

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VALIDAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS MATEMÁTICOS APLICADOS NA  
PREVISÃO DE DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

FABRÍCIO MENEZES MARES

DM 26 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FABRÍCIO MENEZES MARES

VALIDAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS MATEMÁTICOS APLICADOS NA  
PREVISÃO DE DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

DM 26 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FABRÍCIO MENEZES MARES

VALIDAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS MATEMÁTICOS APLICADOS NA  
PREVISÃO DE DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientado por: Prof<sup>o</sup> Dr. Wilson Negrão Macêdo

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2019

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD**  
**Biblioteca do ITEC/UFPA- Belém-PA**

---

M325 Mares, Fabrício Menezes, 1993-  
Validação de diferentes modelos matemáticos  
aplicados na previsão de desempenho de geradores  
fotovoltaicos / Fabrício Menezes Mares.  
- 2019.

Orientador: Wilson Negrão Macêdo Dissertação

(Mestrado) – Universidade Federal  
do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2019.

1.Geração de energia fotovoltaica – Modelos  
matemáticos. 2.Sistemas de energia fotovoltaica.  
I.Título.

CDD 23. ed. – 6 2 1 . 3 1 2 4 4

---

Elaborado por Lucicléa S. de Oliveira – CRB-2/648

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

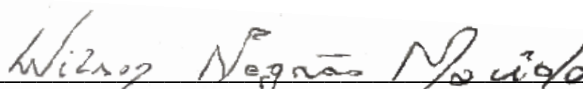
**“VALIDAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS MATEMÁTICOS APLICADOS NA  
PREVISÃO DE DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS”**

**AUTOR: FABRÍCIO MENEZES MARES**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 04/09/2019


BANCA EXAMINADORA:



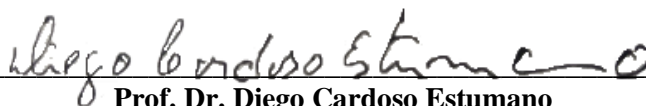
**Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo**  
(Orientador – PPGEE/UFPA)



**Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo**  
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



**Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira**  
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)



**Prof. Dr. Diego Cardoso Estumano**  
(Avaliador Externo ao Programa – PPGEP/UFPA)



**Prof. Dr. Luis Guilherme Monteiro de Oliveira**  
(Avaliador Externo – PUC/MINAS)

**VISTO:**



**Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes**  
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

**DEDICATÓRIA**

Ao meu amado filho, Fabrício Jr.

Aos meus pais, Rosana Menezes e Francisco Mares.

A minha querida esposa Moana Silva.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente sinto-me imensamente agradecido a Deus, O grande mestre, pelo dom da vida, pela coragem e força que me foi dada para chegar até este ponto.

Em seguida à minha mãe, Rosana Menezes, que nunca mediu esforços, sejam eles financeiros e/ou físicos, apoiando-me sempre em minhas decisões, principalmente no que se refere à educação, seja ela dentro ou fora de ambientes institucionais. Ao meu pai, Francisco Mares, pelos sábios conselhos que me foram e são dados até hoje. Além do meu irmão, Francinaldo Mares, e todos os meus familiares em geral que contribuíram de forma direta ou indireta para formação do meu caráter e pessoa que sou hoje.

Agradeço também à minha esposa, Moana Silva, pelo incondicional apoio e carinho, me amparando sempre que precisei e que nunca mediu esforços para apoiar minhas decisões e me contrariar durante as várias vezes em que pensei desistir. Ao meu filho, Fabrício Jr, o qual foi o principal responsável pelo meu rápido amadurecimento e pela motivação para todo esforço empregado para chegar a este momento.

Ao meu professor, orientador e amigo, Wilson Negrão, que apesar da imensa carga de trabalho não mediu esforços para sempre me orientar e me ajudar em tudo que precisei no desenvolvimento deste e de outros trabalhos, além dos conselhos de sabedoria e experiência que me foram compartilhados.

Ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), por toda infraestrutura disponibilizada, sob coordenação atual do Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira, sucessor do Prof. Dr.-Ing João Tavares Pinho, os quais merecem meus sinceros agradecimentos pela acolhida. Além de toda a equipe de professores e pesquisadores.

Agradeço também por todo apoio financeiro disponibilizado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), vinculada ao Ministério da Educação, o qual sem este não seria possível o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa e muito menos a permanência no programa.

E por fim, porém não menos importante, à toda família GEDAE, em especial à equipe do Laboratório de Energia Solar, com destaque para: Marinaldo Rodrigues, que sempre me ajudou desde a época da graduação, e na entrada do programa, bem como no desenvolvimento deste trabalho não foi diferente, ao Mailson, Pedro, José de Aritmatéia, José Amancio, André, Ivan, Heliana, Leonam, Arthur, Wesley, Thiago Brito, Cláudio e Vilson, além da equipe técnica e administrativa (Orlando e Camila) pela grande parceria e momentos compartilhados.

## SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	X
LISTA DE TABELAS.....	XII
LISTA DE SIGRAS E ABREVIATURAS .....	XVI
RESUMO.....	XVII
ABSTRACT .....	XVIII
INTRODUÇÃO.....	1
Objetivo Geral .....	3
Objetivos Específicos .....	3
Metodologia.....	3
Organização do Trabalho.....	5
<b>1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA E CARACTERIZAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS .....</b>	<b>6</b>
1.1 Modelagem e sua aplicação nas ciências.....	6
1.2 Modelos matemáticos .....	7
1.3 Aplicações de modelos matemáticos .....	8
1.4 Modelos matemáticos e sua aplicabilidade em sistemas fotovoltaicos .....	9
1.5 Evolução histórica de softwares aplicados ao estudo de sistemas fotovoltaicos.....	12
1.6 Principais softwares utilizados para emular o comportamento dos sistemas .....	13
1.6.1 Programas de mercado ou disponibilizados gratuitamente .....	14
1.6.2 Programas com características não comerciais e de uso restrito .....	18
<b>2 MODELAGEM DE GERADORES FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>20</b>
2.1 Modelos de potência.....	20
2.1.1 Modelo empírico.....	20
2.1.2 Modelo do coeficiente de temperatura para potência.....	23
2.1.3 Modelo adaptado do coeficiente de temperatura para potência .....	24
2.1.4 Modelo PVFORM .....	25
2.1.5 Modelo de potência MPPT .....	26
2.1.6 Modelo não-linear de cinco pontos (ou cinco parâmetros) .....	27
2.1.7 Modelo simplificado.....	28
2.1.8 Modelo de Anderson .....	30



