-grid photovoltaic system ou Grid-tie). Inicialmente os sistemas fotovoltaicos eram do tipo isolado da rede elétrica, ou seja, os sistemas fotovoltaicos não apresentavam uma conexão com a concessionária de energia elétrica, sendo desta forma isolados. Além dos componentes essenciais que formam os sistemas fotovoltaicos conectados a rede, como painéis solares e inversores, tais sistemas necessitam de um banco de baterias para alimentar os aparelhos consumidores de energia elétrica, visto que na ausência do sistema de armazenamento a energia gerada pelo sistema off-grid deve ser consumida de maneira instantânea.

Os sistemas fotovoltaicos Off-grid, são normalmente utilizados hoje para produzir eletricidade em zonas remotas, e para propósitos específicos como bombeamento de água, eletrificação de cercas e postes de luz. A principal desvantagem desse sistema, consiste na duração das baterias, que normalmente possui durabilidade de 4 a 10 anos.

O conceito de sistema fotovoltaico conectado à rede, sistema fotovoltaico on-grid, nasceu da utilização de inversores conectando painéis solares à rede de energia elétrica, tais dispositivos desempenham a função de transformar corrente contínua (CC), em corrente alternada (CA), sincronizando a tensão de saída com a tensão da rede elétrica de distribuição. Nos sistemas conectados à rede elétrica, a energia gerada por meio dos painéis fotovoltaicos, constitui uma fonte de energia complementar à energia da distribuidora na qual o usuário está conectado. A energia gerada é então entregue a rede elétrica instantaneamente, por tal motivo esses sistemas geralmente não utilizam sistema de armazenamento de energia.

1.1.1.1 Célula Fotovoltaica

O processo de conversão de energia solar em energia elétrica ocorre devido a um fenômeno denominado efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi descrito em 1839 por Alexander Edmond Becquerel, o qual relatou o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, sob a incidência de luz.

O efeito fotovoltaico é o processo físico básico através do qual uma célula fotovoltaica converte a luz solar em eletricidade. A luz solar é composta por pacotes de fótons de energia solar. Tais fótons contêm diferentes quantidades de energia que correspondem

aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar. Quando os fótons atingem uma célula fotovoltaica, eles podem ser refletidos ou absorvidos ou podem passar através deles. A energia de um fóton é transferida para um elétron em um átomo do dispositivo semicondutor. Com sua energia recém-descoberta, o elétron é capaz de escapar de sua posição normal associada a um único átomo no semicondutor para se tornar parte da corrente em um circuito elétrico. As propriedades elétricas especiais do campo elétrico interno da célula fotovoltaica fornecem a tensão necessária para conduzir a corrente através de uma carga externa [15].

Em 1884, Charles Fritts produziu a primeira célula fotovoltaica usando selênio, cuja eficiência não chegava a 1%. Então, com os avanços científicos do século XX, foi desenvolvida por pesquisadores do *Bell Labs* e anunciada em 1954, a primeira célula fotovoltaica usando silício (com eficiência de 6%).

As células fotovoltaicas são classificadas como células de primeira geração, células de segunda geração, existindo ainda uma terceira categoria (células de terceira geração), que compreendem tecnologias ainda em desenvolvimento.

A primeira geração de células fotovoltaicas, a mais comumente utilizada, é constituída por células de silício cristalino (c-Si). Estas células são fabricadas a partir de lâminas de silício, na qual é formada uma junção p-n (diodo de junção), capaz de gerar energia elétrica sob a incidência de luz.

As células de silício monocristalino (mc-Si), assim chamadas por serem produzidas a partir de um único cristal de silício, cortado em lâminas individuais, possuem um alto grau de pureza e exibem uma maior eficiência (cerca de 16% maior) que as células de silício policristalino (pc-Si) [16]. No entanto, as células de silício policristalino possuem custos mais baixos, devido ao seu processo de fabricação, no qual ocorre a fundição dos cristais do elemento em blocos.

A segunda geração de células fotovoltaicas baseia-se no uso de filmes finos de semicondutores. A vantagem de utilizar estes filmes é principalmente o seu custo de fabricação, pois utilizam muito menos matéria-prima e energia para sua fabricação. No entanto, as eficiências das células solares de filme fino são baixas quando comparadas com as células tradicionais de silício cristalino. Dentre as células de filmes finos têm-se como exemplos as células de silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), e disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) [17].

Os dispositivos de terceira geração prometem unir as vantagens das categorias

anteriores. Devem ser altamente eficientes, apresentar possível semitransparência, possuir flexibilidade mecânica, além de utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. Esta categoria de células incluem as baseadas em materiais orgânicos [18], e as células solares sensibilizadas por pontos quânticos (QDSC - *Quantum dot-sensitized solar cells*) [19], dentre outras.

1.1.1.2 Painel Fotovoltaico

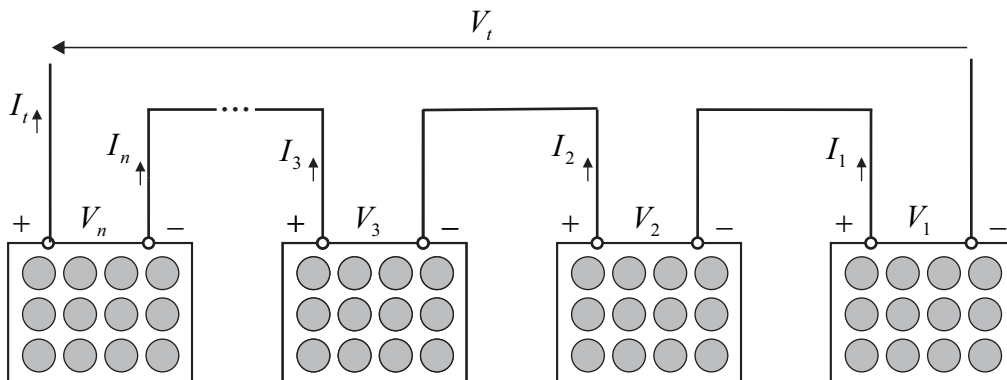
A potência máxima alcançada por uma única célula fotovoltaica, não é suficiente para grande parte das aplicações. Por este motivo, as células fotovoltaicas são associadas, de modo a formar os painéis fotovoltaicos [20].

Em uma mesma instalação pode-se desejar obter uma maior tensão de saída e manter a corrente estipulada do painel. Para tal, arranja-se assim os painéis em série, Figura 3. A tensão desta associação é dada pela soma das tensões individuais de cada painel, enquanto que a corrente de saída será igual a corrente que percorre cada módulo individualmente. Isto é:

$$V_t = V_1 + V_2 + V_3 \dots V_n \quad (1.1)$$

$$I_t = I_1 = I_2 = I_3 \dots = I_n \quad (1.2)$$

Figura 3 – Representação esquemática de n painéis fotovoltaicos em série.



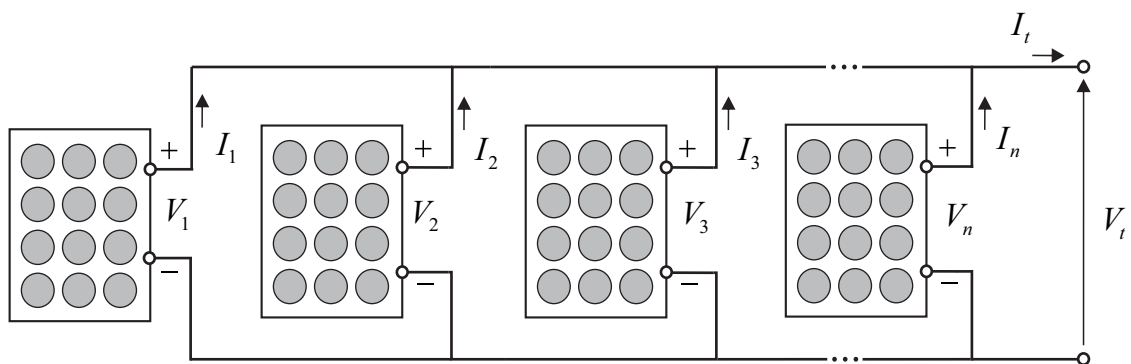
Quando se pretende obter correntes mais elevadas e se manter o nível de tensão de um painel, a ligação em paralelo entre os painéis fotovoltaicos é realizada. Nesta associação, Figura 4, a corrente do terminal de saída é estimada pela soma das correntes

individuais de cada painel. Em uma mesma instalação pode-se desejar obter uma maior tensão de saída e manter a corrente estipulada do painel. Assim,

$$I_t = I_1 + I_2 + I_3 \dots + I_n \quad (1.3)$$

$$V_t = V_1 = V_2 = V_3 \dots = V_n \quad (1.4)$$

Figura 4 – Representação esquemática de n painéis fotovoltaicos em paralelo.



As configurações em série e em paralelo são os tipos mais básicos de associações de painéis fotovoltaicos, e suas desvantagens, admitindo que os painéis associados são do mesmo tipo e estão submetidos as mesmas condições, consistem no fato de que a corrente e a tensão são mantidas no mesmo nível estipulado pelo painel, respectivamente. Assim, na configuração série-paralela, os painéis são primeiramente conectados em série, para obter o nível de tensão desejado, e em seguida as fileiras de painéis conectados em série são associadas em paralelo.

Além das configurações já discutidas, em [21] são discutidos outros tipos de associações entre painéis fotovoltaicos, como a configuração *total cross-tied* (TCT), derivada da configuração série-paralela, a configuração *bridge-linked* (BL) e a configuração *Honeycomb* (HC) [22], [23].

1.1.2 Fatores Ambientais

Os fatores ambientais tendem a influenciar diretamente o processo de conversão de energia solar em energia elétrica realizada pelos painéis fotovoltaicos. A relação entre o desempenho dos painéis e condições como temperatura e irradiância solar serão discutidas a seguir.

1.1.3 Massa de Ar

A intensidade da radiação solar e sua distribuição espectral e angular, características da radiação solar, são afetadas por interações com a atmosfera, devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Estas modificações nas características da radiação solar dependem de fatores como espessura da camada atmosférica, ângulo zenital do sol, distância Terra-Sol e condições atmosféricas e meteorológicas [24].

A espessura da camada atmosférica, denominada massa de ar (AM, do inglês *Air Mass*), pode ser definida como o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre [24]. Em (1.5) a massa de ar pode ser definida para ângulos zenitais entre 0° e 70° , ao nível do mar.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (1.5)$$

onde θ_z é o ângulo Zênite (em graus). Denomina-se então AMO, a massa de ar no topo da atmosfera (fora da atmosfera terrestre). O coeficiente AM é igual 1 (AM1) quando o ângulo zenital é igual a zero e AM2 indica que o ângulo zenital é igual a 60° .

As onda de radiação devem ultrapassar a massa atmosférica para atingir a superfície, tal massa reduz a intensidade solar que atinge a terra. Assim, o espectro da irradiância solar varia em função do AM.

1.1.3.1 Irradiância Solar

A densidade de potência incidente sobre uma superfície plana perpendicular aos raios solares com área unitária é definida como irradiância solar.

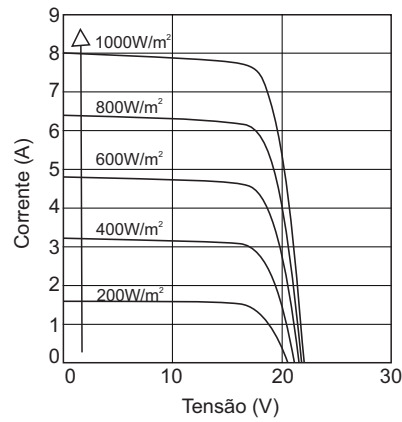
Contudo, a intensidade da luz do sol medida em watts por metro quadrado (W/m^2), sofre variações ao longo do dia. Tais variações influenciam no comportamento da corrente fotogerada do painel fotovoltaico, que aumenta a medida que a irradiância se eleva.

Na Figura 5 é possível observar o comportamento da corrente do painel fotovoltaico KC130TM a uma temperatura fixa de $25^\circ C$ e diferentes valores de irradiância. Nota-se um crescimento da corrente com o aumento da irradiância solar.

1.1.3.2 Temperatura

Assim como a irradiância, variações de temperatura têm grande influência sob o desempenho do módulo solar. O aumento da temperatura ocasiona numa diminuição

Figura 5 – Comportamento da corrente do módulo fotovoltaico KC130TM com a alteração de valores de irradiância.

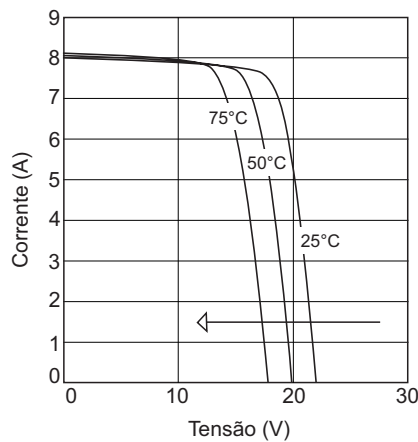


significativa da geração de potência dos painéis fotovoltaicos, isto ocorre pois a tensão de saída dos painéis diminui com a elevação da temperatura.

O aumento da temperatura afeta as células solares de silício reduzindo sua voltagem em cerca de 0,5% por grau Celsius ($^{\circ}C$). A potência é reduzida de forma similar a 0,5% por grau Celsius ($^{\circ}C$) [25].

Na Figura 6 é possível observar o comportamento da tensão do painel fotovoltaico KC130TM a uma irradiância fixa de $1000 W/m^2$ sob três valores distintos de temperaturas ($25^{\circ}C$, $50^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$).

Figura 6 – Comportamento da tensão do módulo fotovoltaico KC130TM com a alteração de valores de temperatura.



1.2 Revisão Bibliográfica

No decorrer deste trabalho, será discutido sobre o funcionamento de quatro estimadores de irradiância, bem como a utilização destes estimadores como ferramentas de detecção de mau funcionamento de painéis fotovoltaicos. Sendo assim, a primeira parte da revisão bibliográfica intitulada como "*Falhas em Módulos Fotovoltaicos*", será destinada a uma apresentação sobre as principais ocorrências que podem afetar o funcionamento do painel fotovoltaico, assim como alguns métodos de detecção de falhas. Os quatro estimadores trabalhados, fornecem estimativas de irradiância a partir de informações da folha de dados do fabricante, medição das grandezas elétricas tensão (V), corrente (I), parâmetros encontrados via modelagem do módulo fotovoltaico, e em alguns casos medição da temperatura da célula (T_c). Desta forma, na segunda parte da revisão bibliográfica, "*Modelagem de Módulos Fotovoltaicos*", será discorrido sobre algumas das principais técnicas de modelagem do painel fotovoltaico presentes na literatura. Finalmente, a última parte desta seção, *Métodos de Estimação de Irradiância*, será destinada a apresentação de algumas técnicas de estimação de irradiância presentes na literatura.

1.2.1 Falhas em Módulos Fotovoltaicos

A confiabilidade e a vida útil dos sistemas fotovoltaicos são afetados diretamente por degradações e falhas que ocorrem nos painéis fotovoltaicos, tais degradações têm sido um ponto importante de pesquisas e de grande preocupação para a indústria de painéis fotovoltaicos. Compreender os vários modos de falhas pode permitir que os fabricantes melhorem os materiais e os processos envolvidos, a fim de evitar falhas prematuras no campo [26].

Segundo [27] a degradação que leva à falha em módulos fotovoltaicos segue uma progressão que depende de múltiplos fatores, alguns dos quais interagem entre si. Em [27] são ainda listados alguns tipos de degradação que podem ocorrer em painéis fotovoltaicos, tais quais: degradação nos materiais de embalagem/encapsulamento, perda de aderência, degradação de interconexão em módulos, degradação por umidade e degradação do dispositivo semicondutor.

A degradação nos materiais que formam as camadas de empacotamento em um módulo fotovoltaico ocorre quando a embalagem do laminado é danificada ou os materiais da embalagem se degradam, afetando a função e/ou a integridade do módulo. Exemplos de degradação destes materiais incluem quebra de vidro, ruptura dielétrica, falhas no di-

odo *bypass*, descoloração encapsulante, rachaduras e/ou delaminação. Estas degradações podem causar alteração de desempenho no módulo, e conseqüentemente podem afetar todo o sistema levando a falhas no desempenho do array. Além disso, podem causar riscos de segurança, principalmente em sistemas de alta tensão ao não fornecer o isolamento necessário para evitar choques elétricos, além de criar caminhos para a corrosão eletroquímica [27].

A delaminação definida em [27] como a quebra das ligações entre camadas de material que constituem um módulo laminado, pode ocasionar em falhas em painéis fotovoltaicos. A experiência de campo descrita em [27] mostrou que a delaminação em ambos os lados do painel fotovoltaico interrompe a dissipação de calor e aumenta a possibilidade de aquecimento da célula.

Um outra causa de degradação em painéis fotovoltaicos é a umidade, sua permeação através da parte traseira do módulo ou através das bordas dos laminados do módulo causa corrosão e aumenta a corrente de fuga. A corrosão ataca a metalização celular em módulos de silício cristalino e camadas semicondutoras em módulos de película fina, causando perda de desempenho elétrico [27].

É fato que as degradações que acometem os painéis solares causam prejuízos ao seu desempenho, no entanto existem outros fatores que também podem causar redução do desempenho na geração de energia do array fotovoltaico. Um destes fatores é o sombreamento parcial do módulo, que pode ser causado por estruturas prediais, vegetação, ervas daninhas, etc. Em [28] é analisado o desempenho de um arranjo fotovoltaico sob falhas de sombreamento.

Em um sistema solar fotovoltaico de maior porte, a ocorrência de sombreamento parcial é comum devido a folhas de árvores que caem sobre ela, pássaros ou ninhadas de pássaros na matriz, sombra de uma construção vizinha e assim por diante. Em uma cadeia de células fotovoltaicas conectadas em série, a mesma corrente passa por todas as células, ainda que algumas destas células que estejam sob sombreamento produzam menos corrente, essas células também são forçadas a carregar a mesma corrente que as outras células totalmente iluminadas. As células sombreadas podem sofrer então polarização reversa, atuando como cargas, drenando energia de células totalmente iluminadas. Se o sistema não estiver adequadamente protegido, pode surgir um problema de ponto quente [29] e, em vários casos, o sistema pode sofrer danos irreversíveis [21].

Em [21] são estudados os efeitos do sombreamento parcial na potência de saída

de diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos e como as perdas enfrentadas nos sistemas fotovoltaicos podem ser mitigadas através da incorporação de diodos *bypass*. O modelo proposto em [21] que também inclui a resistência à derivação dependente da insolação pode fornecer um grau de precisão suficiente sem aumentar o esforço computacional. Foram analisados diversos tipos de associações de módulos fotovoltaicos e um estudo comparativo foi feito para diferentes padrões de sombreamento aleatório para determinar a configuração menos suscetível a perdas de energia sob sombreamento parcial.