2.1.9 Modelo de HOMER.....	31
2.1.10 Modelo analítico .....	33
2.1.11 Modelo de Bleasser .....	36
2.2 Modelos baseados nos circuitos equivalentes .....	37
2.2.1 Modelo baseado no circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica .....	37
2.2.2 Modelo baseado no circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica.....	40
2.2.3 Modelo baseado no circuito equivalente ideal com $f_{FV}$ aplicado.....	41
<b>3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....</b>	<b>44</b>
3.1 Descrição estrutural e de componentes do sistema .....	44
3.2 Processo de coleta e tradução de dados .....	48
3.3 Características dos módulos fotovoltaicos utilizados .....	50
<b>4 RESULTADOS E AVALIAÇÕES ESTATÍSTICAS.....</b>	<b>52</b>
4.1 Figuras de mérito usadas nas avaliações estatísticas.....	52
4.1.1 Indicadores para análise estatística tradicional.....	53
4.1.2 Indicadores para análise estatística comparativa .....	55
4.2 Aplicação dos modelos matemáticos.....	57
4.3 Análise estatística tradicional (descritiva) .....	65
4.4 Análise estatística comparativa .....	85
4.5 Ordenação qualitativa dos modelos matemáticos aplicados neste trabalho .....	94
<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>97</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>101</b>
<b>APÊNDICE A - Comportamento de <math>P_{mp}</math> e Energia estimada matematicamente versus valores medidos para os módulos usados .....</b>	<b>108</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Layout de um processo de modelagem completo para um sistema fotovoltaico com saída C.A.....	12
Figura 2.1 – Influência da temperatura na tensão dos módulos fotovoltaicos (coeficientes de temperatura).....	21
Figura 2.2 – Influência da temperatura na corrente dos módulos fotovoltaicos (coeficientes de temperatura).....	22
Figura 2.3 – Curva I-V e P-V características.....	34
Figura 2.4 – Circuitos equivalentes das células fotovoltaicas: (a) modelo ideal; (b) modelo de um diodo (real); (c) modelo de dois diodos.....	37
Figura 3.1 – Visão panorâmica do sistema objeto de estudo.....	44
Figura 3.2 – Vistas do sistema de monitoramento utilizado no estudo .....	45
Figura 3.3 – Sensor de irradiância ISET-02434 .....	45
Figura 3.4 – Sensor de temperatura PT1000 .....	46
Figura 3.5 – Quadro de conexão e aquisição de dados.....	46
Figura 3.6 – Esquemático do processo de aquisição de dados e envio da informação à intranet do GEDAE.....	47
Figura 3.7 – Ambiente virtual dos datacenters de módulos monitorados .....	48
Figura 3.8 – Organização do arquivo de dados coletados e tamanhos médios para análise ....	49
Figura 3.9 – Módulos utilizados: (a) Day4Energy - 60MCI; (b) Kyocera - KD250GH-4FB2; (c) Yingli - YGLY245P; (d) Solar World – SW230. ....	50
Figura 4.1 – Comportamento de $P_{mp}$ e Energia gerada para os diferentes módulos utilizados	58
Figura 4.2 – Comportamento de $P_{mp}$ e Energia estimada matematicamente versus valores medidos para o módulo KD250GH-4FB2 da fabricante Kyocera. ....	62
Figura 4.3 – Código de cores utilizado para verificação ordinal da variabilidade de cada modelo em relação à categorização por irradiância.....	65
Figura 4.4 – Evolução das variabilidades observadas do modelo empírico (ME) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	66
Figura 4.5 – Evolução das variabilidades observadas do modelo do coeficiente de temperatura (M1) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.....	67
Figura 4.6 – Evolução das variabilidades observadas do modelo adaptado do coeficiente de temperatura (M2) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .....	69
Figura 4.7 – Evolução das variabilidades observadas do modelo PVFORM (M3) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	70
Figura 4.8 – Evolução das variabilidades observadas de potência MPPT (M4) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	71
Figura 4.9 – Evolução das variabilidades observadas do modelo não-linear de cinco pontos (M5) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.....	72
Figura 4.10 – Evolução das variabilidades observadas modelo analítico (M6) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	73
Figura 4.11 – Evolução das variabilidades observadas modelo simplificado (M7) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	74
Figura 4.12 – Evolução das variabilidades observadas modelo de Anderson (M8) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	76
Figura 4.13 – Evolução das variabilidades observadas modelo de Bleasser (M9) durante as	

estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	77
Figura 4.14 – Evolução das variabilidades observadas modelo HOMER (M10) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .	78
Figura 4.15 – Evolução das variabilidades observadas modelo do circuito equivalente ideal (M11) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI .....	79
Figura 4.16 – Evolução das variabilidades observadas modelo do circuito equivalente ideal com fFV aplicado (M12) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.....	81
Figura 4.17 – Evolução das variabilidades observadas modelo do circuito equivalente real (M12) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.....	82
Figura 4.18 – Código de cores utilizado para verificação do 1º menor e o 2º menor valor do indicador quando comparado todos os modelos em uma mesma categoria .....	83
Figura 4.19 – Comportamento de $P_{mp}$ e Energia medidas versus estimadas por M6.....	93

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Principais programas computacionais com características comerciais .....	17
Tabela 2.1 – Típicos valores de fator de redução unitários destacados na literatura e adotados .....	33
Tabela 2.2 – Fator de idealidade (m) característico por tecnologia fotovoltaica .....	39
Tabela 3.1 – Identificação dos módulos fotovoltaicos utilizados no processo de aquisição de dados .....	50
Tabela 3.2 – Principais características dos módulos utilizados na STC .....	51
Tabela 4.1 – Extrato dos dados coletados para os módulos utilizados nas experimentações...	59
Tabela 4.2 – Modelos matemáticos aplicados e respectivas abreviaturas utilizadas.....	61
Tabela 4.3 – Energia acumulada medida, estimada e respectivos erros percentuais.....	64
Tabela 4.4 – Análise descritiva do modelo empírico (ME) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	65
Tabela 4.5 – Análise descritiva do modelo do coeficiente de temperatura (M1) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	67
Tabela 4.6 – Análise descritiva do modelo adaptado do coeficiente de temperatura (M2) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	68
Tabela 4.7 – Análise descritiva do modelo PVFORM (M3) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	69
Tabela 4.8 – Análise descritiva do modelo de potência MPPT (M4) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	70
Tabela 4.9 – Análise descritiva do modelo não-linear de cinco pontos (M5) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	72
Tabela 4.10 – Análise descritiva do modelo analítico (M6) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	73
Tabela 4.11 – Análise descritiva do modelo simplificado (M7) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	74
Tabela 4.12 – Análise descritiva do modelo de Anderson (M8) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	75
Tabela 4.13 – Análise descritiva do modelo de Bleasser (M9) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	76
Tabela 4.14 – Análise descritiva do modelo HOMER (M10) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	77
Tabela 4.15 – Análise descritiva do modelo do circuito equivalente ideal (M11) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	79
Tabela 4.16 – Análise descritiva do modelo do circuito equivalente ideal com $f_{FV}$ aplicado (M12) durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.....	80
Tabela 4.17 – Análise descritiva do modelo do circuito equivalente real (M13) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos .....	81
Tabela 4.18 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo YGLY245P.....	83
Tabela 4.19 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo SW230 .....	84
Tabela 4.20 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo KD250GH-4FB2 .....	84
Tabela 4.21 – Verificação do modelo é mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo 60MCI .....	85
Tabela 4.22 – Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa de desempenho do	

módulo YGLY245P.....	86
Tabela 4.23 – Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa de desempenho do módulo SW230 .....	88
Tabela 4.24– Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa do módulo KD250GH-4FB2 .....	89
Tabela 4.25 – Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa de desempenho do módulo 60MCI .....	91
Tabela 4.26 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de exatidão, para estimar o desempenho de casa módulo: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI	92
Tabela 4.27 – Classificação qualitativa dos modelos matemáticos, considerando uma relação de compromisso entre precisão, exatidão e esforço .....	95

### LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
UFPA	Universidade Federal do Pará
CRESESB	Centro de Referência de Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
c.c	Corrente Contínua
c.a	Corrente Alternada
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFVB	Sistema Fotovoltaico de Irrigação e Bombeamento
SA	Sistema de Aquecimento Solar
SE	Sistema Eólico
SG	Sistema Geotérmico
SB	Sistema de Biomassa
IC	Índice Geral de Classificação
Poli-Si	Silício Policristalino
Mono-Si	Silício Monocristalino
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
CdTe	Telureto de Cádmio
GaAs	Arseneto de Gálio
CIS	Seleneto de Cobre, Índio e Gálio
MAE	Média dos erros absolutos
MSE	Média dos erros quadráticos
RMSE	Diferença média quadrática
MBE	Média dos desvios
HTJ	<i>Hybrid Tunneling-Junction</i>
JPL	<i>Sandstrom Jet Propulsion Laboratory</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SNL	<i>Sandia National Laboratories</i>
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewable</i>
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
STC	<i>Standart Test Conditions</i> (condições padrões de ensaio)
$P_{mp}$	Potência em ponto de máxima
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$I_{mp}$	Corrente em ponto de máxima
$V_{mp}$	Tensão em ponto de máxima
$\mu V_{oc}$	Coefficiente de temperatura para tensão de circuito aberto