Algumas dessas degradações e falhas levam a mudanças visíveis no módulo e podem ser detectadas pela inspeção visual do módulo. A inspeção visual dos módulos pode fornecer informações úteis sobre os modos de degradação dentro do módulo.

Em [30] foi realizada uma inspeção e testes em um sistema fotovoltaico em Hong Kong a fim de descobrir as razões de perda de energia. Os problemas de sombreamento e envelhecimento foram encontrados no processo de inspeção visual. Em geral, o efeito de sombreamento permanente causado pela borda da estrutura de fixação dos painéis reduziu a produção de energia do sistema fotovoltaico em 11%–15% , o efeito de sombreamento de pilares reduziu a produção de energia em 15% – 19% e ambos os efeitos de sombreamento de borda e sombreamento de pilar reduziram a produção de energia do sistema fotovoltaico em 18% – 35%. Assim, o principal motivo que resultou na perda de energia deste sistema fotovoltaico foi atribuído ao impacto do sombreamento.

Além da inspeção visual, existem outros métodos de detecção de falhas em painéis solares, tais como: câmeras de termografia, medições de curva IV, medições de impedância, medições de campo magnético na superfície do painel, medições de potência do arranjo fotovoltaico, etc. Em grandes usinas de energia solar, o uso de drones com câmeras de termografia é um método de inspeção eficaz, pois leva cerca de 10 minutos por 1MW no entanto, eles não podem ser monitorados constantemente ou remotamente [31].

Em um trabalho recente, [31], alguns dispositivos de medição são usados para monitoramento remoto contínuo de painéis de energia solar para diagnosticar falhas de painéis solares em uma usina de energia solar. Neste trabalho foram analisadas as características de corrente medidas a cada 30 minutos diariamente, e a média mensal das características de tensão. Para os testes experimentais foram utilizado quatro grupos de painéis fotovoltaicos, formados por: painéis sem falhas; painéis quebrados; painéis com *strings* danificadas; e painéis sombreados. A partir do modelo proposto em [31] é possível classificar os tipos de falhas presentes nos painéis, o que possibilita reduzir as ações de reparo desnecessárias e suprimir as operações de levantamento de problemas, preparando-se

para as causas das falhas.

Uma outra alternativa para a monitoração e detecção de falhas em painéis fotovoltaicos consiste na utilização de dados de tensão, corrente e temperatura medidos nos painéis fotovoltaicos e parâmetros obtidos na modelagem do módulo fotovoltaico para assim estimar a irradiância solar recebida pelo painel. Considerando um central solar cujos painéis operem livres de falhas e outros problemas que acometem sua eficiência (como sombreamento parcial) o valor de irradiância estimado deve ser aproximadamente o mesmo para toda a matriz, caso isto não ocorra, o painel cuja irradiância esteja diferindo dos demais provavelmente estaria danificado ou sombreado. Desta forma, principalmente em usinas solares de grade porte, utilizar os próprios painéis como ferramentas de detecção de falhas ou alterações de operação torna-se uma excelente estratégia de monitoramento.

Neste trabalho o sombreamento será utilizado como uma condição de comprometimento do funcionamento do painel fotovoltaico, serão analisadas técnicas de estimação de irradiância e seu comportamento como ferramentas de monitoração.

1.2.2 Modelagem de Módulos Fotovoltaicos

Na literatura muitos modelos matemáticos são projetados para alcançar uma boa caracterização de células fotovoltaicas e assim fornecer uma boa representação e entendimento sobre módulos fotovoltaicos. Os parâmetros relacionados ao módulo fotovoltaico são: corrente de saturação reversa (I_0); corrente fotoelétrica (I_{ph}); resistência em série (R_s); resistência *shunt* (R_p); e fator de idealidade do diodo (n). No entanto, em alguns modelos o efeito da resistência *shunt* é minimizado ou desprezado para assim reduzir a complexidade do modelo [32], [11], [10].

Os modelos mais utilizados nos estudos são aqueles com um único diodo, e com diodo duplo. Em [33] é proposto um método de modelagem e simulação de matrizes fotovoltaicas de único diodo, cujo objetivo principal é encontrar os parâmetros da equação I-V não linear ajustando a curva em três pontos: circuito aberto, potência máxima e curto-circuito. Dados estes três pontos, que são fornecidos por todas as folhas de dados comerciais, o método encontra a equação I – V para o modelo fotovoltaico de diodo único, incluindo o efeito das resistências em série e paralela.

Em [12] é apresentada uma forma reduzida do modelo de cinco parâmetros introduzido por [13] e posteriormente generalizado em [14]. O modelo de cinco parâmetros calcula cinco parâmetros de referência utilizados para sintetizar curvas de desempenho

em painéis fotovoltaicos a partir de informações disponíveis em folhas de dados.

Em [34] é proposto um novo método para a determinação do modelo de cinco parâmetros de diodo único aplicado à célula e ao módulo fotovoltaico. O método é baseado em um gráfico experimental da derivada logarítmica da tensão em relação à corrente versus tensão. Uma comparação dessa derivada com o modelo permite, usando um ajuste, identificar rapidamente dois parâmetros, que são a resistência em série e o fator de idealidade. Os outros parâmetros são extraídos das equações encontradas nos pontos limites da característica de corrente-tensão, na corrente de curto-circuito, na tensão de circuito aberto e no ponto de potência máxima.

Em [35] os autores propuseram um método de extração dos parâmetros intrínsecos de um gerador fotovoltaico usando a técnica de evolução complexa embaralhada (*Shuffled Complex Evolution- SCE*) para um modelo fotovoltaico com duplo-diodo. Para avaliar a precisão da técnica SCE para extração dos parâmetros intrínsecos da PV, é apresentada uma comparação com outros métodos como: método analítico; Levenberg-Marquardt; algoritmos genéticos (*Genetic Algorithms - GA*); evolução diferencial (*Differential Evolution - DE*); e otimização de enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization - PSO*). Os resultados obtidos neste trabalho mostraram que, em comparação com outros métodos (GA, DE e PSO), o SCE apresenta o menor tempo computacional e requer menos iterações para convergir.

Um modelo simplificado de dois diodos é proposto em [36], de modo a reduzir o tempo computacional o modelo proposto possui uma fonte de corrente fotoelétrica, dois diodos ideais, e são desprezadas as resistências em série e em derivação (*shunt*). Apenas quatro parâmetros desconhecidos da folha de dados são necessários para analisar o modelo proposto. Os resultados da simulação que são obtidos pelo MATLAB/Simulink são validados com dados experimentais de um módulo fotovoltaico comercial, usando diferentes tecnologias fotovoltaicas, tais como multicristalino e monocristalino, fornecidas pelo fabricante. Prevê-se que este trabalho possa ser útil para profissionais que necessitam de um simulador fotovoltaico simples e preciso para o seu projeto.

Os modelos com um e dois diodos são amplamente utilizados na literatura, principalmente devido a sua simplicidade, no entanto alguns autores propuseram modelos mais sofisticados que apresentam melhor precisão e servem para diferentes propósitos. Em [37] um modelo de três diodos é proposto para análise de células solares de silício policristalino (Mc-Si). Com o modelo é possível avaliar com precisão as células solares policristalinas, levando em consideração a influência de outros fatores, tal como, uma elevada corrente

de fuga.

Em [38] foi proposta uma nova aplicação do algoritmo de otimização meta-heurística inspirado na natureza, chamado *Whale Optimization Algorithm (WOA)*, para estimar os parâmetros dos modelos fotovoltaicos simples, duplo e com três diodos de um módulo fotovoltaico. O modelo fotovoltaico baseado em WOA foi avaliado com eficiência comparando o erro de corrente absoluto desse modelo com o obtido usando outros modelos fotovoltaicos.

Em [39] um modelo fotovoltaico de diodo multidimensional ($n \times m$) generalizado é proposto para selecionar o modelo ideal para cada tecnologia de célula fotovoltaica. Ao contrário do modelo fotovoltaico convencional que apenas aumenta a quantidade de diodos em paralelo, Figura 7, o modelo fotovoltaico proposto permite que os diodos sejam adicionados em série e em paralelo, como mostrado na Figura 8. Isso leva a um aumento na região de cobertura da curva característica I-V para o modelo fotovoltaico. O modelo fotovoltaico proposto permite então que a rede de diodos seja configurada para melhor atender às características de saída de diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.

Figura 7 – Modelo fotovoltaico elétrico: modelo fotovoltaico de diodo único ($n = 1$), modelo fotovoltaico de diodo duplo ($n = 2$) e modelo fotovoltaico de n diodos ($n = n$).

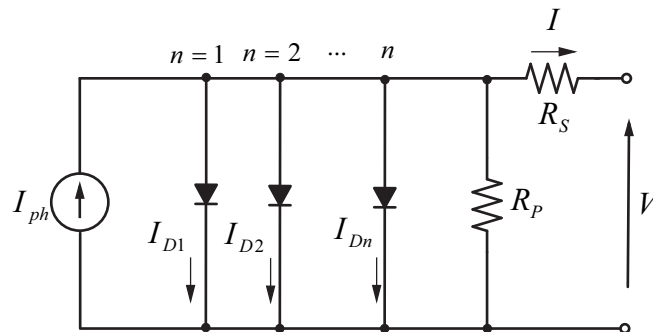
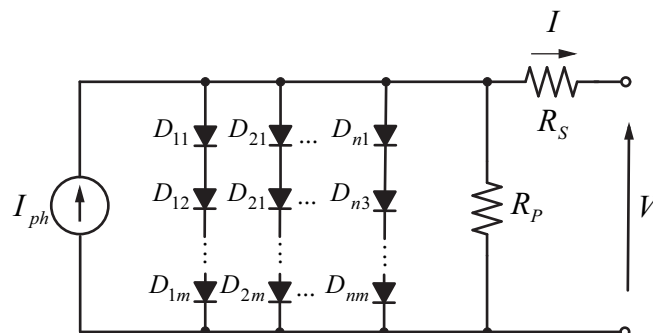


Figura 8 – Modelo fotovoltaico de diodo multidimensional generalizado.



Além de serem úteis para representação e entendimento dos painéis fotovoltaicos,

a modelagem também tem a importante função de fornecer os parâmetros que são usados em alguns estimadores de irradiância e temperatura disponíveis na literatura. Neste trabalho o conhecimento das equações que descrevem os modelos do painel fotovoltaico, e os parâmetros encontrados via modelagem, assim como informações da folha de dados do fabricante, medição das grandezas elétricas tensão (V), corrente (I), e em alguns casos medição da temperatura da célula (T_c) são peças fundamentais para a execução das técnicas de irradiância estudadas.

Dentre os vários modelos disponíveis na literatura, o modelo de circuito de diodo único que despreza a resistência *shunt*, [10], [11], é um modelo simples e eficaz para simular o modelo fotovoltaico, tal modelo foi utilizado como base para o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros [6], seção 4.2, a ser analisado neste trabalho. Um outro modelo escolhido, o modelo de cinco parâmetros e um diodo (capítulo 3), [12], [13], tem como principal vantagem requerer apenas informações de folha de dados, normalmente disponíveis pelo fabricante do painel. Assim, utilizando [12] os cinco parâmetros desconhecidos (n_{ref} , $R_{s,ref}$, $I_{ph,ref}$, $I_{0,ref}$ e $R_{p,ref}$) necessários para a estimativa de irradiância a ser analisada na seção 4.3 podem ser encontrados. Por fim, os dois últimos estimadores que serão discutidos neste trabalho, *Estimador de Irradiância Independente da Temperatura do Arranjo* e *Estimador de Irradiância Baseado no Modelo de Circuito Modificado*, introduzidos respectivamente nas seções 4.4 e 4.5, basearam-se também no modelo de diodo único do painel fotovoltaico como ferramenta para obtenção dos parâmetros desconhecidos.

1.2.3 Métodos de Estimação de Irradiância

Devido ao grande aumento da geração de energia solar, tornou-se essencial o monitoramento de centrais solares, o que inclui o monitoramento de parâmetros que influenciam diretamente no funcionamento eficiente de painéis fotovoltaicos, tais como: temperatura e irradiância solar. Usinas fotovoltaicas geralmente se estendem por uma grande área geográfica e, como resultado, a irradiância solar em toda a usina fotovoltaica não é uniforme. Assim, rastrear a irradiância em vários pontos pode aumentar a eficiência do processo de extração de energia sob condições de sombreamento parcial [40].

Nos últimos anos muitos estudos foram realizados com o objetivo de elaborar estratégias de predição da radiação solar. A utilização das características operacionais do painel fotovoltaico demonstrou ser uma alternativa viável ao esquema de estimativa de irradiância solar. Alguns autores propuseram a estimativa da irradiância por meio de

aproximações das equações algébricas que descrevem o modelo do arranjo fotovoltaico [41], [42].

Os autores de [6] utilizando o modelo de diodo único do painel fotovoltaico, no qual foi desconsiderado os efeitos da resistência *shunt* e, juntamente com a medição das grandezas elétricas (tensão e corrente) e da temperatura da célula, propuseram uma estimativa da irradiância solar incidente nas células fotovoltaicas. Em [7] o modelo de diodo único foi novamente utilizado, desta vez considerando a resistência *shunt*, para descrever o sistema fotovoltaico de três métodos selecionados para estimação da irradiância recebida por um painel fotovoltaico. Um dos métodos selecionado, foi o método analítico, no qual a irradiância é calculada analiticamente e de forma fechada, onde a tensão, corrente e a temperatura da célula são grandezas medidas utilizadas como entradas do sistema. Procedimento semelhante foi também realizado em [9], onde foi mostrado que a estimativa da irradiância solar pode ser realizada de forma fechada, assumindo que corrente, tensão e temperatura da célula estejam disponíveis para medição.

Em [8] técnicas de estimativa em tempo real são apresentadas para estimar a radiação solar e a temperatura do módulo fotovoltaico simultaneamente a partir da condição de ponto de potência máxima. Uma equação algébrica que é função da tensão de saída do módulo fotovoltaico e medições de corrente são utilizadas para estimar a radiação solar.

Outros autores propuseram a detecção de irradiância utilizando medições da tensão de circuito aberto do painel e/ou da corrente de curto-circuito. Em [43] é apresentado um medidor de irradiância de baixo custo, que utiliza as medições monitoradas constantemente da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito da célula solar para calcular a irradiância.

Em [44] o método de estimativa de irradiância solar proposto é baseado na corrente de curto-circuito de saída produzida pelo módulo fotovoltaico. O método proposto é derivado usando o modelo matemático fotovoltaico. Portanto, a modelagem do módulo fotovoltaico é necessária para desenvolver o método de estimativa proposto, cujos parâmetros de modelagem podem ser obtidos utilizando a folha de dados do fabricante do módulo fotovoltaico. Com todos os parâmetros exigidos, a irradiância solar pôde ser estimada usando a equação derivada do modelo fotovoltaico.

Em [45] um conceito para estimar a irradiação solar medindo a corrente, a tensão e a temperatura de uma célula fotovoltaica foi proposto. A estimativa da irradiação solar foi então obtida através do processamento dessas medições usando um modelo matemático

de uma célula fotovoltaica, combinada com um controlador PI. O controlador calcula uma estimativa da radiação real, garantindo a auto-calibração da célula de referência fotovoltaica, dependendo das mudanças de temperatura.

Existem ainda na literatura trabalhos que utilizam técnicas de inteligência computacional, como rede neural wavelet, máquina de vetores de suporte, redes neurais recorrentes, e outros tipos de redes neurais, como ferramentas para estimação de irradiância solar. Em [46], os autores propõem um método para prever a geração total diária de radiação solar e fotovoltaica usando rede neural wavelet. Em um outro trabalho [47], o algoritmo de Rede Neural Artificial por retropropagação foi aplicado para predição da irradiância solar em usinas solares. Já em [48], algoritmos de máquina de vetores de suporte de mínimos quadrados (*least squares-support vector machine - LS-SVM*) foram aplicados para estimar a radiação solar global diária média anual e mensal na China, usando dados meteorológicos comuns e parâmetros geográficos.

Em [49] foi proposto um modelo preditivo baseado em redes neurais recorrentes treinadas com o algoritmo de aprendizado de retropropagação de Levenberg-Marquardt para prever a radiação solar usando a radiação solar e a energia solar anteriores. Com base nos resultados experimentais, foi demonstrado que a estrutura de rede neural proposta e o algoritmo de aprendizado podem ser muito úteis no treinamento da rede neural recorrente para a previsão de radiação solar.

Neste trabalho serão discutidas quatro técnicas de estimação de irradiância, a primeira delas [6] baseia-se no modelo simplificado do módulo fotovoltaico, onde é ignorada a presença da resistência de derivação (*shunt*). Já a segunda técnica de irradiância estudada, [7], é baseada no modelo de cinco parâmetros e um diodo, que é representado por uma fonte de corrente, um diodo anti-paralelo, pela resistência série e pela resistência de derivação. A terceira técnica de estimação [8], diferencia-se das demais, por sua equação de estimação ser independente da temperatura da célula. Por fim, o último estimador de irradiância apresentado [9], baseia-se no circuito modificado introduzido em [14] no qual o diodo anti-paralelo do modelo é substituído por uma fonte de corrente de controle externo.

1.3 Organização do Trabalho

A dissertação consiste em seis capítulos, organizados da seguinte maneira:

Capítulo 1: consiste na introdução do trabalho, onde é apresentado uma breve

introdução sobre sistemas fotovoltaicos e é ressaltada a importância da estimação de irradiância em sistemas fotovoltaicos, isto devido a alta correlação entre fatores ambientais como a irradiância e temperatura e a geração de energia. Também apresentam-se os objetivos da dissertação, a motivação do trabalho e uma breve revisão bibliográfica sobre os principais temas abordados neste trabalho.

Capítulo 2: neste capítulo será apresentado dois modelos de caracterização e estimação de parâmetros de um painel fotovoltaico baseados no modelo de quatro parâmetros: Método explícito simplificado e Modelo simplificado e invertível do painel fotovoltaico.

Capítulo 3: o modelo de cinco parâmetros e um diodo é introduzido e uma estratégia de redução do modelo de cinco parâmetros para um modelo de 2 parâmetros será discutida.

Capítulo 4: serão apresentadas e discutidas as quatro técnicas de estimação de irradiância selecionadas: Estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros; Estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros; Estimador de irradiância baseado em um modelo independente da temperatura do arranjo fotovoltaico; e Estimador de irradiância baseado no modelo modificado.

Capítulo 5: serão discutido os resultados de simulação e experimentais das quatro técnicas de estimação de radiação solar neste trabalho relatadas;

Capítulo 6: são apresentas as conclusões e as principais contribuições do trabalho e, além disso são apresentadas as propostas para trabalhos futuros.

1.4 Contribuições

Como resultado dos trabalhos desenvolvidos, foi aceito um artigo na Conferência Brasileira de Eletrônica de Potência (COBEP) conforme segue:

- "Techniques of Solar Irradiance Estimation from Datasheet Information of Photovoltaic Panels"

Autores: Itaira F. Carvalho, Maurício B. de R. Corrêa.