$\mu_{V_{mp}}$	Coeficiente de temperatura para tensão de máxima potência
$\mu_{I_{sc}}$	Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito
$\mu_{I_{mp}}$	Coeficiente de temperatura para corrente de máxima potência
$\mu_{P_{fv}}$	Coeficiente de temperatura para potência em uma dada condição
$\mu_{P_{mp}}$	Coeficiente de temperatura para potência em ponto de máxima
$P_{FV}^0$	Potência nominal do gerador/módulo fotovoltaico
$H_{t,\beta}$	Irradiância incidente no plano do gerador
$X_{ref}$	Parâmetro sob as condições padrões de ensaio (STC)
$T_c$	Temperatura equivalente de operação das células
$k$	Fator de correção adimensional para irradiância
$P_{mp (calc)}$	Valor teórico ideal de máxima potência
$P_{mp (meas)}$	Valor de máxima potência obtido em situação de baixa irradiância
$c_1$	Coeficiente para considerar a variação da potência com a irradiância
$\alpha$	Fator para considerar efeitos não-lineares entre a corrente e a irradiância
$\beta$	Coeficiente adimensional específico para a tecnologia fotovoltaica do módulo
$\gamma$	Fator que considera as não-linearidades entre a tensão e a temperatura
$FF$	Fator de forma
$\Delta V(H)$	Termo de correção da tensão em função da irradiância
$V_{OCm}$	Tensão de circuito aberto traduzida da STC
$I_t$	Corrente de curto circuito em uma dada condição de irradiância
$C_1$ e $C_2$	Fatores de correção aplicados no modelo simplificado
$\delta$	Coeficiente de irradiância aplicado ao modelo de Anderson
$f_{FV}$	Fator de redução aplicado ao modelo HOMER
$v_{oc}$	Tensão de circuito aberto normalizada aplicada ao modelo analítico
$r_s$	Resistência série normalizada aplicada ao modelo analítico
$FF_0$	Fator de Forma normalizado aplicado ao modelo analítico
$V_t$	Tensão térmica
$K$	Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$ J / K)
$q$	Carga elétrica do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$ C)
$T$	Temperatura absoluta da célula ( $0^\circ$ C = $273,16^\circ$ K)
$a$ e $b$	Parâmetros adimensionais aplicados ao modelo analítico
$R_{sh}$	Resistência shunt ou paralela
$R_s$	Resistência série
$I_{cel}$	Corrente gerada por uma célula fotovoltaica
$I_{ph}$	Corrente fotogerada
$I_D$	Corrente do diodo no escuro
$I_0$	Corrente de saturação reversa ou de recombinação
$m$	Fator de idealidade do diodo

$V$	Tensão nos terminais de uma célula/módulo
$I_{Rp}$	Corrente que circula pela resistência paralela
$P_{mp(CI)}$	Potência máxima obtida a partir de equações baseadas no circuito ideal
$\eta$	Eficiência do módulo fotovoltaico (%)
$\bar{x}$	Média aritmética
$x_n$	Valor das medições ou estimativas obtidas através dos modelos
$N$	Número de pontos medidos ou avaliados
$\sigma^2$	Variância populacional
$X_i$	Ponto médio de cada classe
$f_i$	Frequência absoluta simples
$\sigma$	Desvio padrão
$Cv$	Coefficiente de variação
$O_i$	Valor observado (medido)
$E_i$	Valor estimado a partir da modelagem matemática característica
ME	Modelo empírico
M1	Modelo do coeficiente de temperatura para potência
M2	Modelo adaptado do coeficiente de temperatura para potência
M3	Modelo PVFORM
M4	Modelo de potência MPPT
M5	Modelo não-linear de cinco pontos
M6	Modelo analítico
M7	Modelo simplificado
M8	Modelo de Anderson
M9	Modelo de Bleasser
M10	Modelo de HOMER
M11	Modelo baseado no circuito equivalente ideal
M12	Modelos baseados no circuito equivalente ideal com fator de redução
M13	Modelo baseado no circuito equivalente real



## RESUMO

Dentre os dispositivos que garantem a geração de energia elétrica por meio do processo de conversão fotovoltaica, destaca-se o módulo fotovoltaico, o qual é unidade básica de um gerador fotovoltaico. A revisão da literatura revelou que existem diversos modelos matemáticos utilizados com o fim de prever o desempenho de módulos. Entretanto, de uma forma geral, todos eles podem ser classificados em duas categorias: modelos de potência e modelos baseados nos circuitos equivalentes da célula/módulo fotovoltaico. Portanto, neste trabalho foram selecionados ao todo 14 modelos, sendo 11 destes de potência, 2 baseados em circuitos equivalentes e 1 que é a composição de ambos, porém todos com o objetivo de estimar a potência máxima ( $P_{mp}$ ), uma vez que esta reflete o ponto operacional almejado em um determinado sistema. O processo avaliativo dos modelos selecionados foi feito a partir de duas abordagens estatísticas: a descritiva, também referida como tradicional; e a comparativa, que busca relacionar as estimativas *versus* os valores medidos e admitidos como referência. Para isso, foram utilizados 4 módulos fotovoltaicos diferentes, porém de uma mesma tecnologia (policristalina), medidos experimentalmente utilizando um sistema de monitoramento instalado na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE/UFPa). As avaliações estatísticas permitiram identificar os modelos mais aderentes, tanto em termos de precisão como de exatidão. Entretanto, é importante ressaltar que isso não é suficiente para determinar um único melhor modelo, pois dependendo dos objetivos de aplicação, pode ser que o esforço seja um fator determinante, ou até mais importante que a própria acurácia do mesmo. Portanto, além das avaliações estatísticas, ao fim deste trabalho apresenta-se uma classificação ordinal dos modelos aqui aplicados, considerando uma relação de compromisso estabelecida entre precisão, exatidão e esforço.

**PALAVRAS-CHAVES:** *Módulos Fotovoltaicos, Modelos de Desempenho, Avaliações Estatísticas.*

**ABSTRACT**

Among the devices that guarantee the generation of electricity through the photovoltaic conversion process the module is the basic unit of a photovoltaic generator. The literature review revealed that exists various mathematical models used to predict the performance of modules. However, in general, they can be classified into two categories: power models and models based on the equivalent photovoltaics cell/module circuits. Therefore, in this work 14 models were selected, being 11 of power, 2 based on equivalent circuits and 1 which is the composition of both, but all with the objective of estimating the maximum power ( $P_{mp}$ ), which reflects the desired operating point on a given system. The evaluation process of the selected models was made from two statistical approaches: the descriptive, also referred to as traditional; and the comparative, which seeks to relate the estimates *versus* the measured values and admitted as reference. For this, 4 different photovoltaic modules were used, but of the same technology (polycrystalline), experimentally measured using a monitoring system installed in the testing area of the Study Group and Development of Energy Alternatives (GEDAE / UFPa). Statistical evaluations made it possible to identify the most adherent models, both in terms of precision and accuracy. However, it is important to emphasize that this is not enough to determine a single best model, because depending on the application objectives, it may be that the effort is a determining factor, or even more important than its accuracy. Thus, besides the statistical evaluations, at the end of this work an ordinal classification of the models is presented, considering a compromise relationship established between precision, accuracy and effort.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Modules, Performance Models, Statistical Evaluations.

## INTRODUÇÃO

Eletricidade tornou-se item de necessidade primária para sociedade moderna, inclusive, no Brasil, sob a perspectiva da Lei 7.783 de 28 de junho de 1989, no seu artigo 10, o serviço de fornecimento de energia elétrica foi classificado como essencial. No entanto, nos últimos anos, devido ao aumento significativo da demanda por energia elétrica (seja pelo crescimento populacional, avanço tecnológico industrial ou para a simples elevação do conforto humano) o homem tem buscado constantemente por alternativas energéticas, sejam elas renováveis ou não.

No Brasil, a crescente demanda supracitada, está sendo atendida em grande parte por fontes térmicas não renováveis (como óleo, carvão e gás natural), em um processo chamado por Pereira *et al.* (2017) de “carbonização da matriz elétrica brasileira”. Dados recentes mostram que o uso desse tipo de energia, incluindo a nuclear, chegaram a responder por quase 17% do total de energia ofertada internamente em 2018, com um caso mais crítico em 2015 com quase 26% de toda matriz correspondendo à não renováveis, enquanto a geração hidráulica sofreu um decréscimo entre os anos de 2011 e 2015, fato que se deu principalmente devido às graves estiagens enfrentadas nesse período. Este recuo na participação hidráulica foi compensado, na época, principalmente, pelo aumento no aproveitamento eólico perante o avanço da geração térmica a base de gás natural e derivados do petróleo (MME, 2019; PEREIRA *et al.*, 2017).

Assim como o aproveitamento eólico, a energia solar pode desempenhar um importante papel na matriz elétrica brasileira, pois o país apresenta favoráveis condições climáticas para isso (radiação solar e vento abundantes). O aproveitamento da energia solar pode ser realizado de três formas: a fotovoltaica, a arquitetura bioclimática (aproveitamento passivo) e a solar térmica. Este trabalho está mais direcionado para o fotovoltaico, o qual trata-se da conversão direta da radiação solar em eletricidade, por meio da sua incidência sob forma de luz, em certos materiais, particularmente semicondutores (PEREIRA *et al.*, 2017; PINHO e GALDINO, 2014; PINHO *et al.*, 2008).

O aproveitamento da energia solar fotovoltaica foi um dos que mais cresceu nos últimos anos. Há uma série de explicações para este fato, dentre elas a progressiva redução dos valores monetários envolvidos na aquisição e instalação dos sistemas ao longo dos anos, tornando sua utilização cada vez mais viável, em especial em escala residencial. Países como a Alemanha e os Estados Unidos, passaram a incentivar tais aquisições, mas para isso fez necessário a criação de normas e regulamentos que contemplassem aqueles que optassem pela energia solar.

Um marco no Brasil para esse tipo de aproveitamento da energia solar foi quando a ANEEL regulamentou em 2012, através da Resolução Normativa 482, o processo de entrada da geração distribuída em forma de micro e minigeração de energia elétrica, possibilitando aos usuários “abater” das suas contas de energia o excedente produzido pelos seus respectivos sistemas geradores. Esse modelo adotado ficou conhecido como Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Devido aos avanços tecnológicos da tecnologia fotovoltaica, os sistemas passaram a ser cada vez mais populares no país, principalmente os conectados à rede elétrica (SFCE). Assim, tornou-se necessário realizar algumas atualizações na norma, surgindo assim a Resolução Normativa 687 em 2015, e mais recentemente a Normativa 786 de 2017.

Dentre os dispositivos utilizados em um sistema de geração de energia elétrica por meio do processo de conversão fotovoltaica, destaca-se o gerador fotovoltaico, o qual pode ser composto por um ou mais módulos associados em série e/ou paralelo a fim de se obter os níveis desejados de tensão e corrente. Entretanto, é de fundamental importância avaliar o desempenho dos sistemas a fim de garantir uma geração eficiente e evitar problemas operacionais, como os associados ao uso de módulos pouco eficientes por exemplo.

Basicamente, existem duas formas de avaliar a dinâmica dos sistemas fotovoltaicos. Uma, é através do monitoramento de dados coletados por meio de instalações típicas, conforme realizado por (HIUDE *et al.*, 2017; WANG e SUEYOSHI, 2017; ROUMPAKIAS e STAMATELOS, 2017; TAHRI *et al.*, 2018). A outra, é por meio simulação computacional. Esta segunda desempenha um importante papel, mesmo quando há um monitoramento experimental, pois é possível observar os diferentes efeitos produzidos em um determinado gerador fotovoltaico, bem como avaliar as respectivas causas que os produzem, antes mesmo da observação a sol real. Entretanto, as simulações necessitam de realimentação a partir de dados medidos a fim de validar o modelo desenvolvido. Sendo assim, pode-se concluir que ambas as formas de avaliação são complementares, conforme o entendimento de diversos autores (MONDOL *et al.*, 2005; LEE *et al.*, 2017; LUZ *et al.*, 2018; PAVAN *et al.*, 2017).

Os resultados oriundos deste trabalho são importantes para o processo de estimativa de geração, possibilitando por meios de análises estatísticas (descritiva e comparativa) observar as variabilidades entre os modelos e os valores reais obtidos experimentalmente. Esse tipo de avaliação permite identificar os modelos mais indicados, em termos de precisão (dispersão em relação a uma série de medições), exatidão (proximidade do valor verdadeiro ou de referência) e esforço empregado (tanto computacional como no processo de obtenção das variáveis). Tornando-se de grande relevância quando deseja-se estudar a dinâmica das variáveis elétricas

(e. g. potência) ao longo do tempo, o que caracteriza processos de avaliação de desempenho entre geradores fotovoltaicos, por exemplo. Além disso, considerar modelos mais coerentes durante a construção de um programa computacional é um diferencial, principalmente quando aplicados ao processo de dimensionamento, pois permite prever a geração de energia elétrica.

Para Vera *et al.* (2008) a representação de um modelo real através de um modelo matemático é algo determinante para os processos de simulação, pois garante a tradução da dinâmica de um sistema em diferentes condições de operação. Assim, basicamente, a construção de um modelo consiste em desenvolver uma equação matemática ou um conjunto delas, considerando uma série de parâmetros, bem como verificar qual a influência que eles podem exercer no processo de geração e em cada um dos componentes envolvidos.

## **Objetivo Geral**

Este trabalho tem por principal finalidade validar modelos matemáticos existentes na literatura e usados para simular (prever) o desempenho de geradores fotovoltaicos, com o intuito de avaliar comparativamente tais modelos, identificando suas vantagens, desvantagens e limitações.

## **Objetivos Específicos**

- Avaliar comparativamente os diferentes modelos de previsão de desempenho com dados medidos a fim de validar tais modelos;
- Identificar os modelos mais indicados para cada contexto de aplicação;
- Observar as variabilidades entre os modelos de desempenho e os valores medidos e assumidos como referência;
- Verificar as principais limitações de cada modelo de desempenho;
- Criar uma metodologia de ordenação dos modelos baseado na avaliação experimental desenvolvida.

## **Metodologia**

O uso de modelos matemáticos não se restringe apenas às aplicações de Engenharia. Áreas, em que contextualmente se acredita ser pouco provável sua aplicação, como saúde por exemplo, também se utiliza de modelagem matemática, principalmente em procedimentos de diagnóstico de doenças. Entretanto, é no desenvolvimento de *softwares* que de fato a modelagem matemática ganhou maior destaque, uma vez que os programas para simulações computacionais são resultados diretos da aplicação prática/lógica dos modelos.

A emancipação das ferramentas computacionais se deu, principalmente, devido ao relativo baixo custo e redução no tempo despendido durante as avaliações. Contudo, dependendo do grau de acurácia desejado para o processo de análise, mais complexa a modelagem do sistema pode se tornar. Dessa forma, estabelecer previamente a sensibilidade relacionada à precisão e/ou exatidão almejada é fator chave para identificar o modelo mais indicado, além disso, estabelecer uma relação de compromisso entre esforço e o objetivo buscado é determinante para estimar a capacidade de simulação de cada *software*.

Em geral, existem diversos modelos matemáticos usados para prever o desempenho de geradores fotovoltaicos. Em Rawat *et al.* (2016) ele reúne 21 (vinte e um) modelos, de diversas referências, utilizadas para este fim. Entretanto, não foi possível aplicar todos eles, principalmente devido às limitações na obtenção de algumas variáveis que certos modelos necessitam, ou ainda devido à falta de informações sobre o desenvolvimento e uso dos modelos. No entanto, a partir investigação da literatura e uso de um sistema de monitoramento e coleta de dados do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas foi possível aplicar 14 modelos matemáticos destinados a prever o desempenho de geradores fotovoltaicos.