Submetido em: Brazilian Power Electronics Conference (IEEE SPEC-COBEP 2019).

2 Modelo de Quatro Parâmetros do Módulo Fotovoltaico

2.1 Introdução

O módulo fotovoltaico é tipicamente representado por um circuito equivalente cujos parâmetros são calculados utilizando a curva característica corrente-tensão ($I-V$) [32]. Na literatura, pode-se encontrar o modelo com quatro parâmetros associados à modelagem matemática da curva I-V de corrente-tensão. Neste modelo, o efeito da resistência à derivação é negligenciado e quatro parâmetros (fator de idealidade do diodo (n), fotocorrente (I_{ph}), corrente de saturação (I_0) e a resistência série (R_s)) não disponibilizados nos dados de fabricação são determinados. Neste capítulo serão apresentados dois métodos de resolução dos parâmetros: Método explícito simplificado [32] e Modelo simplificado e invertível do Painel fotovoltaico [10]

2.2 Modelo de Quatro Parâmetros

A partir do modelo de quatro parâmetros pode-se escrever a curva corrente-tensão ($I - V$) do painel como:

$$I(V) = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{N_s n k T} \right) - 1 \right], \quad (2.1)$$

onde I é a corrente elétrica fornecida pelo módulo quando a tensão é V ; N_s é o número de células em série; q é a carga elétrica elementar ($q = 1.602 \times 10^{-19} C$); k é a constante de Boltzmann ($k = 1.3806503 \times 10^{-23} J/K$); e os quatro parâmetros desconhecidos são: I_{ph} (fotocorrente), I_0 (corrente de saturação), n (fator de idealidade) e R_s . (resistência série).

Os fabricante tipicamente disponibilizam a folha de dados do painel com alguns parâmetros como: I_{sc} (corrente de curto-circuito), V_{oc} (tensão de circuito aberto), V_M (tensão no ponto de máxima potência), I_M (corrente no ponto de máxima potência), que auxiliam no processo de caracterização dos parâmetros desconhecidos. Neste trabalho serão considerados como valores de referência os parâmetros nas condições padronizadas de testes (STC - *Standart Test Conditions*).

Ao substituir três conhecidos pontos da curva característica $I - V$ $(0, I_{sc})$, $(V_{oc}, 0)$ e (V_M, I_M) obtém-se:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \frac{I_{sc} R_s}{N_s n k T} \right) - 1 \right], \quad (2.2)$$

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{N_s n k T} \right) - 1 \right], \quad (2.3)$$

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_M + I_M R_s}{N_s n k T} \right) - 1 \right]. \quad (2.4)$$

Considerando como uma primeira aproximação:

$$I_0 = I_{sc}, \quad (2.5)$$

e após algumas simplificações nas equações (2.2)-(2.4), pode-se obter [50] [32]:

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{N_s n k T} \right) \right], \quad (2.6)$$

$$I_M = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_M + I_M R_s}{N_s n k T} \right) \right]. \quad (2.7)$$

Das equações (2.5)-(2.6) pode-se deduzir a corrente de saturação:

$$I_0 = I_{sc} \exp \left(- \frac{q}{N_s n k T} V_{oc} \right). \quad (2.8)$$

A partir das equações (2.2) - (2.8), (2.1) torna-se:

$$I(V) = I_{sc} \left[1 - \exp \left(q \frac{V - V_{oc} + I R_s}{N_s n k T} \right) \right]. \quad (2.9)$$

A corrente no ponto de máxima potência torna-se:

$$I_M = I_{sc} \left[1 - \exp \left(q \frac{V_M - V_{oc} + I_M R_s}{N_s n k T} \right) \right]. \quad (2.10)$$

De (2.10) a equação da resistência série pode ser deduzida:

$$R_s = \frac{\frac{N_s n k T}{q} \ln \left(1 - \frac{I_M}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_M}{I_M}. \quad (2.11)$$

Considerando que a derivada no ponto de máxima potência é zero:

$$\frac{dP}{dV} = 0 = \frac{\partial I}{\partial V}V + I\frac{\partial V}{\partial V}, \quad (2.12)$$

e utilizando a equação (2.1), o fator de idealidade do diodo n pode finalmente ser dado por:

$$n = \frac{q(2V_M - V_{oc})}{N_s kT \left[\frac{I_{sc}}{I_{sc} - I_M} + \ln \left(1 - \frac{I_M}{I_{sc}} \right) \right]}. \quad (2.13)$$

2.3 Modelo Simplificado do Painel Fotovoltaico

O modelo simplificado de um painel fotovoltaico aqui apresentado, mostrado na Figura 1 para uma célula fotovoltaica, é composto por uma fonte de corrente, cuja saída é diretamente proporcional à luz que irradia o módulo, em paralelo com um diodo modelado pela curva característica exponencial de Shockley [10].

Neste modelo é considerada a dependência da temperatura da fotocorrente I_{ph} e da corrente de saturação do diodo. Uma resistência em série R_s foi incluída, mas não foi considerada a resistência à derivação (*shunt resistance*) [51]. O modelo representado pela Figura 1 pode ser então descrito pela equação (2.14) [11]:

$$V(I, G, T_c) = V_T(T_c) \ln \left[\frac{I}{I_{ph}(G, T_c)} + \left(1 - \frac{I}{I_{ph}(G, T_c)} \right) \exp \left(\frac{V_{oc}(G, T_c)}{V_T} \right) \right] - R_s I, \quad (2.14)$$

onde I é a corrente elétrica fornecida pelo módulo quando a tensão é V ; I_{ph} e V_{oc} são respectivamente a fotocorrente e tensão de circuito aberto do módulo; V_T é a tensão térmica do diodo do circuito equivalente; R_s é a resistência em série; G é a intensidade da radiação solar incidente na superfície do painel e T_c é a temperatura das células fotovoltaicas.

A equação (2.14) mostra que quatro parâmetros são necessários para caracterizar o modelo: I_{ph} , V_{oc} , V_T e R_s . Na maioria das vezes esses parâmetros não estão disponíveis claramente na folha de dados dos fabricantes de painéis fotovoltaicos. No entanto, existem diversas maneiras de deduzi-los (analiticamente ou, numericamente) utilizando as informações disponibilizadas pelos fabricantes [32] [52] ou ainda extraí-las de resulta-

dos experimentais [53]. Neste trabalho os parâmetros: I_{ph} , V_{oc} , e V_T foram determinados utilizando as seguintes equações [11]:

$$I_{ph}(G, T_c) \cong I_{sc}(G, T_c) = I_{sc0} \frac{G}{G_0} [1 + \alpha(T_c - T_0)], \quad (2.15)$$

$$V_{oc}(G, T_c) = V_{oc0} [1 + \beta(T_c - T_0)] + V_{T0} \ln \left(\frac{G}{G_0} \right), \quad (2.16)$$

$$V_T(T_c) = V_{T0} \frac{T_c}{T_0}. \quad (2.17)$$

Onde I_{sc0} e V_{oc0} são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, α e β seus respectivos coeficientes de temperatura nas condições padronizadas de testes (STC - *Standart Test Conditions*) e V_{T0} é a tensão térmica equivalente nas mesmas condições.

Um estimativa precisa de V_{T0} pode ser obtida por meio da expressão aproximada [11]:

$$V_{T0} \cong \frac{V_{M0} - V_{oc0}}{\ln(1 - I_{M0}/I_{sc0})}. \quad (2.18)$$

Os parâmetros V_{M0} e I_{M0} são aqueles disponibilizados na folha de dados do painel fotovoltaico que caracterizam o ponto de máxima potência (MPP - Maximum Power Point) nas SCT.

3 Modelo de Cinco Parâmetros do Módulo Fotovoltaico

3.1 Introdução

O modelo de cinco parâmetros e um diodo originalmente introduzido por [13], e posteriormente aprimorado por [14] descreve analiticamente o desempenho de painéis fotovoltaicos utilizando as curvas tensão-corrente ($I - V$) e as informações disponíveis na folha de dados do painel. A técnica de determinação de parâmetros neste capítulo utilizada, é a de redução do modelo de cinco parâmetros para um modelo de dois parâmetros melhorando a eficiência do algoritmo de solução [12].

3.2 Modelo de Cinco Parâmetros e um Diodo

As curvas de desempenho dos painéis fotovoltaicos são sintetizadas plotando-se a relação $I - V$ de um painel fotovoltaico [12]

$$I(V) = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{q \left(V + I \frac{N_s}{N_p} R_s \right)}{N_s n k T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \frac{N_s}{N_p} R_s}{\frac{N_s}{N_p} R_p}, \quad (3.1)$$

onde I_{ph} é a corrente de irradiância; I_0 é a corrente de saturação reversa; n é o fator de idealidade do diodo; T_c é a temperatura da célula fotovoltaica; e R_s e R_p são respectivamente a resistência série e a resistência a derivação (*shunt resistance*).

Os cinco parâmetros: n , R_s , I_{ph} , I_0 e R_p dependem de parâmetros de referência nas condições STC. Assim,

$$n = n_{ref}, \quad (3.2)$$

$$R_s = R_{s,ref}, \quad (3.3)$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_0} [I_{ph,ref} + \alpha(T_c - T_0)], \quad (3.4)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left[\frac{T_c}{T_0} \right]^3 \exp \left(\frac{E_{g,ref}}{kT_0} - \frac{E_g}{kT_c} \right), \quad (3.5)$$

$$R_p = \frac{G_0}{G} R_{p,ref}, \quad (3.6)$$

onde G corresponde a irradiância solar, enquanto G_0 é a irradiância solar nas STC; T_c é a temperatura da célula ao passo que T_0 é a temperatura nas condições STC; e α corresponde ao coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito nas STC (valor geralmente disponível do *datasheet* do painel solar).

Os cinco parâmetros desconhecidos nas condições STC são então: n_{ref} , $R_{s,ref}$, $I_{ph,ref}$, $I_{0,ref}$ e $R_{p,ref}$.

O modelo do cinco parâmetros faz uso de G_0 , T_0 , α , além de outras informações disponíveis na folha de dados, como: tensão de circuito aberto (V_{oc0}), corrente de curto-circuito (I_{sc0}), tensão V_{M0} e corrente (I_{M0}) na máxima potência (MPP). De modo a obter cinco equações independentes que fornecem os cinco parâmetros desconhecidos [12].

Para simplificação das equações são declaradas as seguintes constantes [12]:

$$C_1 := \frac{kT_0}{q}, \quad (3.7)$$

$$C_2 := \frac{V_{oc0}}{N_s C_1}, \quad (3.8)$$

$$C_3 := \frac{V_{M0}}{N_s C_1}, \quad (3.9)$$

$$C_4 := \frac{I_{M0}}{N_p C_1}, \quad (3.10)$$

$$C_5 := \frac{I_{sc0}}{N_p C_1}. \quad (3.11)$$

O fator dependente de temperatura K_T e a condutância de derivação $G_{p,ref}$ são dados por:

$$K_T := \frac{T^3}{T_0^3} \exp \left(\frac{E_{g,ref}}{kT_0} - \frac{E_g}{kT} \right), \quad (3.12)$$

$$G_{p,ref} := R_{p,ref}^{-1}. \quad (3.13)$$

A primeira equação é então obtida resolvendo a equação (3.1) na situação de circuito aberto ($V = V_{oc0}$, $I = 0$):

$$0 = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left(\exp \left(\frac{C_2}{n_{ref}} \right) - 1 \right) - G_{p,ref} C_1 C_2. \quad (3.14)$$

A segunda e terceira equações são obtidas considerando a situação de curto-circuito ($V = 0$, $I = I_{sc0}$) e máxima potência ($V = V_{M0}$, $I = I_{M0}$), respectivamente:

$$C_1 C_5 = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left(\exp \left(\frac{C_5 R_{s,ref}}{n_{ref}} \right) - 1 \right) - C_1 C_5 G_{p,ref} R_{s,ref}, \quad (3.15)$$

$$C_1 C_4 = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left(\exp \left(\frac{C_3 + C_4 R_{s,ref}}{n_{ref}} \right) - 1 \right) - G_{p,ref} C_1 (C_3 + C_4 R_{s,ref}). \quad (3.16)$$

No ponto de potência máxima, a derivada da potência em relação à tensão é igual a zero e, conseqüentemente, a quarta equação é:

$$\frac{C_4}{C_3} = \frac{\frac{I_{0,ref}}{n_{ref} C_1} \exp \left(\frac{C_3 + C_4 R_{s,ref}}{n_{ref}} \right) + G_{p,ref}}{1 + \frac{I_{0,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} C_1} \exp \left(\frac{C_3 + C_4 R_{s,ref}}{n_{ref}} \right) + G_{p,ref} R_{s,ref}}. \quad (3.17)$$

A quinta equação assegura que a relação $\beta \approx (V_{oc} - V_{oc0})/(T - T_0)$ é corretamente prevista pelo modelo. Assim:

$$0 = I_{ph,ref} [1 + \alpha(T - T_0)] - I_{0,ref} K_T \left[\exp \left(\frac{q(N_s C_1 C_2 + \beta(T - T_0))}{N_s n_{ref} k T} \right) - 1 \right] - G_{p,ref} \frac{N_s C_1 C_2 + \beta(T - T_0)}{N_s}. \quad (3.18)$$

Os cinco parâmetros desconhecidos n_{ref} , $R_{s,ref}$, $I_{ph,ref}$, $I_{0,ref}$ e $R_{p,ref}$ são então encontrados solucionando as equações (3.14)-(3.18).

3.3 Forma reduzida do Modelo de Cinco Parâmetros

A forma reduzida do modelo de cinco parâmetros [12] parte de manipulações algébricas das equações (3.14)-(3.18) com as quais permite-se escrever duas equações em termos de duas incógnitas: n_{ref} e $R_{s,ref}$. Tal como:

$$\frac{C_3(2C_4 - C_5)}{C_3 - R_{s,ref}C_4} + \frac{C_4(C_2 - 2C_3)}{C_3 - R_{s,ref}C_4} \exp\left(\frac{C_5R_{s,ref} - C_2}{n_{ref}}\right) + \left[\frac{C_5C_3 - C_4C_2}{C_3 - R_{s,ref}C_4} - \frac{C_2C_4 + C_5C_3 - C_5C_2}{n_{ref}}\right] \exp\left(\frac{C_3 + R_{s,ref}C_4 - C_2}{n_{ref}}\right) = 0, \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} & \left[\alpha(T - T_{re}) - \frac{\beta(T - T_0)C_4}{N_s(C_3 - R_{s,ref}C_4)} + \frac{C_1C_4(2C_3 - C_2)}{C_3 - R_{s,ref}C_4} \right] \\ & + \left[\alpha(T - T_{re}) \left(\frac{C_3 + R_{s,ref}C_4 - C_2}{n_{ref}} - 1 \right) \right] \exp\left(\frac{C_3 + R_{s,ref}C_4 - C_2}{n_{ref}}\right) \\ & + \left[\frac{C_4\beta(T - T_0)}{N_s} \frac{n_{ref} - R_{s,ref}C_4 + C_3}{n_{ref}(C_3 - R_{s,ref}C_4)} \right] \exp\left(\frac{C_3 + R_{s,ref}C_4 - C_2}{n_{ref}}\right) \\ & + \frac{C_1C_4K_T(C_2 - 2C_3)}{(C_3 - R_{s,ref}C_4)} \exp\left(\frac{q\beta(T - T_0)}{N_s k T n_{ref}} + \frac{C_2}{n_{ref}} \left(\frac{T_0}{T} - 1\right)\right) \\ & + \frac{C_1C_4K_T(K_T - 1)(2C_3 - C_2)}{(C_3 - R_{s,ref}C_4)} \exp\left(-\frac{C_2}{n_{ref}}\right) = 0. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Após o cálculo de n_{ref} e $R_{s,ref}$ as outras três incógnitas do modelo de cinco parâmetros, ou seja, $I_{ph,ref}$, $I_{0,ref}$ e $G_{p,ref}$ podem ser determinadas:

$$I_{ph,ref} = \frac{C_1C_4C_2}{(C_3 - C_4R_{s,ref})} + \frac{\frac{C_1C_4(2C_3 - C_2)}{(C_3 - C_4R_{s,ref})} \left(\exp\left(\frac{C_2}{n_{ref}}\right) - 1 - \frac{C_2}{n_{ref}} \exp\left(\frac{C_3 + C_4R_{s,ref}}{n_{ref}}\right) \right)}{\exp\left(\frac{C_2}{n_{ref}}\right) + \left(\frac{C_4R_{s,ref} + C_3 - C_2}{n_{ref}} - 1 \right) \exp\left(\frac{C_3 + C_4R_{s,ref}}{n_{ref}}\right)}, \quad (3.21)$$

$$I_{0,ref} = \frac{C_1C_4}{(C_3 - C_4R_{s,ref})} \cdot \frac{(2C_3 - C_2)}{\exp\left(\frac{C_2}{n_{ref}}\right) + \left(\frac{C_4R_{s,ref} + C_3 - C_2}{n_{ref}} - 1 \right) \exp\left(\frac{C_3 + C_4R_{s,ref}}{n_{ref}}\right)}, \quad (3.22)$$

$$G_{p,ref} = \frac{C_4}{(C_4R_{s,ref} - C_3)} \cdot \frac{\left(1 + \frac{C_3 - C_4R_{s,ref}}{n_{ref}}\right) \exp\left(\frac{C_3 + C_4R_{s,ref} - C_2}{n_{ref}}\right) - 1}{1 + \left(\frac{C_4R_{s,ref} + C_3 - C_2}{n_{ref}} - 1 \right) \exp\left(\frac{C_3 + C_4R_{s,ref} - C_2}{n_{ref}}\right)}. \quad (3.23)$$

A redução do modelo de cinco parâmetros para apenas dois reduz o número de equações e assim simplifica o cálculo dos parâmetros de referência necessários para a caracterização de painéis fotovoltaicos.

4 Técnicas de Estimação de Irradiância

4.1 Introdução

Algumas técnicas de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) como a proposta em [6], requerem a instalação de sensores de temperatura (para a medição da temperatura da célula fotovoltaica T_c) e irradiância. A medição de temperatura das células fotovoltaicas em geral é feita instalando-se na parte posterior do painel fotovoltaico sensores de temperatura, obtendo-se então resultados com precisão aceitável. Por outro lado, como já mencionado neste trabalho, a obtenção de valores de irradiância por sensores, além de ser uma tarefa onerosa, implica em outros problemas relacionados à instalação e manutenção. Neste capítulo serão discutidas quatro técnicas de estimação de irradiância, baseadas nos modelos de quatro e cinco parâmetros.