Nesse contexto, e a partir da classificação característica para modelos matemáticos aplicados à previsão de desempenho, foram selecionados 11 modelos denominados de potência, 2 baseados nos circuitos equivalentes da célula/módulo fotovoltaico e 1 que é a mistura de ambos os tipos, pois utiliza-se de resultados obtidos a partir de um modelo baseado no circuito equivalente (ideal), porém com a aplicação de um coeficiente característico de um modelo de potência (HOMER).

Feito isso, os modelos foram aplicados via Microsoft Excel (com o intuito de acelerar os procedimentos de cálculo), ponto a ponto, para cada condição de operação de quatro módulos fotovoltaicos usados em sistema de monitoramento, instalado no GEDAE/UFPA. Os dados coletados para cada módulo são referentes a 1 dia de operação, no período de 5:50 hs da manhã às 18:25 hs da tarde, com medições das características elétricas e ambientais por minuto, ou seja, são 755 pontos medidos por dia.

Dessa forma a comparação entre os modelos fora realizada sob duas vertentes estatísticas: descritiva, permite comparar os resultados obtidos dentro do seu próprio conjunto de dados, resultando em uma verificação da precisão dos modelos; e comparativa, a qual realiza a comparação entre os valores obtidos pela aplicação dos modelos e os valores obtidos experimentalmente, resultando na verificação da exatidão dos respectivos modelos.

## Organização do Trabalho

A estruturação deste trabalho se resume da seguinte maneira:

- No Capítulo 1 é abordado sobre a importância que o processo de modelagem matemática tem desempenhado ao longo do tempo, inclusive para áreas diferentes das energias renováveis, além disso, são apresentados alguns dos principais programas computacionais resultantes e/ou que possuem algum modelo matemático de desempenho integrado;
- O Capítulo 2 descreve-se conceitualmente cada modelo utilizado, bem como as respectivas equações características, apontando suas vantagens, desvantagens e limitações observadas no processo de modelagem;
- No Capítulo 3 é descrito o sistema de monitoramento utilizado para aplicação dos modelos, bem como o respectivo processo de obtenção e tratamento de dados;
- No Capítulo 4 tem-se a aplicação dos modelos, usando os dados coletados experimentalmente e informações obtidas nos *datasheets* dos diferentes módulos, além disso, também apresenta-se neste capítulo as avaliações estatísticas realizadas a partir das figuras de mérito (indicadores), visando observar a dinâmica dos modelos em termos de precisão e exatidão, bem como estabelecer uma relação de compromisso entre esses fatores mais o esforço empregado (tanto computacional como no processo de obtenção das variáveis), permitindo assim ordenar os 14 modelos de desempenho de maneira qualitativa, ou seja, baseada na capacidade subjetiva de avaliar e interpretar os resultados, além da experiência adquirida durante a aplicação de cada modelo.

Nesse contexto, destaca-se ao fim do trabalho as principais conclusões, contribuições e perspectivas de continuidade das pesquisas aqui desenvolvidas.

# 1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA E CARACTERIZAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS

O processo de buscar descrever o comportamento de fenômenos da natureza através da matemática é caracterizado por conceitos de modelos e modelagem, os quais são discutidos neste capítulo. No entanto, é importante observar que analisando de maneira preliminar e superficial já é possível perceber o papel exercido pelos modelos matemáticos na educação científica. É claro que a expressão “educação científica” possui muitas acepções, mas, para os propósitos desta dissertação considera-se como práticas utilizadas para formulação de ferramentas capazes de explicitar o comportamento e desempenho de um sistema, especificamente o fotovoltaico.

## 1.1 Modelagem e sua aplicação nas ciências

A compreensão da palavra “modelo” pode dar margem para diferentes interpretações, portanto é necessário o entendimento do contexto no qual ela está inserida. A palavra em si vem do latim *modulus*, que originalmente significava “pequena medida” (CUNHA, 1989). No contexto atual, a palavra possui diversos significados, porém o que mais interessa no, contexto deste trabalho, é aquele destacado por Cunha (1989), onde modelo é empregado como a “representação de alguma coisa”. Uma outra definição concomitante com o objetivo definido neste trabalho é o de D’Ambrósio (1996) que considera o modelo, em acepção geral, como a denotação de representações simplificadas, mentais ou não, que os seres humanos fazem sobre a realidade (ou a suposta realidade).

Considerando as definições supracitadas é possível dizer que a modelagem nada mais é do que o processo de produzir um modelo. Em termos mais simples e didáticos, para o fim proposto neste trabalho, diz-se que a modelagem se refere à representação de fenômenos científicos, o que pode ser encontrado desde os tempos aristotélicos (MATTHEWS *et al.*, 2005). Entretanto, conforme destacado pelos mesmos autores, foi apenas com o avanço da ciência moderna que os modelos idealizados – representações de sistemas em termos ideais – passaram a ser aceitos e usados. Dessa forma, os modelos e seu respectivo processo de modelagem são partes substanciais das práticas científicas.

Uma vez que a prática dos cientistas e pesquisadores – o que envolve a geração, discussão e socialização de novos resultados – é permeada por modelos, diversos autores tem se esforçado para obter uma classificação coerente ou que ao menos consiga teorizar o modelo de acordo com o uso ou a aplicação no meio científico. Por exemplo, Gilbert *et al.* (2000) classifica os modelos de acordo com a sua representação: concreto, sendo aqueles que envolvem



materiais capazes de serem manipulados; visual, os que envolvem gráficos, diagramas, animações e outras ferramentas visuais; gestual, os que envolvem o uso do corpo; e finalmente, os simbólicos, que consiste de representações pictóricas (escrita de algo através do uso de simbologia convencionada), fórmulas ou expressões matemáticas.

Neste trabalho em particular, o que nos mais interessa é o último citado na classificação acima, o tipo simbólico, os chamados modelos matemáticos, ou seja, aqueles que empregam símbolos matemáticos (equações, inequações, tabelas, etc), ou em termos científicos, aqueles que empregam notações, conceitos, deduções e/ou procedimentos matemáticos para formar/adaptar um novo conceito ou representação de algo.

## **1.2 Modelos matemáticos**

São diversos os campos das ciências em que a aplicabilidade dos modelos matemáticos é considerada parte essencial para fundamentação de teorias e/ou de métodos científicos. Por exemplo, na Física e em seus respectivos campos de aplicação a presença de modelos matemáticos tem uma forte ligação na maioria das definições e acepções de teorias. Entretanto, conforme destacado por Greca e Santos (2005), não se pode reduzir o entendimento de um modelo matemático à teoria, uma vez que o primeiro somente possui sentido à luz do segundo, ou seja, a expressão matemática desenvolvida só faz sentido quando observado, os conceitos e funcionalidade teórica, das variáveis que o compõe.

Além da Física, outras ciências, como a Biologia, a Química, a Geologia, também possuem os modelos matemáticos inseridos como parte de suas teorias. Por exemplo, quando a biologia estuda o comportamento das populações, principalmente quando envolve a dinâmica presa-predador, os modelos matemáticos servem como parte substancial para a fundamentação e compreensão do processo comportamental. Já na Química, o vasto uso de formulações estruturadas, equações e figuras de mérito servem para descrever o entendimento dos cientistas a respeito dos fenômenos intrínsecos desta área.

Sendo assim, neste último século observou-se o surgimento (ou simples reconhecimento) de campos interdisciplinares voltados especificamente para o uso da matemática aplicada, como exemplos pode-se citar: a Biomatemática, a Etnomatemática e a Econometria.

A forte relação entre os modelos matemáticos e os mais diversos campos da ciência não é algo tão novo assim, porém foi com os avanços sofridos pela tecnologia da informação que foi possível expandir a sua abrangência (D'AMBRÓSIO, 1996; JABLONKA e GELLERT, 2007). Inclusive um dos resultados qualitativos gerados é o maior reconhecimento e prestígio

atribuído à Matemática Aplicada em relação à Matemática Pura, a qual antes era vista como mais nobre (BASSANEZI, 2002). Nos próximos tópicos são exploradas algumas das mais significativas aplicações dos modelos matemáticos nas últimas duas décadas, almejando explicitar a respectiva importância dos seus estudos e resultados gerados para a sociedade moderna.

### **1.3 Aplicações de modelos matemáticos**

Diferente do que muitos pensam, os modelos matemáticos não são aplicados apenas nas ciências exatas ou áreas tecnológicas. Muitas vezes a combinação dos modelos com metodologias e/ou ferramentas de outras áreas podem auxiliar profissionais no processo de tomada de decisão.

Em Castanho (2005) apresenta-se um estudo sobre como os modelos matemáticos podem ser aplicados no processo de diagnóstico de câncer de próstata. Nesse período, a doença era o segundo tipo de câncer com maior frequência entre a população masculina no Brasil. Intrigada e ao mesmo tempo motivada pela situação, Castanho (2005) desenvolveu um modelo matemático que com o auxílio da teoria dos conjuntos *fuzzy*, usada principalmente devido à capacidade em lidar com incertezas, ajuda médicos no processo decisório e de diagnóstico, permitindo distinguir pacientes com câncer confinado à próstata daqueles com câncer não-confinado, tornando possível aumentar as chances de cura com um diagnóstico mais específico. Além disso, ao utilizar os dados do Instituto Americano do Câncer e a taxa de crescimento como um parâmetro incerto e variável na população, também foi apresentado um modelo matemático capaz de descrever o comportamento de crescimento do tumor.

É relevante pensar nisso e no impacto gerado para a área da saúde, pois imagine que a partir de uma equação lógica matemática é possível identificar padrões em pacientes com câncer de próstata, ou seja, uma “simples expressão numérica” é capaz de aumentar significativamente a probabilidade de sobrevivência de uma pessoa.

O uso de modelos matemáticos vai muito além do que produzir apenas diagnósticos. Com os avanços tecnológicos eles têm sido integrados às ferramentas de monitoramento e de previsão de desempenho de determinado processo produtivo. Por exemplo, em Tholon e Queiroz (2009) é apresentado uma revisão bibliográfica dos principais modelos matemáticos utilizados para descrever as curvas de crescimento de aves, visando o melhoramento genético no processo de avicultura. Basicamente, as formulações e metodologias são capazes de resumir informações estratégicas do desenvolvimento ponderal em relação à idade do animal. Além disso, também é possível comparar taxas de crescimento em estados fisiológicos diferentes.

Apesar dos diversos modelos lineares e não lineares, consagrados neste campo específico de aplicação (e.g. Gompertz e Brody), é importante se ter em mente a necessidade da existência de uma relação de compromisso entre esforço e precisão (e/ou exatidão), pois dependendo da quantidade de recursos disponíveis, que na maioria das vezes são escassos, o modelo matemático e sua respectiva complexidade pode tornar a sua aplicação inviável.

Outra função muito disseminada atualmente do uso de modelos matemáticos é no processo de ensino/aprendizagem. São diversos os trabalhos publicados nesta área, que vão desde a aplicação no ensino fundamental, passando pela educação de jovens e adultos e até mesmo na graduação. Os resultados experimentados são de fundamental importância para atualizações no campo da educação, pois o modelo de ensino formal que se conhece hoje, ainda pouco adaptado para a realidade dos dias atuais, surgiu na Prússia<sup>1</sup>, em meados do século XVIII, com o intuito de formar (treinar) as pessoas para o contexto vivenciado na época, o qual se passava como o auge da 1ª revolução industrial (PEREIRA *et al.*, 2018; VECCHIA, 2007).

Dessa forma, é indiscutível o importante papel que os modelos matemáticos têm desempenhado nas mais diversas áreas. A partir deste ponto o foco principal é mostrar como os modelos matemáticos tem ajudado a tecnologia fotovoltaica a se desenvolver ao longo dos anos, principalmente no que diz respeito, ao processo de previsão de desempenho dos sistemas.

#### **1.4 Modelos matemáticos e sua aplicabilidade em sistemas fotovoltaicos**

A crescente necessidade por energia elétrica tem levado diversos países a buscarem por alternativas energéticas viáveis para suas respectivas economias. No Brasil, por exemplo, o Ministério de Minas e Energia realizou uma projeção de que até 2030 haverá um aumento de 90 % no consumo de energia elétrica em relação ao que se utilizava em 2013. Diante desse contexto, o governo brasileiro tem buscado desenvolver os mais diversos setores de geração de energia. Atualmente, a maior parcela da matriz elétrica brasileira ainda é hidroelétrica, a qual já chegou a responder por quase 70 % da geração total do país (EPE, 2013). No entanto, devidos às graves estiagens enfrentadas pelo país, o governo tem buscado diversificar a matriz elétrica renovável. Sendo assim, a energia solar fotovoltaica é uma das mais promissoras, uma vez que o país está geograficamente localizado em uma das regiões onde o nível de radiação solar é um dos maiores do planeta (PEREIRA *et al.*, 2017).

Assim, com o intuito de diversificar e descentralizar o setor de energia elétrica brasileiro o governo introduziu em 2012 o mecanismo de *net-metering* (Sistemas de Compensação de

---

<sup>1</sup> Um reino alemão de 1701 a 1918 durante a época imperialista alemã, sendo a partir de 1871, o principal Estado-membro do Império Alemão, compreendendo por quase dois terços de toda a área do império.

Energia). A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em 2012, através da Resolução Normativa nº 482 buscou regulamentar as condições gerais para o acesso de mini e microgeração distribuída, incluindo os provenientes de SFCR (sistemas fotovoltaicos conectados à rede). Nessa sistematização, a energia injetada na rede pelo sistema é cedida à distribuidora local e em seguida compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade ou de uma unidade com a mesma titularidade (CNPJ ou CPF), inclusive em faturas de meses subseqüente. Segundo a resolução normativa nº 687/2015 da ANEEL, o excedente produzido pelo sistema de geração próprio transforma-se em créditos válidos para compensação por um prazo de 60 meses. Assim, esse sistema de compensação transformou o consumidor cativo em também um produtor de energia. Entretanto, é importante ressaltar que o sistema de geração deve antes da sua instalação passar por um processo de adequação normativa, analisado e aprovado previamente pela distribuidora local.

Portanto, prever antecipadamente o desempenho da geração tornou-se determinante para os processos de dimensionamento e as respectivas solicitações burocráticas e normativas junto à concessionária, pois conforme destacado por Roberts *et al.* (2017) desde o início de qualquer projeto fotovoltaico, um estudo do rendimento energético esperado é essencial para avaliar o risco financeiro do investimento a ser realizado. O respectivo processo de previsão é realizado a partir de modelos de desempenho fotovoltaico aplicados às condições específicas de operação.

Basicamente, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados quanto a sua integração ou não à rede convencional de distribuição, caracterizando-se como sistemas isolados (independentes da rede) ou conectados à rede. Portanto, dependendo do tipo de sistema, diferentes são as configurações e interações entre os componentes. Entretanto, independentemente do tipo (classificação) do sistema, todos terão um gerador fotovoltaico envolvido. Assim, este trabalho busca estudar os modelos matemáticos referentes à apenas este componente dos sistemas, o qual pode ser composto por um ou mais módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou paralelo, dependendo basicamente dos níveis de tensão e corrente almejados pelo sistema. Além disso, a aplicação dos procedimentos experimentais e por consequência das respectivas avaliações deram-se exclusivamente no âmbito de módulo, porém nada impede que a metodologia seja expandida aos possíveis arranjos.