4.2 Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros

No Capítulo 2 foram discutidas estratégias de determinação de parâmetros necessários para caracterização do módulo fotovoltaico. Deste modo, considerando os parâmetros encontrados, e a partir da medição das grandezas elétricas tensão (V), corrente (I), da temperatura da célula (T_c) e das seguintes condições:

$$\exp\left(\frac{V_{oc}(G, T_c)}{V_T(T_c)}\right) \gg 1, \quad (4.1)$$

$$V_T \cong V_{T0}. \quad (4.2)$$

O modelo simplificado de quatro parâmetros apresentado na seção 2.3 pode ser facilmente invertido e uma estimativa da radiação solar incidente nas células fotovoltaicas pode ser realizada. Invertendo (2.14) e considerando (4.1) e (4.2) obtém-se:

$$G_{est}(T_c, V, I) = \frac{G_0 I}{I_{sc0} [1 + \alpha(T_c - T_0)]} + G_0 \exp\left(\frac{V + R_s I - V_{oc} [1 + \beta(T_c - T_0)]}{V_{T0}}\right). \quad (4.3)$$

A equação (4.3) fornece uma estimativa da radiação solar que atinge as células fotovoltaicas para qualquer ponto de trabalho, de modo que o painel fotovoltaico pode ser usado diretamente como sensor de intensidade de luz [6].

4.3 Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros

O modelo de cinco parâmetros, representado na Figura 2 para uma única célula fotovoltaica, servirá como base para o desenvolvimento do estimador de irradiância neste capítulo apresentado. O modelo adotado descreve a relação entre a tensão (V), corrente (I), irradiância solar (G) e temperatura da célula (T_c) para um painel fotovoltaico [7]:

$$f(V, I, T_c, G) = 0 = I_{ph}(T_c, G)N_p + \frac{V + R_s I \frac{N_s}{N_p}}{R_p G \frac{N_s}{N_p}} - I + -I_0(T_c)N_p \left[\exp \left(q \frac{V + R_s I \frac{N_s}{N_p}}{nkT_c N_s} \right) - 1 \right]. \quad (4.4)$$

Substituindo as equações (3.2)-(3.6) em (4.4) e resolvendo para G encontra-se a seguinte equação:

$$G_{est} = \frac{I + I_{0,ref}N_p \left[\frac{T_c}{T_0} \right]^3 \exp \left(\frac{E_{g,ref}}{kT_0} - \frac{E_g}{kT_c} \right) \left[\exp \left(q \frac{V + R_{s,ref} I \frac{N_s}{N_p}}{nkT_c N_s} \right) - 1 \right]}{\frac{1}{G_0} \left[N_p (I_{ph,ref} + \alpha(T_c - T_0)) - \frac{V + R_{s,ref} I \frac{N_s}{N_p}}{R_{p,ref} \frac{N_s}{N_p}} \right]}. \quad (4.5)$$

4.4 Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo

Nas seções anteriores foram mostradas formas analíticas de se estimar irradiância a partir dos parâmetros desconhecidos do modelo fotovoltaico, e da temperatura medida da célula fotovoltaica. Nesta seção será apresentado um estimador de irradiância cuja equação independe da temperatura da célula fotovoltaica [54], [8].

As correntes e tensões medidas nos módulos fotovoltaicos estão sujeitas a variações decorrentes de condições climáticas como temperatura e irradiância, onde ΔI e ΔV são

[55]:

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{G}{G_0} \right) (T_c - T_0) + \left(\frac{G}{G_0} - 1 \right) I_{sc0}, \quad (4.6)$$

$$\Delta V = -\beta (T_c - T_0) - R_s \Delta I. \quad (4.7)$$

A irradiância pode então ser estimada resolvendo simultaneamente (4.6) e (4.7)

$$G_{est} = G_0 \left(\frac{I_{sc0} + \Delta I}{I_{sc0} - \frac{\alpha}{\beta} (R_s \Delta I + \Delta V)} \right). \quad (4.8)$$

onde I_{sc0} é a corrente de curto circuito no STC, α é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito no STC e β é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto no STC. Todos estes valores estão dispostos no *datasheet* fornecido pelo fabricante.

Alterações na corrente e tensão do módulo devido a variações das condições climáticas em relação aos seus valores de STC também podem ser calculadas como [55]:

$$\Delta I = I - I_{M0}, \quad (4.9)$$

$$\Delta V = V - V_{M0}. \quad (4.10)$$

onde I e V são medições em tempo real da corrente e tensão do módulo fotovoltaico em condições normais de trabalho, que são os valores mais prováveis de MPP em condições ambientais reais. Além disso, I_{M0} e V_{M0} são os valores máximos de corrente e tensão do módulo fotovoltaico no STC, encontrados no *datasheet*.

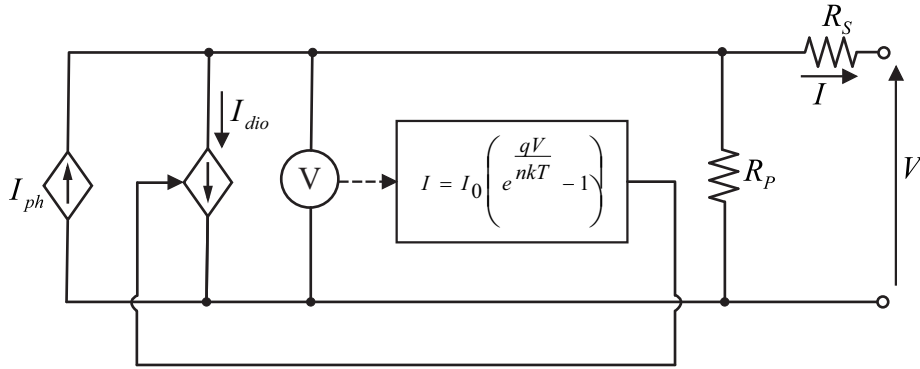
A expressão (4.8) gera uma estimativa aceitável e relativamente precisa da irradiação solar, especialmente em torno da condição MPP em tempo real [54].

4.5 Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado

Neste estimador é utilizado o circuito modificado introduzido em [14], que substitui o diodo anti-paralelo por uma fonte de corrente de controle externo, Figura 9.

A fonte de corrente é governada por uma equação de diodo modificada que permite a generalização do modelo para um número arbitrário de células conectadas em série, e

Figura 9 – Circuito equivalente modificado para uma célula solar.



em paralelo [9]. O modelo generalizado que relaciona a tensão do arranjo fotovoltaico (V) e a corrente (I) é dado por:

$$I(V) = I'_{ph} - I'_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR'_s)}{N_s n k T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR'_s}{R'_p}. \quad (4.11)$$

onde q é a carga elétrica elementar ($q = 1.602 \times 10^{-19} C$), n é o fator de idealidade do diodo e k é a constante de Boltzmann ($k = 1.3806503 \times 10^{-23} J/K$). Os demais valores obedecem a seguinte relação: $I'_{ph} := N_p I_{ph}$; $I'_0 := N_p I_0$; $R'_s = \frac{N_s}{N_p} R_s$ e $R'_p := \frac{N_s}{N_p} R_p$; onde I_{ph} é a corrente de irradiação; I_0 é a corrente de saturação reversa; R_s e R_p representam a resistência *shunt* e a resistência série. Os parâmetros dependem de G , T_c e certos valores de referência medidos na condição padrão de referência (*Standard Reference Conditions - SRC*), ou seja, G_0 , T_0 , $I_{ph,ref}$, $I_{0,ref}$, $R_{p,ref}$, $R_{s,ref}$ e n_{ref} conforme descrito por (3.2)-(3.6).

Os parâmetros de referência no SRC são específicos e podem ser obtidos a partir das informações disponíveis pelo fabricante e seguindo a metodologia descrita em [14] ou utilizando a forma reduzida do modelo de cinco parâmetros (seção 3.2) [12].

Assumindo que I , V e T_c estão disponíveis para medição, a estimação da irradiância G_{est} segue de manipulações algébricas da característica $I-V$ (4.11) mais as equações (3.2)-(3.6). Além disso negligenciando a dependência de irradiância da resistência *shunt* (R_p) ou seja, $R_p = R_{p,ref}$, temos:

$$G_{est} = G_0 \frac{I + I'_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_0} \right)^3 \exp(K_1) K_2 + \frac{V + IR'_s}{R'_p}}{I'_{ph,ref} + \alpha(T_c - T_0)}, \quad (4.12)$$

$$K_1 = \frac{E_{g,ref}}{kT_0} - \frac{E_g}{kT_c}, \quad (4.13)$$

$$K_2 = \exp\left(\frac{q(V + IR'_s)}{N_s n k T_c}\right) - 1. \quad (4.14)$$

5 Resultados

Neste capítulo os quatro estimadores discutidos no Capítulo 4: *Estimador de Irradiância baseado no Modelo de Quatro Parâmetros*, *Estimador de Irradiância baseado no Modelo de Cinco Parâmetros*, *Estimador de Irradiância com Modelo Independente da Temperatura*, e *Estimador de Irradiância baseado no Modelo de Circuito Modificado* são testados de modo a validar as respectivas equações de estimação (4.3), (4.5), (4.8) e (4.12).

Conforme discutido na seção 1.2.1 uma alternativa para a monitoração de sistemas fotovoltaicos consiste na utilização de dados de tensão, corrente e temperatura dos painéis fotovoltaicos além dos parâmetros obtidos na modelagem do painel para a estimação de irradiância. Em uma central solar, uma estimativa de irradiância de um painel que difere dos demais pode ser um indicativo de falha ou sombreamento no referido painel. Para avaliar o uso do estimador de irradiância com o propósito de identificar mau funcionamento de painéis, neste Capítulo será introduzido um sombreamento parcial no painel fotovoltaico de modelo KYOCERA KC130TM e analisado o comportamento dos quatro estimadores de irradiância abordados neste trabalho sob efeito de sombreamento induzido.

5.1 Resultados de Simulação

5.1.1 Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros

Para verificar a equação do modelo inverso (4.3) fornecida pelo estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros, os valores de temperatura e irradiância relatados na Tabela 1 foram utilizados como referência e os parâmetros do módulo fotovoltaico BLD170-72M (Tabela 2) foram considerados.

As tensões e correntes utilizadas nas simulações foram extraídas das curvas P-V disponíveis em [6], assim como os valores utilizados de temperatura e irradiância solar.

Tabela 1 – Valores de Temperatura e Irradiância.

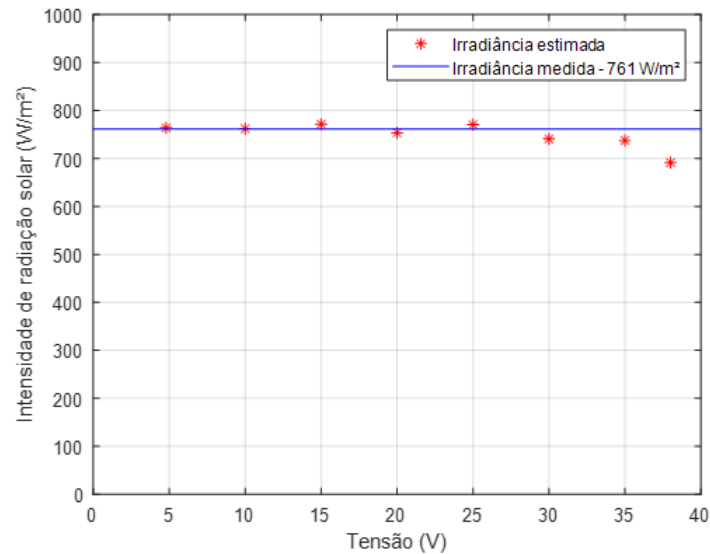
Irradiância	Temperatura
761 W/m^2	334 K
560 W/m^2	326 K
390 W/m^2	322 K

Tabela 2 – Parâmetros do Painel Fotovoltaico.

V_{oc0}	44.20 V
I_{sc0}	5.35 A
α	0.05 %
β	-0.34 %
V_{T0}	2.23 V
R_s	0.66 Ω

As simulações foram realizadas com o software MatLab®. O comportamento do estimador de irradiância face o valor de irradiância de referência (valor medido) podem ser observadas nas Figuras 10 - 12 para os três pares de temperatura e irradiância disponíveis na tabela (1).

Figura 10 – Comparação entre a irradiância estimada e a de referência ($761 \text{ W}/\text{m}^2$) utilizando o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.



A equação do modelo inverso (4.3) permite uma estimativa de irradiação solar aceitável, exceto quando a tensão do painel fotovoltaico se aproxima do valor de tensão de circuito aberto, tal comportamento também foi observado em [6]. Esse descompasso se deve ao pressuposto (4.2) que introduz um erro substancial quando a temperatura das células é alta. Tal fato pode ser observado em [6], onde nota-se que as estimativas de irradiância obtidas para o menor valor de temperatura (322 K) foram as estimativas com a melhor aproximação entre o valor de irradiância real e o estimado. O mesmo comportamento foi corroborado ao realizar as simulações, conforme observado nas Figuras 10 - 12, onde a Figura 12 apresenta a menor temperatura (322 K) e, conseqüentemente os melhores resultados de estimação de irradiância.

Figura 11 – Comparação entre a irradiância estimada e a de referência ($560 \text{ W}/\text{m}^2$) utilizando o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.

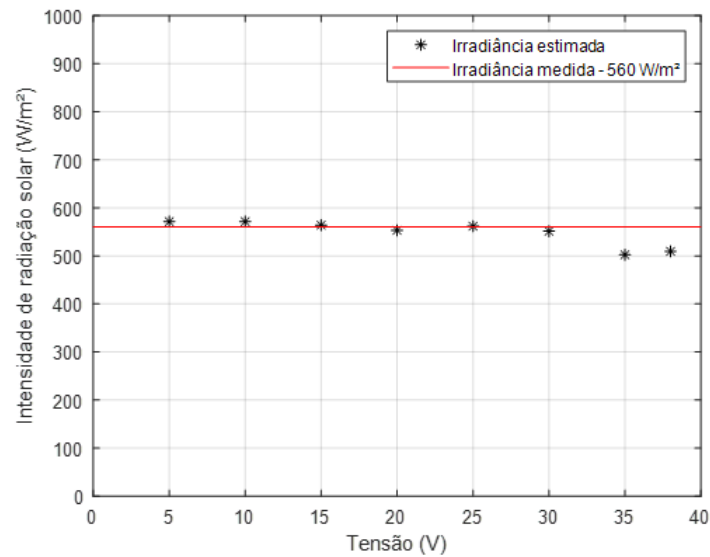
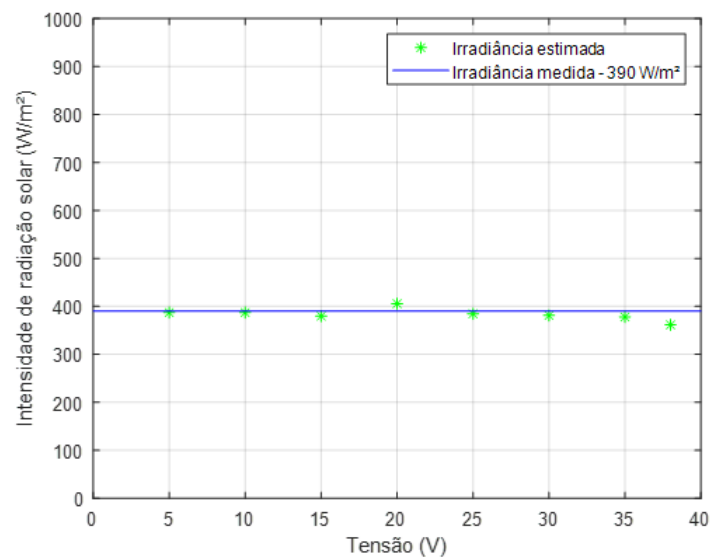


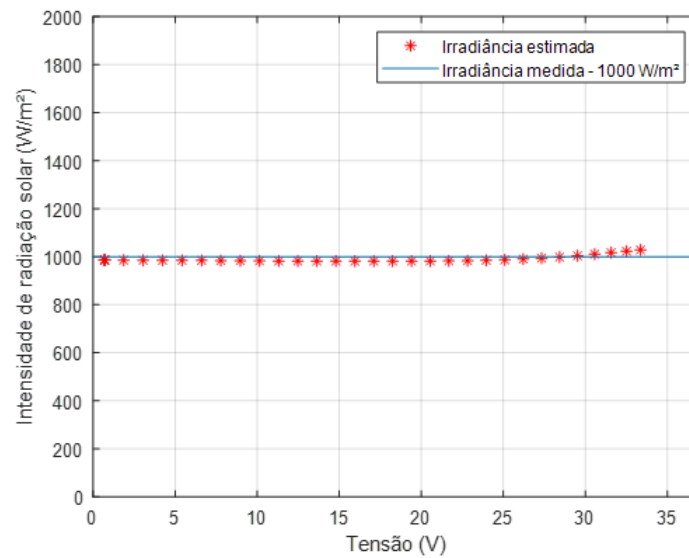
Figura 12 – Comparação entre a irradiância estimada e a de referência ($390 \text{ W}/\text{m}^2$) utilizando o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.



Uma outro método selecionado a fim de testar os estimadores de irradiância solar estudados consistiu na utilização da Curva I-V do painel fotovoltaico modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp nas STC, como referência para valores de tensão, corrente, temperatura ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) e irradiância ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$). Assim, considerando também as especificações elétricas do painel fotovoltaico, Tabela 3, a Figura 13 foi obtida utilizando o software MatLab®.

Tabela 3 – Especificações Elétricas do Painel Fotovoltaico Astronergy ASM6610P-260 Wp .

V_{oc0}	37.78 V
I_{sc0}	8.93 A
α	0.05 %
β	-0.32 %
V_{M0}	30.90 V
I_{M0}	8.48 V

Figura 13 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros para a irradiância de referência de $1000 W/m^2$.

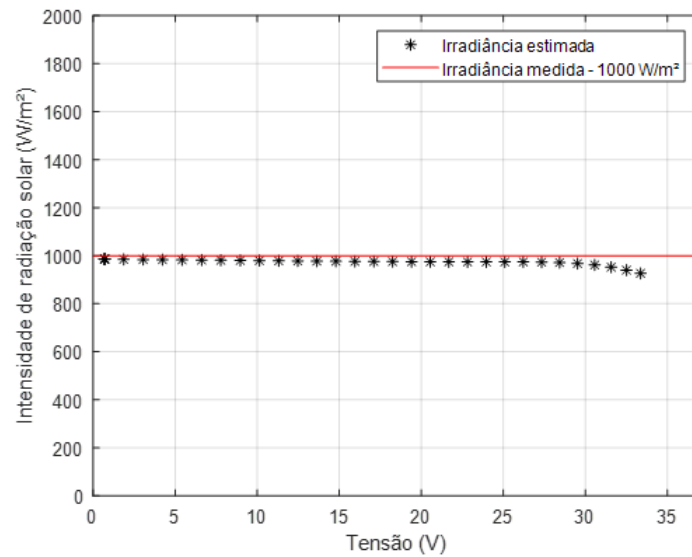
Nota-se então que os resultados estimados de irradiância apresentam um comportamento esperado de $\approx 1000 W/m^2$, exceto quando a tensão do painel fotovoltaico cresce em direção ao valor de tensão de circuito aberto.

5.1.2 Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros

O segundo estimador estudado, o estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros, foi também simulado utilizando como base a Curva I-V do painel fotovoltaico modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp nas STC, como referência para valores de tensão, corrente, temperatura ($25^\circ C$) e as especificações elétricas do painel fotovoltaico, Tabela 3. Assim, a Figura 14 foi obtida utilizando o software MatLab®.

A Figura 14 ilustra o comportamento do estimador de irradiância em comparação com o valor real de irradiância solar medido, nota-se então que o estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros fornece estimativas aceitáveis principalmente até

Figura 14 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros para a irradiância de referência de 1000 W/m^2 .



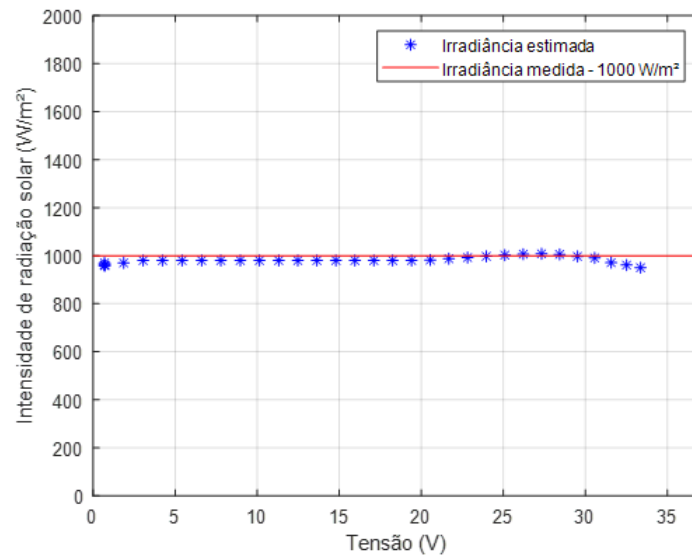
o valor de tensão de máxima potência.

5.1.3 Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo

O estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo, visto na seção 4.4, foi simulado utilizando também a curva característica I-V com irradiância de 1000 W/m^2 do painel fotovoltaico Astronergy ASM6610P-260 Wp (para obter os valores de tensão e corrente) e as informações do *datasheet* do módulo fotovoltaico. Como visto na seção 4.4, para este estimador não é utilizada a temperatura do arranjo fotovoltaico. Assim, (4.8) foi simulada utilizando o software MatLab® e a Figura 15 foi obtida.

Com a Figura 15, é possível notar que (4.8) forneceu estimativas de irradiância aceitáveis até a região de máxima potência, onde especificamente no ponto de tensão de máxima potência e nos pontos que circundam a região de máxima potência as estimativas de irradiância foram ainda mais precisas. Nota-se também que assim como nos outros estimadores testados, quando a tensão do painel fotovoltaico se aproxima do valor de tensão de circuito aberto, as estimativas de irradiância diferem-se do valor previsto.

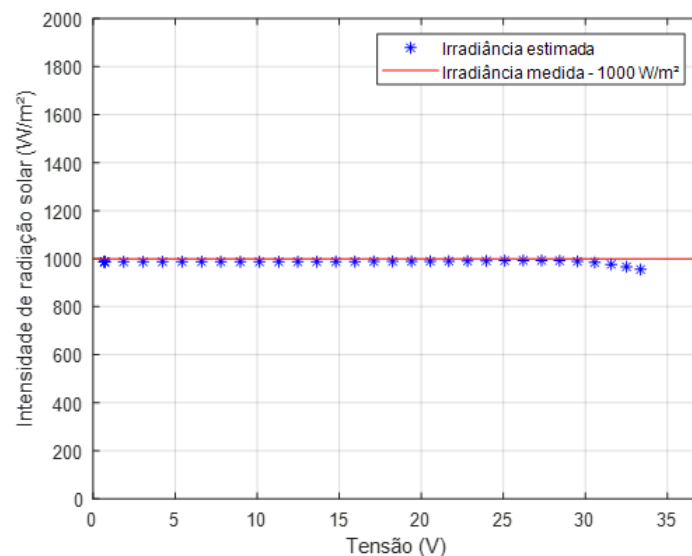
Figura 15 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo para a irradiância de referência de 1000 W/m^2 .



5.1.4 Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado

O último estimador estudado, visto na seção 4.5, trata-se do estimador baseado no modelo de circuito modificado. Considerando os mesmos valores de tensão, corrente, temperatura e as informações da folha de dados do painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp utilizados nas três simulações anteriores (Figuras 13, 14 e 15) a Figura 16 foi obtida.

Figura 16 – Estimador baseado no modelo de circuito modificado para a irradiância de referência de 1000 W/m^2 .



Na Figura 16 é possível observar que as estimativas de irradiância são relativamente precisas, principalmente em torno da região de máxima potência e que assim como nos demais casos, quando a tensão se aproxima da condição de circuito aberto as estimativas de irradiância tendem a diferir do valor esperado.

5.2 Resultados Experimentais

Um sistema de medição e aquisição de dados foi instalado no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) para a realização de testes. Para os experimentos foram utilizados dois diferentes painéis fotovoltaicos (Astronergy ASM6610P-260 W_p e KYOCERA KC130TM), um equipamento que permite a medição de curvas características ($I - V$) do painel fotovoltaico e strings de até 1000 V , 20 A e 20 kW , o *PROFITEST PV*, Figura 17, e o equipamento *FieldLogger* com um sensor Tipo k para aquisição e registro de dados de temperatura.

O PROFITEST PV realiza medições de corrente de curto-circuito I_{sc} , tensão de circuito aberto V_{oc} , potência de pico instantânea de uma célula solar P_{max} , resistência em série R_s e resistência paralela interna R_p . Tal instrumento possui um sensor de irradiação calibrado conforme IEC/EN 60904-2 com sensor de temperatura Pt1000 integrado, visor TFT colorido e de alta resolução, fonte de alimentação externa (16 $V CC$, 2.5 A) com entrada para carregar as baterias e para operação contínua do instrumento de medição e software para representação gráfica, avaliação e documentação com banco de dados integrado. É também possível operar através de um computador com importação direta de medições (por exemplo, para medições de longo prazo), opção esta utilizada nos experimentos realizados neste trabalho, nos quais os painéis fotovoltaicos foram dispostos no teto LEIAM (primeiramente foram realizados testes com o módulo Astronergy ASM6610P-260 W_p e em seguida com o KYOCERA KC130TM) juntamente com o sensor de irradiância do PROFITEST PV e seus dados foram importados diretamente através de uma conexão entre o PROFITEST PV e um computador do laboratório, Figura 18.

Utilizando o painel fotovoltaico KYOCERA KC130TM, os quatro algoritmos de estimação de irradiância foram novamente testados desta vez utilizando o equipamento *SolarModule LED-Flasher*, Figura 19. Tal equipamento é um inovador simulador solar A+A+A+ com certificação TÜV, seguindo a norma IEC 60904-9, o qual pode emitir flashes com intensidades de: 1000 W/m^2 , 800 W/m^2 , 600 W/m^2 , 400 W/m^2 e 200 W/m^2 .

O tempo de duração do flash durante a medição de potência é dado em milissegundos (ms), cujo valor padrão é de $200 ms$. Após o painel fotovoltaico ser devidamente ajustado e conectado ao equipamento, Figura 20, a medição pode ser realizada. Assim o diagrama da curva I-V é então exibido e informações como potência no ponto de máxima potência (MPP), corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, corrente e tensão no ponto de máxima potência, potência de irradiação, características de temperatura, dentre outras características são apresentadas na tela.

Figura 17 – PROFITEST PV.



Figura 18 – Bancada de testes utilizada para medição e aquisição de dados dos painéis fotovoltaicos com o PROFITEST PV.



Figura 19 – SolarModule LED-Flasher.

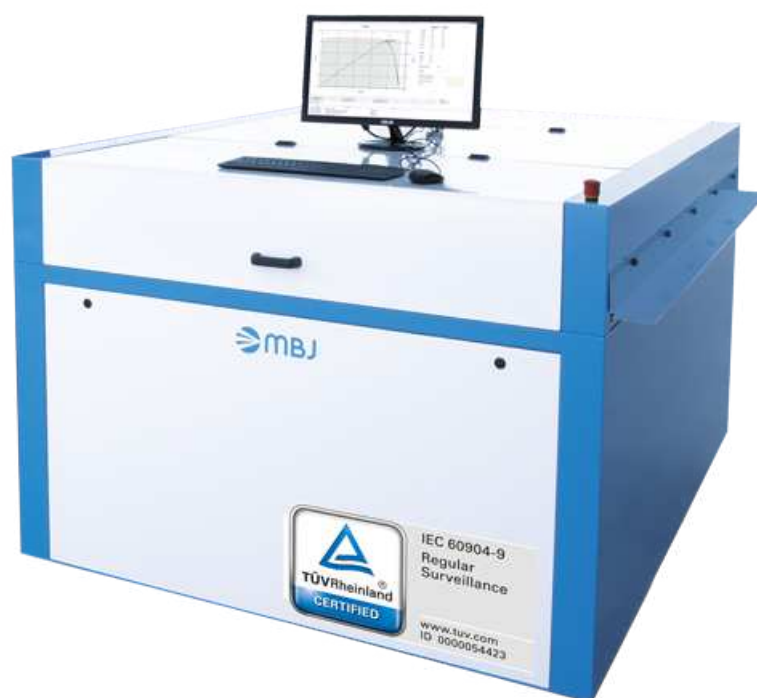


Figura 20 – Painel KYOCERA KC130TM conectado ao *SolarModule LED-Flasher*.

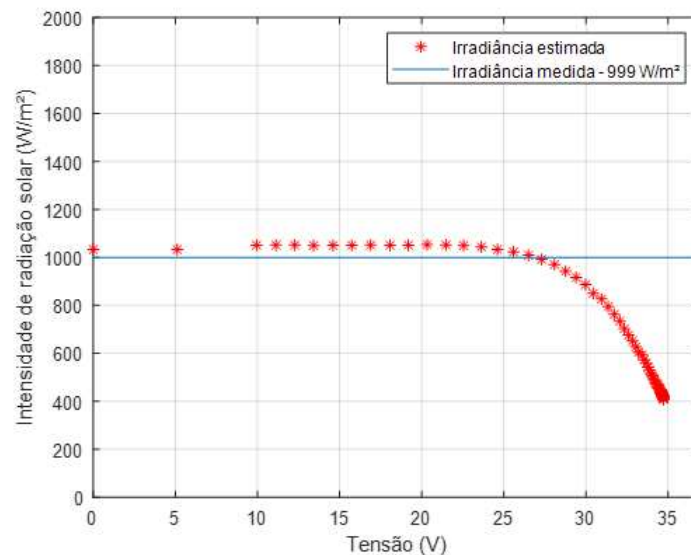


5.2.1 Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros

A fim de verificar experimentalmente o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros, foi realizado o primeiro teste experimental utilizando o painel fotovoltaico modelo Astronergy ASM6610P-260 W_p .

Utilizando o *PROFITEST PV* e o equipamento *FieldLogger* com um sensor Tipo k para aquisição e registro de dados de temperatura, foi registrado uma irradiância de 999 W/m^2 e uma temperatura na célula solar de $33 \text{ }^\circ\text{C}$ (306.15K). Considerando (4.3), os parâmetros do módulo fotovoltaico ASM6610P-260, a Tabela 3, e utilizando o software MatLab® o gráfico da Figura 21 foi obtido.

Figura 21 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros utilizando o módulo ASM6610P-260 W_p e a irradiância medida (999 W/m^2).



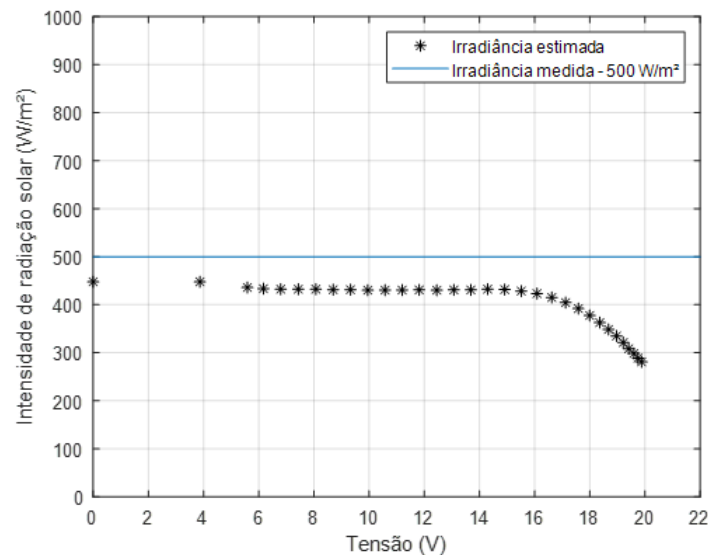
Com a Figura 21 é possível observar que (4.3) gera boas estimativas de irradiância até aproximadamente 30 V , sendo as melhores estimativas de irradiância aquelas onde a tensão equivalente se aproxima do valor de tensão de máxima potência medido (25.13 V). A medida que a tensão cresce em direção a tensão de circuito aberto nota-se que os resultados de estimação diferem substancialmente do valor de irradiância de referência.

Utilizando o outro painel fotovoltaico disponível (modelo KYOCERA KC130TM), o mesmo procedimento de testes foi realizado, cujas especificações elétricas do painel fotovoltaico nas STC estão relatados na Tabela 4. O valor de irradiância medido foi de 500 W/m^2 a uma temperatura de 295.15K . Com os dados de tensão, corrente e temperatura medidos e utilizando (4.3) a irradiância foi estimada conforme exibida na Figura

22.

Tabela 4 – Especificações Elétricas do do Pannel Fotovoltaico de modelo KYOCERA KC130TM.

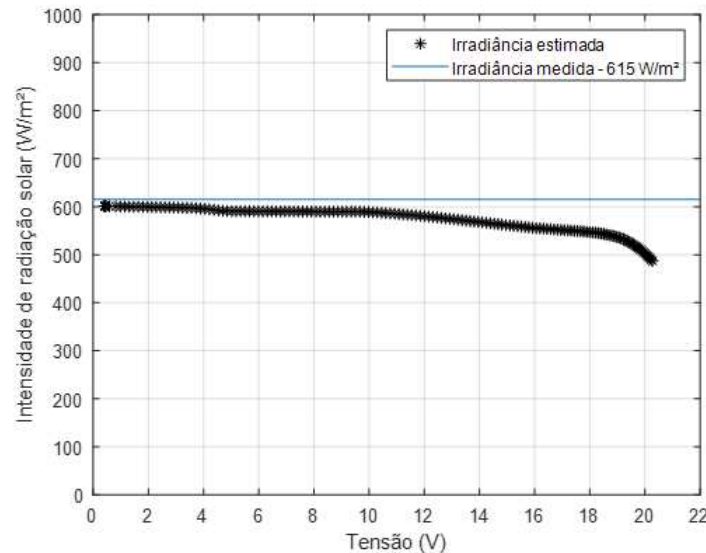
V_{oc0}	21.9 V
I_{sc0}	8.02 A
α	0.04 %
β	-0.37 %

Figura 22 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros utilizando o módulo fotovoltaico KC130TM e a irradiância medida ($500 W/m^2$).

Para o painel fotovoltaico de modelo KYOCERA KC130TM nas condições de testes especificadas foi medido um valor de tensão de máxima potência de 16.11 V e até aproximadamente este valor de tensão as estimativas geradas de irradiância são aceitáveis, no entanto os resultados obtidos foram menos satisfatórios que no caso anterior. Desta forma, foi utilizado um outro equipamento, o *SolarModule LED-Flasher*, para medição de temperatura, irradiância (valor medido a ser comparado com o valor estimado), tensão e corrente.

Como citado anteriormente, no *SolarModule LED-Flasher* é possível selecionar a intensidade do flash antes de realizar os testes. Nos testes realizado para este e os demais estimadores foi selecionada a intensidade de flash de 600 W o que nos forneceu um valor medido de $615 W/m^2$ a uma temperatura de 298.05 K. Assim, com os valores de tensão, corrente e temperatura medidos os novos valores de irradiância foram estimados, Figura 23.

Figura 23 – Estimador baseado no modelo de quatro parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros e a irradiância medida (615 W/m^2) utilizando o *SolarModule LED-Flasher* como equipamento de medição.



Nota-se que o estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros obteve um melhor comportamento quando utilizado o *SolarModule LED-Flasher* para a aquisição dos dados medidos. Para este teste, o valor de tensão de máxima potência medido foi de $\approx 16.40 \text{ V}$ e é possível observar que até $\approx 18 \text{ V}$ as estimativas de irradiância obtidas foram relativamente próximas ao valor real medido. Os próximos estimadores também serão testados utilizando o mesmo painel fotovoltaico (KYOCERA KC130TM) e os dois equipamentos de medição.

5.2.2 Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros

Para verificar experimentalmente a equação (4.5) o sistema utilizado na seção anterior, composto por: dois diferentes painéis fotovoltaicos (Astronergy ASM6610P-260 W_p e KYOCERA KC130TM), o *PROFITEST PV*, e o *FieldLogger* com um sensor Tipo k foram reutilizados.

Utilizando a forma reduzida do modelo de cinco parâmetros (3.19)-(3.23) foi possível determinar com o software MatLab® os parâmetros dos painéis KYOCERA KC130TM e Astronergy ASM6610P-260 W_p . Aplicando os parâmetros na equação de estimação de irradiância (4.5) e utilizando o mesmo conjunto de medições de cada painel utilizadas para o estimador baseado no modelo de quatro parâmetros, as Figuras 24 e 25 foram obtidas.

Figura 24 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros utilizando o módulo ASM6610P-260 Wp e a irradiância medida ($999 W/m^2$).