A representação de um sistema fotovoltaico real através de um modelo matemático é uma ferramenta básica para os processos de simulação, pois permite descrever, explicar e prever o comportamento do sistema modelado em diferentes condições de operação. Sendo assim, a construção de um modelo matemático, no contexto de previsão de desempenho de sistemas

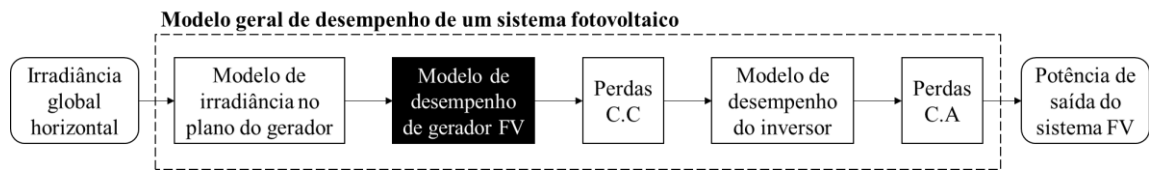
fotovoltaicos, consiste em desenvolver uma ou um conjunto de equações baseadas no processo de conversão e das respectivas funções que cada componente do sistema exerce em tal processo.

Modelos de desempenho de geradores fotovoltaicos variam desde modelos simplificados, que são baseados em suposições gerais sobre os componentes e fatores de perda, até modelos mais complexos que consideram informações fornecidas por fabricantes de módulos, parâmetros estimados e relações empíricas utilizadas para alcance de resultados mais próximos da realidade (CONNOLLY *et al.*, 2010).

Conforme destaca Roberts *et al.* (2017), até o momento, uma quantidade limitada de estudos foi realizada com o intuito de se avaliar a precisão e/ou exatidão de modelos de desempenho de geradores fotovoltaicos. A maior parte deles é restrito a comparações entre ferramentas de desempenho fotovoltaico comercialmente disponíveis (FREEMAN, WHITMORE e BLAIR, 2014; LEE, FREARSON e RODDEN, 2011; YATES e HIBBERD, 2010). Além disso, a maioria desses estudos não possui uma comparação com dados reais medidos, o que influencia diretamente no entendimento das variabilidades desagregadas dos submodelos, gerando uma deficiência quando se deseja obter uma configuração que minimiza o erro agregado de um modelo geral de desempenho de sistemas fotovoltaicos.

No nível mais simples, os modelos gerais de desempenho da geração fotovoltaica se resumem em duas principais etapas: (i) estimar o quanto de irradiância solar atinge os módulos fotovoltaicos; e (ii) estimar a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico a partir da irradiância solar incidente. No entanto, neste trabalho específico, apenas o segundo estágio será estudado, uma vez que dados de irradiância e temperatura foram obtidos experimentalmente. Outros estágios secundários incluem os sistemas de condicionamento de energia que “retiram” a potência do arranjo fotovoltaico e transformam na forma desejada, dependendo das características da carga a ser atendida. Entretanto, conforme já destacado, mas com o intuito de reforçar, o principal objetivo deste trabalho é estudar os modelos de desempenho de geradores fotovoltaicos, no âmbito de módulo e não considerando um sistema completo. Assim, apenas o componente destacado na Figura 1.1 (*layout* do processo de modelagem completo para um sistema fotovoltaico com saída C.A) é o objeto de revisão bibliográfica e das respectivas avaliações estatísticas aplicadas nesta dissertação.

Figura 1.1 – Layout de um processo de modelagem completo para um sistema fotovoltaico com saída C.A.



Fonte – Adaptado de Roberts *et al.* (2017).

Em geral, projetistas utilizam programas computacionais específicos para realizar a estimativa de geração, uma vez que estes garantem que todos os modelos destacados na Figura 1.1 já estão reunidos. Alguns fabricantes disponibilizam e/ou descrevem os algoritmos envolvidos e os respectivos modelos utilizados no processo de previsão da geração. Entretanto, a literatura revela a existência de uma série de equações destinadas à verificação antecipada do possível desempenho que um gerador fotovoltaico pode desempenhar, considerando condições climáticas específicas de determinado local de instalação.

Assim, pode-se entender que a maioria desses programas computacionais usados para estimar a geração fotovoltaica são resultados diretos da aplicação dos modelos matemáticos disponíveis na literatura, ou ainda, adaptações deles. A seguir tem-se a evolução histórica e descrição de alguns dos mais populares programas computacionais: de caráter comercial ou provenientes de pesquisas institucionais.

### 1.5 Evolução histórica de *softwares* aplicados ao estudo de sistemas fotovoltaicos

Diversos são modelos matemáticos que dão origem à um programa computacional, como por exemplo os utilizados para estudos de dimensionamento e a avaliação de sistemas fotovoltaicos. Conforme destacado no tópico anterior, os componentes dos sistemas têm seus respectivos princípios de funcionamento representados a partir dos modelos matemáticos. Entretanto, é importante se ter em mente que desenvolver um programa computacional de simulação vai muito além do que apenas realizar um processo de modelagem. Deve-se conhecer ou ao menos entender as possíveis situações passíveis de ocorrência em uma determinada configuração dos sistemas, além de poder contar com importantes informações das respectivas condições simuladas, como por exemplo os dados meteorológicos e o perfil da demanda de carga a ser atendida, tudo isso unido a uma interface agradável e intuitiva ao usuário. Sendo assim, o objetivo deste e do próximo tópico é descrever os principais *softwares*, comerciais ou não, usados para prever o comportamento de sistemas fotovoltaicos.

Nesse contexto, a metodologia mais comumente utilizada é o uso de modelos de fluxo energético, os quais tem como característica a apresentação de como os componentes do sistema interagem entre si, trazendo como principal resultado os pontos de operação e os balanços energéticos gerados em um certo intervalo de tempo, permitindo conhecer de maneira antecipada o possível desempenho do sistema, para uma dada condição operacional.

Para Keating (1991), o SANDIA *Laboratories* (E.U.A) e a Universidade do Arizona foram os pioneiros no desenvolvimento de softwares usados para a simulação de sistemas fotovoltaicos. Usando como linguagem de programação o FORTRAN, os primeiros desenvolvimentos foram adaptações dos programas usados na simulação de sistemas solar térmicos, onde apenas computadores do tipo *mainframe* eram utilizados. Entretanto, partindo da necessidade de se alcançar uma quantidade maior de usuários, logo se desenvolveram *softwares* capazes de serem operados em computadores pessoais.

Estudos realizados por Krenzinger (1993) apontam que dentre os diversos programas computacionais desenvolvidos inicialmente, os que mais se destacaram na época foram: PVFORM, elaborado por SANDIA *Laboratories* e ativo até os dias de hoje; HERMINES, da L'ECOLE des MINES de Paris; e ASHLING, da *University College CORK* da Irlanda. Estes dois últimos foram descontinuados devido solicitarem por informações muito específicas dos componentes dos sistemas, não sendo fornecidas pela maioria dos fabricantes e de difícil obtenção por meio de processos experimentais, o que tornou o seu uso pouco atrativo. Entretanto, atualmente existem vários programas computacionais usados para emular o comportamento de sistemas e/ou de seus respectivos componentes, sendo que, basicamente, o que os diferenciam são as metodologias de cálculo utilizadas (modelagem matemática aplicada) e a linguagem de programação usada.

## **1.6 Principais *softwares* utilizados para emular o comportamento dos sistemas**

Programas computacionais tornam-se valiosas ferramentas no processo de planejamento de um sistema fotovoltaico, seja ele conectado à rede ou não. Conforme destacado, apesar dos *softwares* não se resumirem a modelos matemáticos, estes compõem uma importante parte durante o processo de desenvolvimento de tais programas. Sendo assim, acredita-se que seja de interesse desse nicho de mercado encontrar um modelo cada vez mais exato em relação ao comportamento real dos sistemas a serem emulados.

Entretanto, considerar todos os possíveis cenários é uma tarefa, no mínimo, desafiadora, e assim surgem as especificidades de cada programa. Diversos trabalhos foram produzidos, propondo diferentes maneiras de modelar os sistemas fotovoltaicos usando alguma ferramenta

computacional, seja ela comercial ou criada com o auxílio de outros *softwares*. Sendo assim, de maneira geral, a principal diferença entre elas está no uso das variáveis e a maneira como elas são processadas. Os principais desenvolvedores são: empresas, laboratórios e universidades.