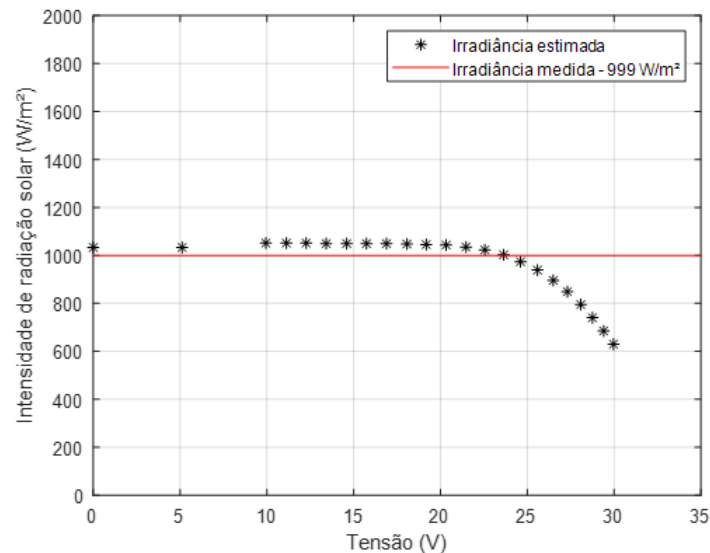
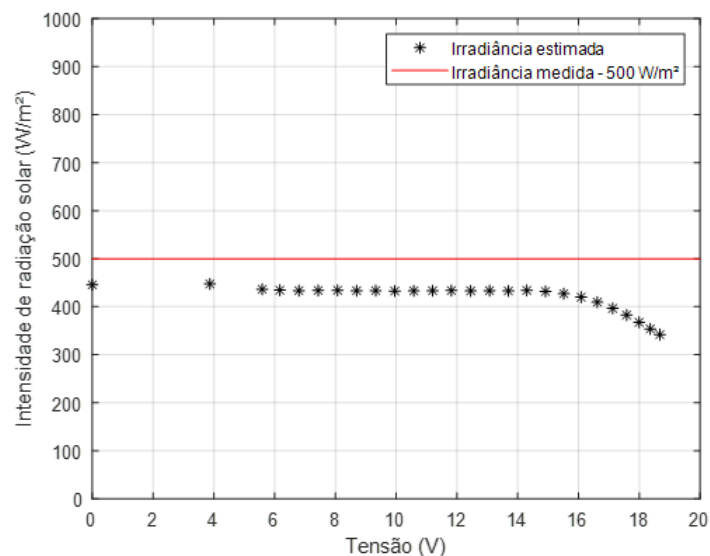


Figura 25 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros utilizando o módulo fotovoltaico KC130TM e a irradiância medida ($500 W/m^2$).



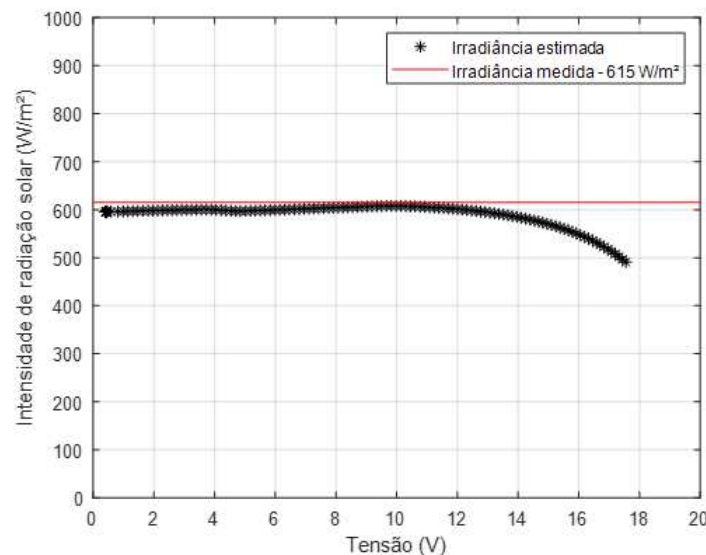
O comportamento do estimador baseado no modelo de cinco parâmetros para o painel Astronergy ASM6610P-260 Wp forneceu resultados próximos ao valor de irradiância medido até aproximadamente a tensão de 25 V , comportamento semelhante ao do estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros.

Com o segundo painel (KYOCERA KC130TM) o comportamento do estimador de

irradiância também apresentou-se de maneira semelhante ao do estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros, desta forma o equipamento *SolarModule LED-Flasher* foi novamente utilizado para aquisição de dados.

Na seção 5.2.1 o painel KYOCERA KC130TM foi testado utilizando o *SolarModule LED-Flasher*, fazendo uso então das mesmas medições obtidas (tensão, corrente e temperatura) para a intensidade de flash selecionada (600 W/m^2) o estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros foi testado, Figura 26.

Figura 26 – Estimador baseado no modelo de cinco parâmetros: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros e a irradiância medida (615 W/m^2) utilizando o *SolarModule LED-Flasher* como equipamento de medição.



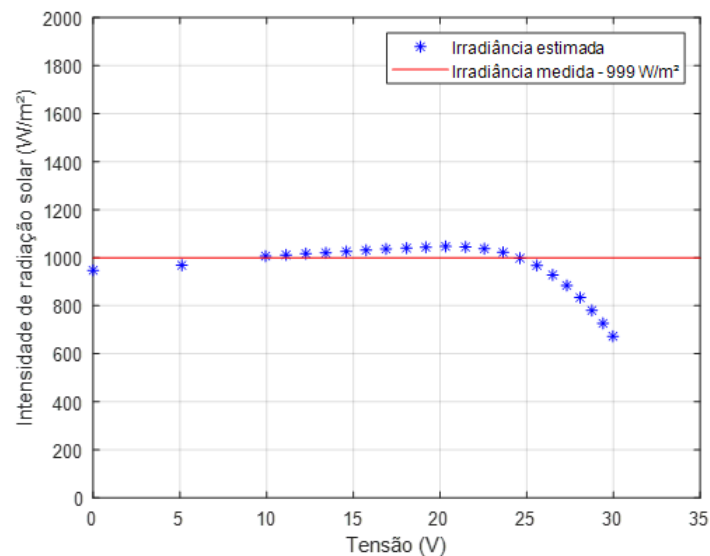
O comportamento do estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros foi consideravelmente melhor quando utilizado o *SolarModule LED-Flasher* e assim como nos casos anteriores as estimativas de irradiância obtidas são aceitáveis até a região de tensão de máxima potência.

5.2.3 Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo

O estimador de irradiância discutido na seção 4.4 traz consigo a vantagem de não depender do valor de temperatura, desta forma em alguns trabalhos [8], [54] são discutidas a implementação de estimadores de irradiância e estimadores de temperatura independentes.

Com as informações do *datasheet*, e o mesmo conjunto de medições (neste caso apenas valores de tensão e corrente) utilizadas nos estimadores anteriores para o painel modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp , (4.8) foi testada com o software MatLab®.

Figura 27 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo: comparação entre a irradiância estimada com o modelo independente da temperatura do arranjo utilizando o módulo ASM6610P-260 Wp e a irradiância medida ($999 W/m^2$).

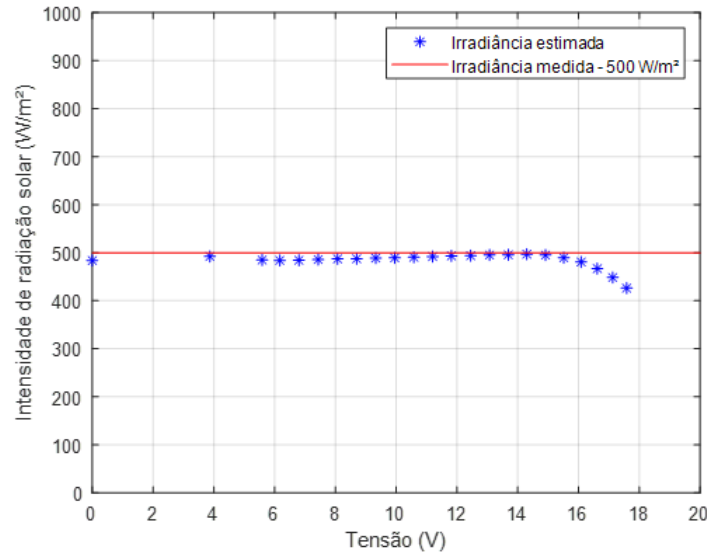


A equação (4.8) gera uma estimativa aceitável de irradiância principalmente em torno da condição de MPP. A mesma equação também foi testada utilizando o painel de modelo (KYOCERA KC130TM) e o conjunto de dados medidos com o *PROFITEST PV* a uma irradiância medida de $500 W/m^2$, Figura 28.

Os resultados obtidos para os dois painéis demonstram uma maior precisão do "Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo" em torno da condição de MPP. De toda forma, utilizando o outro equipamento de medição disponível no laboratório, o *SolarModule LED-Flasher* e o conjunto de dados medidos com este equipamento para o painel de modelo (KYOCERA KC130TM), (4.8) foi testada, Figura 29.

A equação (4.8) gera uma estimativa aceitável e relativamente precisa de irradiância principalmente em torno da condição de MPP, isto porque em (4.9) - (4.10) I e V devem ser medições em tempo real da corrente e tensão do módulo fotovoltaico em condições normais de operação, que são os valores mais prováveis de MPP.

Figura 28 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo: comparação entre a irradiância estimada com o modelo independente da temperatura do arranjo utilizando o módulo fotovoltaico KC130TM e a irradiância medida (500 W/m^2).



5.2.4 Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado

O último estimador escolhido e testado neste trabalho é o estimador de irradiância baseado no modelo do circuito modificado [14], neste estimador é assumido que $R_p = R_{p,ref}$ [9].

Assim como para os estimadores anteriormente testados, o painel Astronergy ASM6610P-260 Wp foi utilizado e seu conjunto de dados medidos com o *PROFITEST PV* a uma irradiância de 999 W/m^2 foi introduzido em (4.12). Os valores de irradiância estimadas face o valor de irradiância medido (999 W/m^2) podem ser observados na Figura 30.

Da mesma forma, utilizando o painel de modelo KYOCERA KC130TM e os dados de temperatura, corrente e tensão medidos respectivamente com o equipamento *FieldLogger* com um sensor Tipo k e o *PROFITEST PV* a uma irradiância medida de 500 W/m^2 o gráfico da Figura 31 foi gerado.

Por último, assim como realizado para os outros estimadores, (4.12) foi testada utilizando o painel KYOCERA KC130TM no equipamento de medição *SolarModule LED-Flasher*, conforme ilustrado na Figura 32.

Pode ser claramente observado que os valores de irradiância obtidos utilizando o *SolarModule LED-Flasher* apresentam um melhor comportamento quando comparados

Figura 29 – Estimador baseado no modelo independente da temperatura do arranjo: comparação entre a irradiância estimada com o modelo independente da temperatura do arranjo e a irradiância medida (615 W/m^2) utilizando o *SolarModule LED-Flasher*.

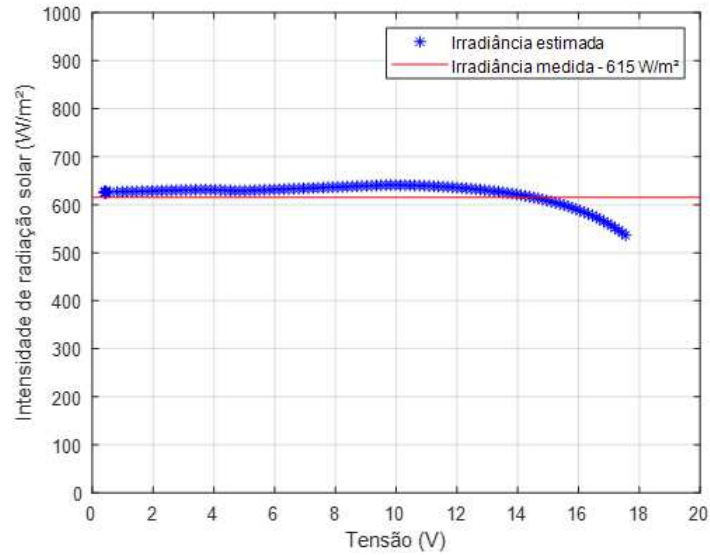
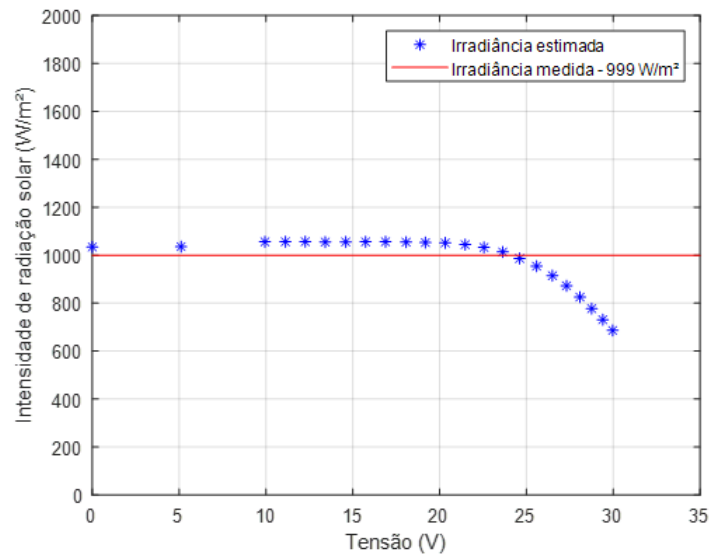


Figura 30 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado: comparação entre a irradiância estimada como modelo de circuito modificado utilizando o módulo ASM6610P-260 Wp e a irradiância medida (999 W/m^2).



aos obtidos com o *PROFITEST PV*.

Figura 31 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de circuito modificado utilizando o módulo KC130TM e a irradiância medida (500 W/m^2)

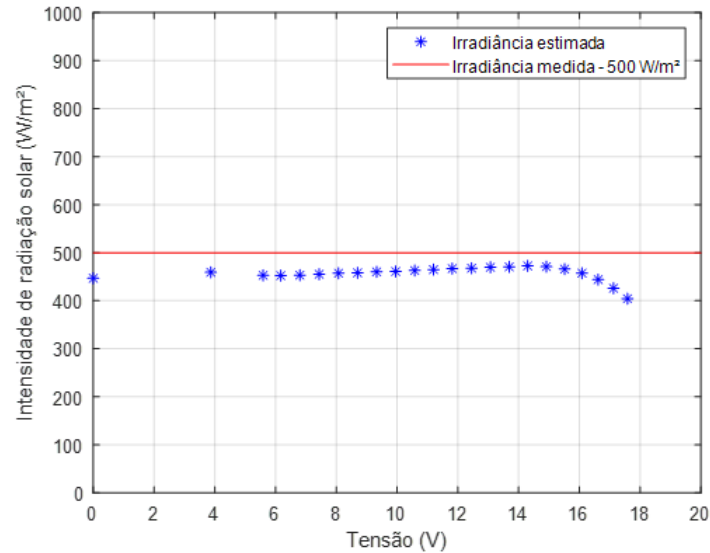
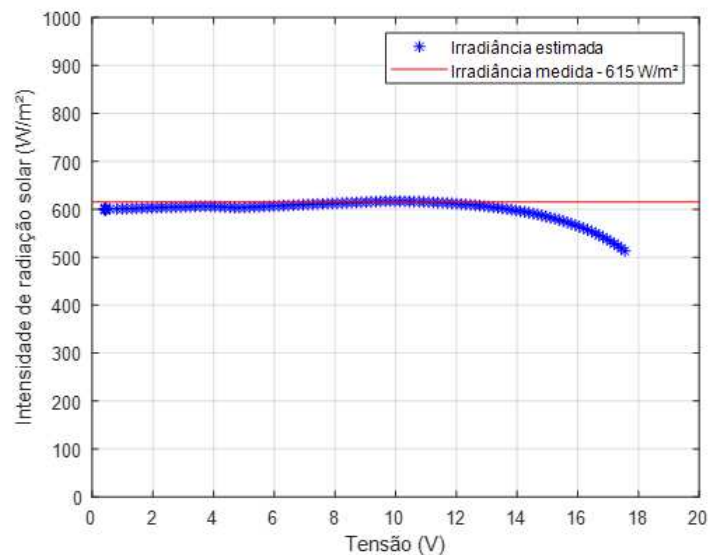


Figura 32 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado: comparação entre a irradiância estimada com o modelo de circuito modificado e a irradiância medida (615 W/m^2) utilizando o *SolarModule LED-Flasher* como equipamento de medição.



5.3 Sombreamento Parcial Induzido

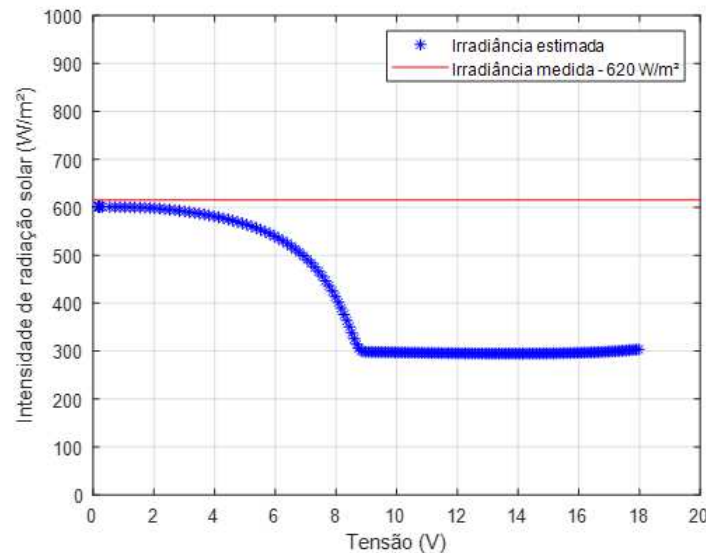
Nesta seção serão analisadas as estimativas de irradiância geradas pelos quatros estimadores abordados sob a condição de sombreamento parcial induzido. Uma área referente a uma célula solar do painel fotovoltaico KYOCERA KC130TM foi coberta com fita

isolante de cor preta, e os quatro algoritmos de estimação de irradiância foram novamente testados utilizando o equipamento *SolarModule LED-Flasher* com a intensidade de flash selecionada de 600 W o que forneceu um valor medido de $\approx 620\text{ W}$.

5.3.1 Estimador de Irradiância: Modelo de Quatro Parâmetros

O estimador de irradiância estudado na Seção 4.2 expresso por (4.3), foi testado sob a condição de sombreamento parcial induzido e o comportamento das estimativas geradas face o valor real medido pode ser visualizado na Figura 33.

Figura 33 – Estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros sob condição de sombreamento parcial induzido para uma irradiância medida de 620 W/m^2 utilizando o *SolarModule LED-Flasher*.

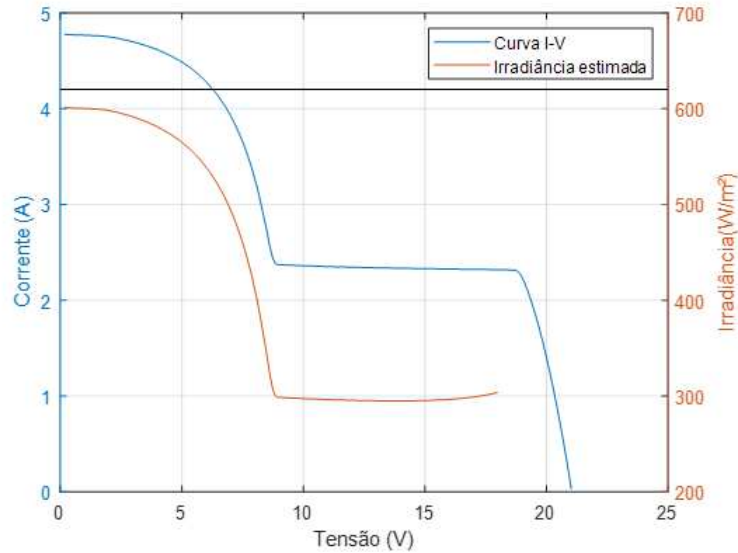


É facilmente notado na Figura 33 que o mesmo estimador de irradiância utilizado na Seção 5.2.1 para o módulo fotovoltaico de modelo KC130TM, sob a mesma faixa de irradiância selecionada (600 W) produz estimativas de irradiância que diferem substancialmente do valor real de irradiância esperado. O estimador de irradiância tem um comportamento que acompanha a Curva I-V para a situação de sombreamento induzido, como mostra a Figura 34.

5.3.2 Estimador de Irradiância: Modelo de Cinco Parâmetros

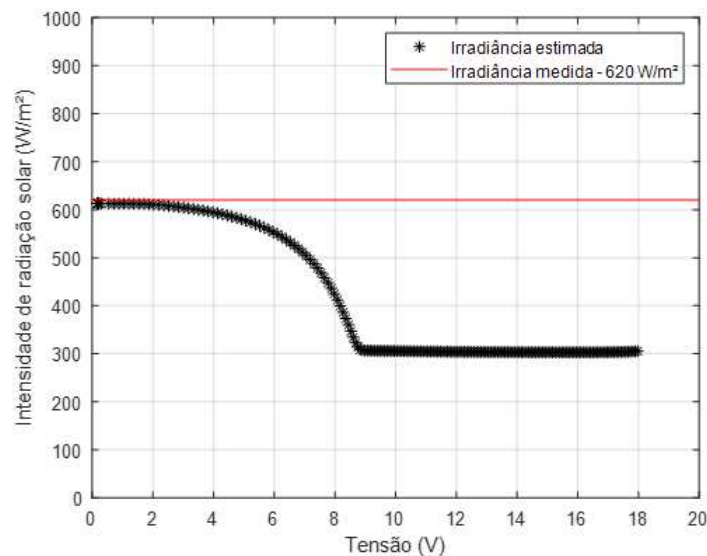
O estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros foi discutido na seção 4.3 e testado utilizando dois diferentes painéis na seção 5.2.2. As estimativas de irradiância encontradas se aproximaram do valor real medido até aproximadamente a

Figura 34 – Comparação entre a irradiância estimada com o modelo de quatro parâmetros sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.



região de MPP, comportando-se assim de maneira esperada. Nesta seção o estimador de irradiância expresso por (4.5) será testado utilizando os mesmos dados de tensão e corrente medidos com o *SolarModule LED-Flasher* à intensidade de flash selecionada de 600 W , também utilizados para o teste realizado anteriormente (seção 5.3.1) com o estimador baseado no modelo de quatro parâmetros.

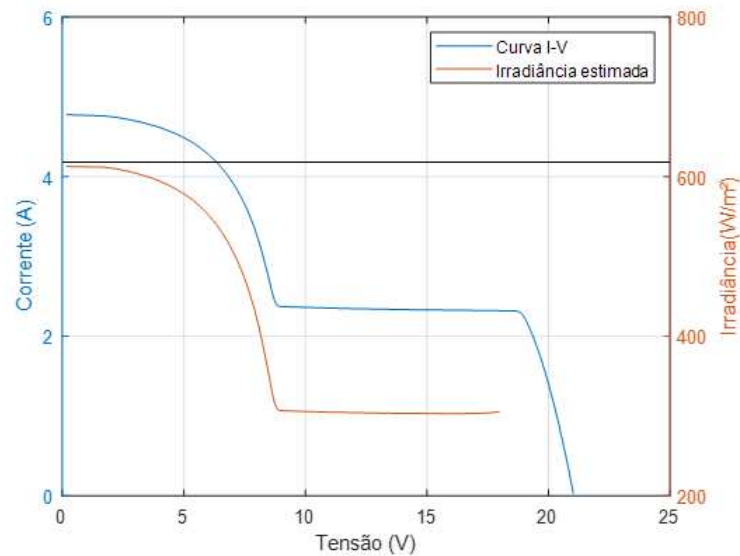
Figura 35 – Estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros sob condição de sombreamento induzido para uma irradiância medida de 620 W/m^2 utilizando o *SolarModule LED-Flasher*.



Como pode ser observado na Figura 35 os valores estimados de irradiância são

aceitáveis até aproximadamente 6 V, de onde então há uma queda brusca no valor da irradiância estimada. O comportamento das estimativas de irradiância geradas, assim como nos casos anteriores pode ser explicado de acordo com o comportamento da Curva I-V, como ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – Comparação entre a irradiância estimada com o modelo de cinco parâmetros sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.



5.3.3 Estimador de Irradiância: Modelo Independente da Temperatura do Arranjo

Um estimador de irradiância cuja equação de estimação independe do valor da temperatura da célula fotovoltaica foi discutido na seção 4.4. Os painéis fotovoltaicos de modelos Astronergy ASM6610P-260 W_p e KYOCERA KC130TM foram testados utilizando (4.8) na seção 5.2.3. A expressão (4.8) forneceu estimativas de irradiância aceitáveis, e relativamente precisas principalmente na condição de MPP. Nesta seção (4.8) será novamente testada utilizando o painel KYOCERA KC130TM, desta vez sob condição de sombreamento.

A Figura 37 ilustra o comportamento do estimador quando ocorre a condição de sombreamento, observa-se que as estimativas de irradiância geradas a partir de 6 V começam a diferir substancialmente do valor de irradiância esperado. Este comportamento pode ser explicado quando plotadas a curva I-V juntamente com a curva referente as estimativas de irradiância, nota-se que a curva de irradiância apresenta um comportamento semelhante a curva I-V.

Figura 37 – Estimador de irradiância baseado no modelo independente de temperatura da célula sob condição de sombreamento induzido para uma irradiância medida de 620 W/m^2 utilizando o *SolarModule LED-Flasher*.

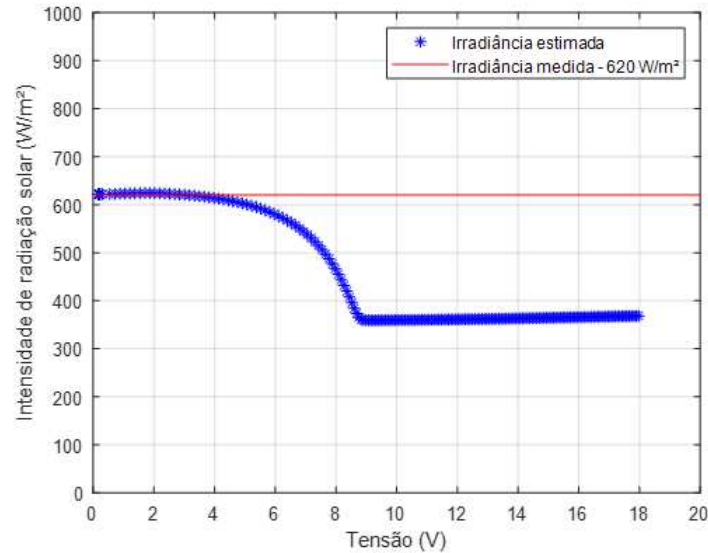
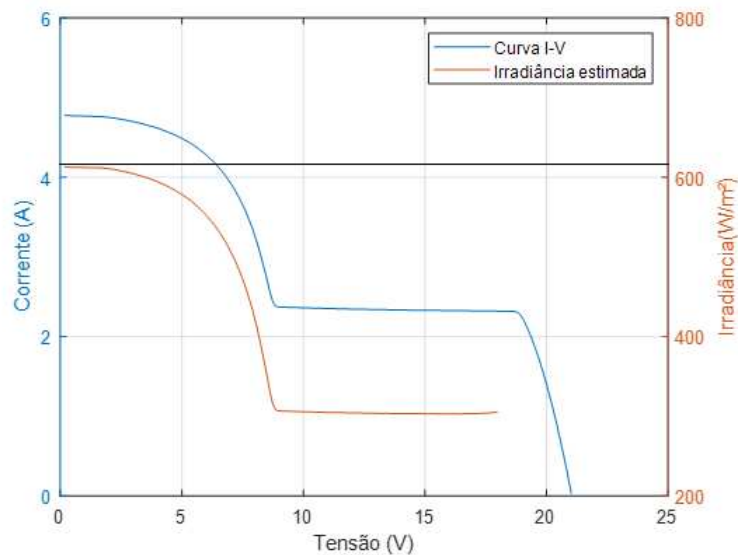


Figura 38 – Comparação entre a irradiância estimada com modelo independente de temperatura da célula sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.

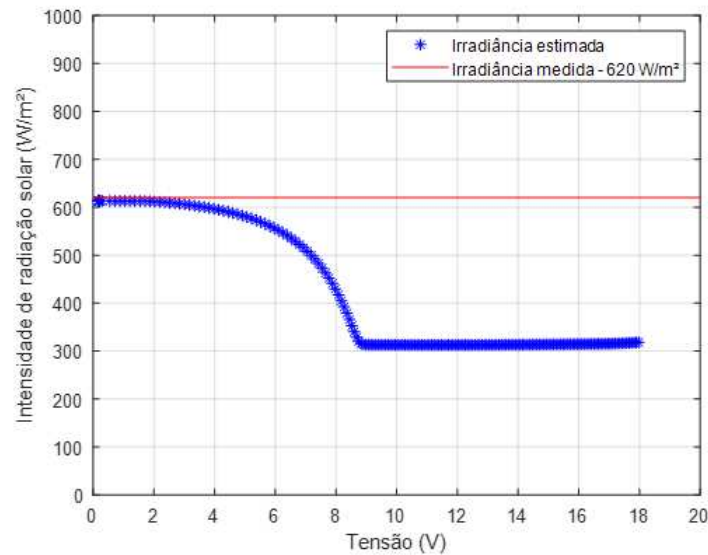


5.3.4 Estimador de Irradiância: Modelo de Circuito Modificado

O estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado foi discutido na seção 4.5 e os procedimentos de testes realizados foram descritos na seção 5.2.4. Os resultados obtidos principalmente aqueles utilizando o painel de modelo KC130TM testado com o equipamento *SolarModule LED-Flasher* foram satisfatórios, nesta seção o painel KC130TM será novamente testado utilizando o *SolarModule LED-Flasher*, desta vez na

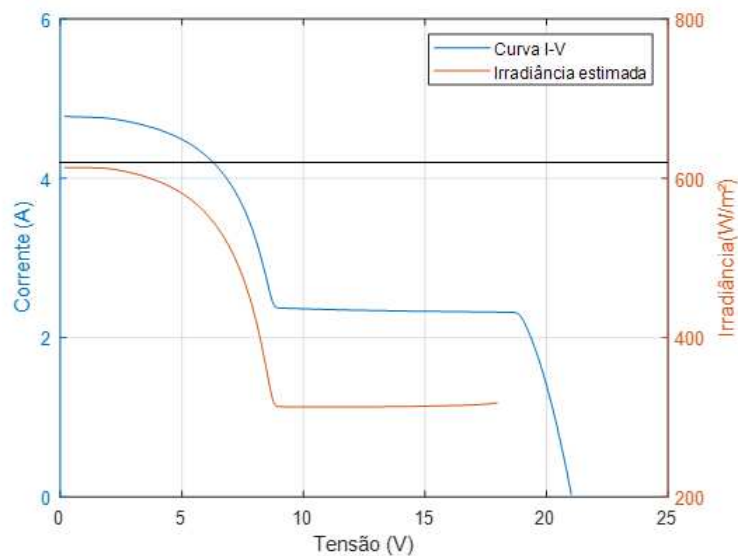
condição de sombreamento parcial induzido.

Figura 39 – Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado sob condição de sombreamento induzido para uma irradiância medida de 620 W/m^2 utilizando o *SolarModule LED-Flasher*.



A Figura 39 ilustra o comportamento do estimador expresso por (4.12) sob a condição de sombreamento parcial. Assim como os outros estimadores, as estimativas de irradiância obtidas por (4.12) tem um comportamento similar ao da curva I-V sob a mesma condição de sombreamento Figura 40.

Figura 40 – Comparação entre a irradiância estimada com o modelo de circuito modificado sob condição de sombreamento induzido e a Curva I-V.



5.4 Discussão dos Resultados

Nesta seção as técnicas de estimação de irradiância estudadas serão discutidas e comparadas com o objetivo de identificar a melhor técnica de estimação de irradiância para o propósito de utilização como ferramenta de monitoração de painéis fotovoltaicos. Na seção 5.2 deste trabalho foram obtidos resultados experimentais para os quatro estimadores estudados, foi possível então observar que para a finalidade de monitoração dos módulos fotovoltaicos, as estimativas de irradiância obtidas são resultados aceitáveis e relativamente precisos até a condição de MPP. Nesta seção as estimativas de irradiância obtidas na seção 5.2 serão avaliadas utilizando o erro médio absoluto (MAE - do inglês *Mean Absolut Error*), e a raiz do erro quadrático médio (RMSE - do inglês *Root Mean Square Error*) para quantificar a precisão dos estimadores estudados.

A média dos erros absolutos (MAE), representa o desvio médio entre a medida observada e predita. Por ser menos afetado por pontos com valores extremos, ou seja, pontos cujos valores são muito maiores que os demais, também chamados "pontos singulares", o MAE é considerado preciso e robusto como medida da habilidade de modelos numéricos em reproduzir a realidade. O MAE é definido por:

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^N |(O_i - P_i)|}{N} \quad (5.1)$$

onde N é o número de pontos a ser avaliado, O_i é o valor observado e P_i corresponde ao valor predito.

Uma outra medida frequentemente utilizada na verificação da acurácia de modelos é o Erro Quadrático Médio (MSE - do inglês *Mean Squared Error*). O MSE difere do MAE, por elevar as diferenças individuais entre os valores estimados e os medidos ao quadrado, sendo desta forma mais sensível a diferenças maiores. O MSE é então definido por:

$$MSE = \frac{\sum_{i=1}^N (O_i - P_i)^2}{N} \quad (5.2)$$

A raiz quadrada de MSE, ou Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE), é utilizada também para expressar a acurácia dos resultados numéricos, mas diferente do MSE o RMSE apresenta a vantagem de expressar valores do erro nas mesmas dimensões da

variável analisada. O RMSE é definido por:

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^N (O_i - P_i)^2}{N} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.3)$$

Analisando primeiramente os dados de estimação dos quatro estimadores, obtidos para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 *Wp* utilizando o *PROFITEST PV* e o equipamento *FieldLogger* com um sensor Tipo k para aquisição de dados de temperatura, o MAE e o RMSE foram avaliados considerando o conjunto de pontos de irradiância obtidos até a região de MPP. Assim as tabelas 5 e 6 foram obtidas, onde o Estimador 1, Estimador 2, Estimador 3 e Estimador 4 referem-se respectivamente ao Estimador de irradiância baseado no modelo de quatro parâmetros, Estimador de irradiância baseado no modelo de cinco parâmetros, Estimador de irradiância independente da temperatura do arranjo e Estimador de irradiância baseado no modelo de circuito modificado.

Tabela 5 – Erro médio absoluto dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 *Wp* considerando os pontos obtidos até a região de máxima potência para uma irradiância de referência de 999 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	44.7339 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	45.3543 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	32.2948 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	50.3581 W/m^2

Tabela 6 – Raiz do erro quadrático médio dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 *Wp* considerando os pontos obtidos até a região de máxima potência para uma irradiância de referência de 999 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	46.3367 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	49.3405 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	36.3218 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	53.2495 W/m^2

Como dito anteriormente, o RMSE é mais sensível aos pontos singulares, ou seja apresenta uma maior sensibilidade aos pontos que estão mais distantes do valor real, por esse motivo o RMSE apresenta valores maiores que o desvio médio entre a medida estimada e a obtida (MAE). Assim, analisando as tabelas 5 e 6 é possível observar que o estimador que apresentou um menor desvio entre o valor estimado e o medido é o Estimador 3, correspondente ao Estimador de irradiância independente da temperatura do arranjo.

Com os dados obtidos para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 *Wp* o

MAE e o RMSE foram também avaliados considerando apenas um conjunto de quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP. Assim as tabela 7 e 8 foram obtidas.

Tabela 7 – Erro médio absoluto dos estimadores avaliados considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp para uma irradiância de referência de $999 W/m^2$.

<i>Estimador 1</i>	28.3232 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	47.9773 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	31.5188 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	39.8895 W/m^2

Tabela 8 – Raiz do erro quadrático médio dos estimadores avaliados considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP para o painel de modelo Astronergy ASM6610P-260 Wp para uma irradiância de referência de $999 W/m^2$.

<i>Estimador 1</i>	31.1081 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	61.0409 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	40.3434 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	49.9046 W/m^2

Pode-se observar que exceto para o Estimador 2, todos os valores de MAE expressos na tabela 7 correspondentes a quatro pontos da região de MPP, são menores que aqueles dispostos na tabela 5. Indicando assim um melhor funcionamento destes estimadores na região de MPP, com maior destaque para os Estimador 1 e Estimador 3.

Na tabela 8, o Estimador 2 apresentou um valor de raiz do erro quadrático médio maior, indicando assim a presença de um ponto cuja diferença entre o valor estimado e o valor real é mais significativa. Assim como nos valores de MAE expressos na tabela 7, os valores de RMSE expressos na tabela 8 indicam que o Estimador 1 e 3 apresentam os melhores resultados na região de MPP.

Na seção 5.2 foi utilizado um painel de outro modelo (modelo KC130TM), para também testar os quatro estimadores estudados. Foi utilizado então o mesmo equipamento de medição, o *PROFITEST PV* e o equipamento *FieldLogger* com um sensor Tipo k para aquisição de dados de temperatura, para obtenção de valores de irradiância. Selecionado os valores de irradiância obtidos até a região de MPP, foi calculado o desvio médio entre o valor estimado e o valor real (MAE), e a raiz do erro quadrático médio (RMSE) conforme pode ser observado respectivamente nas tabela 9 e 10.

Analisando as tabelas 9 e 10 é possível notar que ao utilizar outro painel fotovoltaico, o painel de modelo KC130TM, o Estimador 3 continuou apresentando a menor diferença entre os valores estimados e o valor medido nos dois tipos de medição de erros

Tabela 9 – Erro médio absoluto das estimativas de irradiância obtidas até a região de máxima potência quando utilizado o painel de modelo KC130TM para uma irradiância de referência de 500 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	69.3644 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	68.9370 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	13.4104 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	41.1219 W/m^2

Tabela 10 – Raiz do erro quadrático médio das estimativas de irradiância obtidas até a região de máxima potência quando utilizado o painel de modelo KC130TM para uma irradiância de referência de 500 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	69.8942 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	69.7201 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	17.0477 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	42.4335 W/m^2

escolhidos MAE e RMSE, seguido pelo Estimador 4.

A fim de observar o comportamento dos estimadores de irradiância na região de MPP, foram selecionados quatro pontos da região de MPP obtidos utilizando o painel de modelo KC130TM e o equipamento de medição *PROFITEST PV* e calculados o MAE e o RMSE, vistos respectivamente nas tabelas 11 e 12.

Tabela 11 – Erro médio absoluto considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo de modelo KC130TM para uma irradiância de referência de 500 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	82.2085 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	86.7486 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	28.6512 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	51.6699 W/m^2

Tabela 12 – Raiz do erro quadrático médio dos quatro estimadores avaliados para o painel de modelo KC130TM considerando quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP para uma irradiância de referência de 500 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	82.7036 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	87.5006 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	32.5856 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	53.8212 W/m^2

O mesmo comportamento observado nas tabelas 9 e 10 é confirmado nas tabelas 11 e 12 onde o Estimador de irradiância independente da temperatura do arranjo (Estimador 3) apresentou os menores erros, seguido pelo Estimador de irradiância baseado no modelo

de circuito modificado (Estimador 4).

Por fim, utilizando agora os dados obtidos para o painel de modelo Kyocera KC130TM com outro equipamento de medição, o *SolarModule LED-Flasher*, o MAE e o RMSE foram calculados considerando o conjunto de pontos de irradiância obtidos até a região de MPP. Assim as tabela 13 e 14 foram obtidas.

Tabela 13 – Erro médio absoluto dos pontos obtidos até a região de máxima potência dos quatro estimadores avaliados utilizando o *SolarModule LED-Flasher* com uma irradiância de referência de 615 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	28.7497 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	22.1694 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	16.5075 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	11.5138 W/m^2

Tabela 14 – Raiz do erro quadrático médio dos pontos obtidos até a região de máxima potência dos quatro estimadores avaliados utilizando o *SolarModule LED-Flasher* como equipamento de medição com uma irradiância de referência de 615 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	31.9840 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	27.5198 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	17.8290 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	16.9022 W/m^2

Analisando as tabelas 13 e 14 observa-se que ao modificar o equipamento de medição utilizando o mesmo painel fotovoltaico, as duas medidas de erro analisadas apresentaram melhores resultados para todos os estimadores, com destaque para o Estimador 3 e Estimador 4.

Finalmente, com os dados obtidos para o painel de modelo Kyocera KC130TM com o equipamento de medição *SolarModule LED-Flasher* o MAE e o RMSE foram também avaliados considerando um conjunto de quatro pontos de irradiância obtidos na região de MPP. Assim as tabelas 15 e 16 foram obtidas.

Tabela 15 – Erro médio absoluto dos quatro estimadores avaliados considerando quatro pontos obtidos na região de máxima potência utilizando o *SolarModule LED-Flasher* como equipamento de medição com uma irradiância de referência de 615 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	60.3778 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	77.5857 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	32.6388 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	54.9505 W/m^2

Tabela 16 – Raiz do erro quadrático médio dos quatro estimadores avaliados considerando quatro pontos obtidos na região de máxima potência utilizando o *SolarModule LED-Flasher* como equipamento de medição com uma irradiância de referência de 615 W/m^2 .

<i>Estimador 1</i>	60.3812 W/m^2
<i>Estimador 2</i>	77.7001 W/m^2
<i>Estimador 3</i>	32.8606 W/m^2
<i>Estimador 4</i>	55.0803 W/m^2

Assim como nas tabelas 13 e 14 as medições de erro considerando os quatro "pontos limites" da região de MPP visualizadas nas tabelas 15 e 16 permite eleger o Estimador 3, como o estimador cujos resultados mais se aproximam do valor esperado.

Independente do modelo do painel escolhido (modelo KC130TM ou modelo ASM6610P-260 *Wp*) e do equipamento de medição utilizado, é possível observar ao analisar as tabelas 5 - 16, que de acordo com as medições e testes realizados o Estimador independente da temperatura do arranjo (Estimador 3) se manteve como um dos estimadores mais estáveis dentre os quatro estimadores analisados.

6 Conclusão

Neste trabalho, quatro diferentes estimadores de irradiância foram estudados e submetidos a testes para avaliar a sua utilização como ferramenta de monitoração em centrais solares. Um fator ambiental que influencia diretamente no processo de produção de energia, a irradiância solar é diretamente proporcional à capacidade de geração dos módulos fotovoltaicos. Por tal motivo torna-se importante o conhecimento deste parâmetro em centrais fotovoltaicas.

Ao longo deste trabalho os quatros estimadores de irradiância selecionados: Estimador de Irradiância Baseado no Modelo de Quatro Parâmetros [6]; *Estimador de Irradiância Baseado no Modelo de Cinco Parâmetros* [7]; *Estimador de Irradiância Independente da Temperatura do Arranjo* [8]; e *Estimador de Irradiância Baseado no Circuito de Modelo Modificado* [9] foram estudados e testados experimentalmente. Para tal, foram utilizados dois diferentes equipamentos de medição, o *PROFITEST PV* e o *SolarModule LED-Flasher*, e dois diferentes painéis fotovoltaicos (Astronergy ASM6610P-260 *Wp* e KYOCERA KC130TM).

Os resultados de estimação de irradiância dos quatro estimadores foram exibidos em figuras na seção 5.2, a fim de ilustrar o comportamento dos estimadores de irradiância face o valor real medido. Por meio das figuras, pode-se observar que ao utilizar o equipamento de medição *SolarModule LED-Flasher* as estimativas de irradiância dos quatro estimadores apresentaram um comportamento mais próximo do esperado.

De modo a testar os estimadores estudados com o propósito de identificar sinais de mau funcionamento nos módulos fotovoltaicos, na seção 5.3 foi induzido um sombreamento parcial no módulo fotovoltaico e observado por meio de figuras o comportamento dos estimadores de irradiância nesta condição. Foi possível notar então, que todos os estimadores estudados apresentaram respostas de irradiância que diferiam substancialmente do valor de irradiância emitido pelo flash da máquina.

Por fim na seção 5.4 com o objetivo de traçar um comparativo dentre as técnicas de irradiância, as estimativas de irradiância, calculadas na seção 5.2, foram avaliadas segundo duas medidas de erro, o Erro médio absoluto (MAE) e a Raiz do erro quadrático médio. Foi possível então notar, por meio da análise dos erros que o Estimador de irradiância independente da temperatura do arranjo esteve entre os melhores estimadores em todas

as situações de testes performadas.

Devido a alta correlação entre a irradiância e a geração de energia nos painéis fotovoltaicos é importante que hajam ferramentas de previsão deste parâmetro. Principalmente em usinas de grande porte, utilizar da técnica de estimação de irradiância como ferramenta de monitoração possibilita contribuir para o aumento da eficiência da usina solar. Assim, este trabalho teve a função de estudar, comparar e destacar técnicas de irradiância que podem ser implementadas como ferramentas de monitoração.

6.1 Trabalhos Futuros

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se:

- Utilização de filtros para estimação de irradiância;
- Projeto de estimador de irradiância a partir do modelo de dois ou mais diodos da célula fotovoltaica;
- Projeto de um sistema completo (hardware e software) de aquisição de dados (tensão, corrente e temperatura) e estimação de irradiância;

Referências

- 1 AID. **Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída**. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>. Acesso em: 12.09.2019. Citado na página 1.
- 2 SOSSAN F.AND KOSEK, A. M.; MARTINENAS, S.; MARINELLI, M.; BINDNER, H. W. Scheduling of domestic water heater power demand for maximizing pv self-consumption using model predictive control. **Int. Conf. Innovative Smart Grid Technol**, IEEE, p. 1–5, 2013. Citado na página 1.
- 3 LUTHANDER, R.; WIDÉN, D.; PALM, J. Photovoltaic selfconsumption in buildings: A review. **Appl. Energy**, v. 142, p. 80–94, 2015. Citado na página 1.
- 4 HOSSAIN, M.; SAHA, T.; MITHULANANTHAN, N.; POTA, H. Robust control strategy for PV system integration in distribution systems. **Appl. Energy**, v. 99, p. 355–362, 2012. Citado na página 1.
- 5 NICK, M.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Stochastic day-ahead optimal scheduling of active distribution networks with dispersed energy storage and renewable resources. **Conf. Technol. Sustain.**, IEEE, 2014. Citado na página 1.
- 6 CRISTALDI, L.; FAIFER, M.; ROSSI, M.; TOSCANI, S. Mppt definition and validation: A new model-based approach. In: **2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 594–599. Citado 9 vezes nas páginas 2, 16, 17, 18, 28, 29, 33, 34 e 62.
- 7 SCOLARI, E.; SOSSAB, F.; PAOLONE, M. Photovoltaic-model-based solar irradiance estimators: Performance comparison and application to maximum power forecasting. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 1, p. 35–44, Jan 2018. Citado 5 vezes nas páginas 2, 17, 18, 29 e 62.
- 8 MOSHKARSAR, E.; GHANBARI, T. Real-time estimation of solar irradiance and module temperature from maximum power point condition. **IET Science, Measurement & Technology**, v. 12, May 2018. Citado 6 vezes nas páginas 2, 17, 18, 29, 46 e 62.
- 9 LAUDANI, A.; FULGINEI, F. R.; SALVINI, A.; CARRASCO, M.; MANCILLA-DAVID, F. A fast and effective procedure for sensing solar irradiance in photovoltaic arrays. In: . [S.l.]: International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEIC), 2016. p. 1–4. Citado 6 vezes nas páginas 2, 17, 18, 31, 48 e 62.
- 10 CRISTALDI, L.; FAIFER, M.; PONCI, F.; ROSSI, M. Monitoring of a pv system: the role of the panel model. **Workshop on Applied Measurement for Power Systems**, Aachen, Germany, v. 14, p. 90–95, 2011. Citado 5 vezes nas páginas 2, 13, 16, 20 e 22.
- 11 BROFFERIO, S.; CRISTALDI, L.; TORRE, D.; ROSSI, M. An in-hand model of photovoltaic modules and/or strings for numerical simulation of renewable-energy electric

- power systems. **IEEE Workshop on Environmental Energy and Structural Monitoring Systems (EESMS)**, v. 21, No. 1, p. 14–18, 2010. Citado 5 vezes nas páginas 2, 13, 16, 22 e 23.
- 12 LAUDANI, A.; MANCILLA-DAVID, F.; RIGANTI-FULGINEI, F.; SALVINI, A. Reduced-form of the photovoltaic five-parameter model for efficient computation of parameters. **Solar Energy**, v. 97, p. 122–127, Nov 2013. Citado 7 vezes nas páginas 2, 13, 16, 24, 25, 26 e 31.
- 13 DESOTO, W.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, p. 78–88, Jan 2006. Citado 4 vezes nas páginas 2, 13, 16 e 24.
- 14 TIAN, H.; MANCILLA-DAVID, F.; ELLIS, K.; MULJADI, E.; JENKINS, P. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 86, p. 2695–2706, Sep 2012. Citado 7 vezes nas páginas 2, 13, 18, 24, 30, 31 e 48.
- 15 COOK, G.; BILLMAN, L.; ADCOCK, R. **Photovoltaic Fundamentals**. New York, NY, USA: National Renewable Energy Laboratory, 1995. Citado na página 5.
- 16 ISE., F. **Como customizar o abnTeX2**. 2017. Wiki do abnTeX2. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 23.3.2013. Citado na página 5.
- 17 CRESESEB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.], 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf>. Acesso em: 15.10.2018. Citado na página 5.
- 18 YEH, N.; YEH, P. Organic solar cells: Their developments and potentials. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 21, p. 421–431, 2013. Citado na página 6.
- 19 NOZIK, A. Quantum dot solar cells. **Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures**, v. 14, p. 115–120, April 2002. Citado na página 6.
- 20 CARNEIRO, J. Eletromagnetismo b - módulos fotovoltaicos - características e associações. 2010. Citado na página 6.
- 21 RAMAPRABHA, R.; MATHUR, B. L. A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions. **International Journal of Photoenergy**, v. 12, 02 2012. Citado 3 vezes nas páginas 7, 11 e 12.
- 22 WANG, Y.; HSU, P. Analysis of partially shaded pv modules using piecewise linear parallel branches model. **World Academy of Science, Engineering and Technology**, v. 60, p. 783–789, 2009. Citado na página 7.
- 23 WANG, Y.; HSU, P. An investigation on partial shading of pv modules with different connection configurations of pv cells. **International Journal on Energy**, v. 36, no. 5, p. 3069–3078, 2011. Citado na página 7.
- 24 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 8.

- 25 KERN, E. C.; GULACHENSKI, E. M.; KERN, G. A. Cloud effects on distributed photovoltaic generation: slow transients at the gardner, massachusetts photovoltaic experiment. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 4, n. 2, p. 184–190, June 1989. Citado na página 9.
- 26 LI, H.; LV, F. Study on failure models and degradation rate of pv aged modules in field in Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC). [S.l.: s.n.], 2018. p. 727–730. Citado na página 10.
- 27 QUINTANA, M. A.; KING, D. L.; MCMAHON, T. J.; OSTERWALD, C. R. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In: **Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 1436–1439. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 11.
- 28 LAAMAMI, S.; BENHAMED, M.; SBITA, L. Analysis of shading effects on a photovoltaic array. **International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)**, p. 1–5, March 2017. Citado na página 11.
- 29 QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. **Solar Energy**, v. 56, No. 6, p. 513–520, 1996. Citado na página 11.
- 30 PENG, J.; LU, L.; YANG, H.; HO, K. M.; LAW, P. Experimentally diagnosing the shading impact on the power performance of a pv system in hong kong. **2013 World Congress on Sustainable Technologies (WCST)**, IEEE, p. 18–22, Dec 2013. Citado na página 12.
- 31 BABASAKI, T.; HIGUCHI, Y. Using pv string data to diagnose failure of solar panels in a solar power plant. In: **2018 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–4. ISSN 0275-0473. Citado na página 12.
- 32 KHEZZAR, R.; ZEREG, M.; KHEZZAR, A. Comparative study of mathematical methods for parameters calculation of current-voltage characteristic of photovoltaic module. In: **2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering - ELECO 2009**. [S.l.: s.n.], 2009. p. I-24–I-28. Citado 4 vezes nas páginas 13, 20, 21 e 22.
- 33 VILLALVA, M.; GAZOLI, J.; FILHO, E. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 24, p. 1198 – 1208, June 2009. Citado na página 13.
- 34 MOKHLISS, H.; RAÏS, K. New use of the photovoltaic cells and modules current-voltage characteristic to extract the simple diode model parameters. In: . [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado na página 14.
- 35 GOMES, R. C. M.; VITORINO, M. A.; CORRÊA; FERNANDES, D. A.; WANG, R. Shuffled complex evolution on photovoltaic parameter extraction: A comparative analysis. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 2, p. 805–815, 2017. ISSN 1949-3029. Citado na página 14.

- 36 BABU, B. C.; GURJAR, S. A novel simplified two-diode model of photovoltaic (pv) module. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 4, p. 1156–1161, July 2014. ISSN 2156-3381. Citado na página 14.
- 37 NISHIOKA, K.; SAKITANI, N.; URAOKA, Y.; FUYUKI, T. Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, p. 1222–1227, 08 2007. Citado na página 14.
- 38 ELAZAB O. S. AMD HASANIEN, H. M.; ELGENDY, M. A.; ABDEEN, A. M. Parameters estimation of single- and multiple-diode photovoltaic model using whale optimisation algorithm. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, 07 2018. Citado na página 15.
- 39 SOON, J. J.; LOW, K. Optimizing photovoltaic model for different cell technologies using a generalized multidimension diode model. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 10, p. 6371–6380, 2015. ISSN 0278-0046. Citado na página 15.
- 40 CARRASCO, M.; MANCILLA-DAVID, F.; ORTEGA, R. An estimator of solar irradiance in photovoltaic arrays with guaranteed stability properties. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 7, p. 3359–3366, July 2014. Citado na página 16.
- 41 VELASCO-QUESADA, G.; GUINJOAN-GISPert, F.; PIQUE-LOPEZ, R.; ROMAN-LUMBRERAS, M.; CONESA-ROCA, A. Electrical pv array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected pv systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 11, p. 4319–4331, Nov 2009. Citado na página 17.
- 42 HUSAIN, N. S.; ZAINAL, N. A.; SINGH, B. S. M.; MOHAMED, N. M.; NOR, N. M. Integrated pv based solar insolation measurement and performance monitoring system. In: **2011 IEEE Colloquium on Humanities, Science and Engineering**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 710–715. Citado na página 17.
- 43 CRUZ-COLON, J.; MARTINEZ-MITJANS, L.; ORTIZ-RIVERA, E. I. Design of a low cost irradiance meter using a photovoltaic panel. In: **2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 002911–002912. Citado na página 17.
- 44 TAN, R. H. G.; TAI, P. L. J.; MOK, V. H. Solar irradiance estimation based on photovoltaic module short circuit current measurement. In: **2013 IEEE International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Applications (ICSIMA)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–4. Citado na página 17.
- 45 BAHIR, L. E.; HASSBOUN, T.; DRISS, Y. A.; ADNANI, M. E. Estimator of local solar irradiation based on a pv model. In: **2015 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 178–183. Citado na página 17.
- 46 ZHOU, H.; SUN, W.; LIU, D.; ZHAO, J.; YANG, N. The research of daily total solar-radiation and prediction method of photovoltaic generation based on wavelet-neural network. In: **2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–5. Citado na página 18.

- 47 WATETAKARN, S.; PREMRUDEEPPREECHACHARN, S. Forecasting of solar irradiance for solar power plants by artificial neural network. In: **2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. Citado na página 18.
- 48 DENG, F.; SU, G.; LIU, C.; WANG, Z. Prediction of solar radiation resources in china using the ls-svm algorithms. In: **2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE)**. [S.l.: s.n.], 2010. v. 5, p. 31–35. Citado na página 18.
- 49 ZHANG, N.; BEHERA, P. K. Solar radiation prediction based on recurrent neural networks trained by levenberg-marquardt backpropagation learning algorithm. In: **2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7. Citado na página 18.
- 50 CHAN, D.; PHANG, J. Analytical methods for the extraction of solarcell single- and double-diode model parameters from i-v characteristics. **IEEE Transactions on Electron Devices**, v. 34, No. 3, p. 286–293, 1984. Citado na página 21.
- 51 WALKER, G. Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model. **Journal of Electrical & Electronics Engineering**, Australia, IEAust, v. 21, No. 1, p. 49–56, 2001. Citado na página 22.
- 52 MATAGNE, E.; CHENNI, R.; BACHTIRI, R. E. A photovoltaic cell model based on nominal data only. **International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives**, p. 562–565, 2007. Citado na página 22.
- 53 ADAMO, F.; ATTIVISSIMO, F.; SPADAVECCHIA, M. A tool for photovoltaic panels modeling and testing. In: **2010 IEEE Instrumentation Measurement Technology Conference Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1463–1466. ISSN 1091-5281. Citado na página 23.
- 54 CHIKH, A.; CHANDRA, A. An optimal maximum power point tracking algorithm for pv systems with climatic parameters estimation. **IEE Trans Sustain Energy**, IEEE, v. 6, p. 644–652, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 29, 30 e 46.
- 55 CHIKH, A.; CHANDRA, A. Adaptive neuro-fuzzy based solar cell model. **Renewable Power Generation, IET**, Aug, p. 679–686, 08 2014. Citado na página 30.