No mercado atual é possível encontrar programas computacionais específicos para sistemas fotovoltaicos autônomos, conectados à rede, de bombeamento, ou ainda capazes de integrar-se e serem aplicados para essas diferentes configurações. Em geral, conforme destacado por Vera (2004), os programas e seu respectivo processo de simulação depende principalmente da qualidade dos dados de entrada e dos modelos matemáticos utilizados.

### **1.6.1 Programas de mercado ou disponibilizados gratuitamente**

Roberts *et al.* (2017) destaca que a principal incerteza associada aos investimentos em projetos de sistemas FV é a produção esperada de energia, sendo assim, estudos iniciais a partir de ferramentas computacionais são de fundamental importância, pois garantem previsões iniciais do comportamento e desempenho do sistema, o que por consequência garante a possibilidade de se avaliar os principais riscos associados à instalação e operação do sistema. Os processos de modelagem que são aplicados a essas ferramentas tem a maior parcela de responsabilidade quando o objetivo é realizar as previsões supracitadas, pois permitem estimar a energia a ser produzida pelo sistema baseando-se, principalmente, em especificações dos componentes, geralmente fornecidas pelos fabricantes, e em dados metrológicos.

Conforme destacado por Ciulla *et al.* (2014) e Malvoni *et al.* (2016) as ferramentas comerciais mais populares utilizadas para previsão e análise de sistemas FV são: PVWatts, PV\*SOL, PVSyst e *System Advisor Model* (SAM). No entanto, outros que se destacam e que merecem abordagem são: HOMER PRO, SISIFO e o pacote SOLARCAD. Assim, uma breve descrição de cada ferramenta é exposta a seguir.

O PVWatts é uma ferramenta desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), capaz de estimar a produção de energia e o valor dessa energia comparando-a com o de outros sistemas fotovoltaicos ao redor do mundo. Além disso, o *software* ainda permite que proprietários, instaladores e fabricantes desenvolvam, de maneira relativamente simples, estimativas de desempenho de possíveis instalações de geradores fotovoltaicos (PVWATTS, 2019). É uma das ferramentas mais utilizadas, talvez pela facilidade de utilização e por permitir rápidas estimativas de produção de energia. No entanto, conforme destaca Tozzi Jr. e JO (2017) alguns importantes fatores para o detalhamento do projeto não são considerados, deixando margem para críticas e estudos de viabilidade quanto ao seu uso.



O PV\*SOL é um programa computacional desenvolvido pela *Valentin Company*<sup>®</sup>, a qual garante ser possível a sua utilização em propostas de dimensionamento e design, bem como simulações dinâmicas e avaliações de desempenho de instalações fotovoltaicas (PV\*SOL, 2019). O programa foi projetado para sistemas conectados à rede, com injeção total ou excedente, porém também é possível emular situações de armazenamento de energia em sistemas de baterias (sistemas fotovoltaicos isolados – SFI) e em sistemas híbridos (SFH). No entanto, assim como no PVWatts o PV\*SOL também é limitado quanto as considerações e detalhamento do projeto. Assim, a *Valentin Company*<sup>®</sup> tratou essa deficiência como oportunidade de mercado e passou a oferecer uma versão *premium* na tentativa de sanar tais limitações e garantir sua perpetuidade nesse promissor nicho mercadológico.

O SAM também foi desenvolvido pelo NREL, caracterizado como um modelo de desempenho e financeiro. Basicamente, ele auxilia na tomada de decisão de pessoas diretamente ligadas à indústria de energias renováveis, como projetistas, gerentes de projeto, engenheiros, analistas políticos, desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores. O *software* é capaz de realizar previsões de desempenho e estimar o custo da energia para sistemas conectados à rede (SAM, 2019). O modelo SAM pode ser aplicado em diferentes tecnologias, incluindo sistemas fotovoltaicos, com ou sem estratégia de armazenamento, aquecimento solar (SA), em energia eólica (SE), geotérmica (SG) e biomassa (SB). Entretanto, cada tecnologia deve ser modelada separadamente, não sendo possível a integração de múltiplas tecnologias, como na formação de um sistema híbrido, por exemplo, limitando assim o seu uso (TOZZI JR. e JO, 2017).

O PVsyst é uma ferramenta de modelagem e simulação, principalmente usada por arquitetos, engenheiros e pesquisadores. O programa computacional é limitado apenas a aplicação solar fotovoltaica e os resultados são apresentados por meio de relatórios, gráficos específicos e tabelas, sendo ainda possível a exportação dos dados para o uso em outros *softwares* que sejam compatíveis. A ferramenta é baseada no modelo apresentado em TOZZI JR. e JO (2017), o qual permite o usuário modelar sistemas de diferentes tamanhos. Uma limitação da ferramenta é a pequena quantidade de *inputs* solicitados durante as simulações, o que pode influenciar negativamente na acurácia das previsões. (MERMOUD, 2006).

Originalmente desenvolvido pelo NREL, o “*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*” (HOMER) foi aprimorado e é distribuído atualmente pela *HOMER Energy*<sup>®</sup>. Executado por todos os sistemas operacionais *Windows*, o HOMER permite simular sistemas FV conectados à rede (SFCR), isolados (SFI) ou híbridos (SH), combinando-os com diferentes estratégias de geração, como eólica, biogás, micro-turbinas, células a combustível, dentre outras. O principal objetivo do programa é integrar a engenharia de microrredes aos aspectos

econômicos que sejam relevantes para a respectiva operação. O distribuidor do programa garante ser possível simular o funcionamento de sistemas em todas as possíveis combinações existentes entre os equipamentos que são inseridos, permitindo se observar o comportamento operacional da solução otimizada, em termos de custo, por até um ano inteiro, desmembrado em intervalos de tempo de minuto a minuto ou de hora em hora, caso seja de interesse.

O SISIFO, apesar de não ser comercializado por valores monetários, é uma importante ferramenta de simulação. Concebido e utilizado inicialmente como ferramenta interna pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri (IES-UPM), ele utiliza-se de modelos matemáticos e mostra os resultados para diferentes orientações dos módulos. Teve seu aprimoramento patrocinado pela Comissão Europeia por meio de dois principais projetos: o *PVCROPS Projects*, visando a aplicação em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, e *MASLOWATEN*, para sistemas de irrigação e bombeamento fotovoltaicos (SFVB). Atualmente, o SISIFO é um serviço *Web* gratuito disponibilizado para dimensionamento e avaliação de instalações fotovoltaicas (SISIFO, 2019).

No Brasil, umas das instituições pioneiras no desenvolvimento de softwares ligados a sistema fotovoltaicos foi o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. A instituição sempre deu grande importância para o desenvolvimento de modelos matemáticos, principalmente quando aplicados à simulação computacional de sistemas de aproveitamento da energia solar e de seus componentes. Assim, o Laboratório desenvolveu o SOLARCAD, o qual consiste em um pacote de *softwares* que auxiliam em projetos de sistemas solar térmicos e fotovoltaicos. Segundo o site oficial da instituição a principal característica desse pacote é emular o comportamento real dos sistemas a partir de um número mínimo de parâmetros de entrada. A universidade aposta na simplicidade e interface amigável dos programas do SOLARCAD, permitindo seu uso mesmo por profissionais não familiarizados com tecnologia da informação aplicada. Assim como o SISIFO o programa é disponibilizado gratuitamente na página oficial da instituição, porém ele deve ser baixado e instalado de acordo com as recomendações descritas no *site*.

Diversos estudos já foram realizados a fim de se avaliar ferramentas computacionais em termos de desempenho. Em Cameron *et al.* (2008) foi comparado o desempenho das simulações geradas a partir do *System Advisor Model* (SAM) com valores medidos de um sistema exposto a sol real. A principal conclusão dos autores foi que o modelo usado pelo SAM é capaz de prever com qualidade a geração de energia, porém algumas melhorias quanto à consideração de perdas associadas à radiação solar ainda precisam ser realizadas.

Assim, a Tabela 1.1 resume os principais programas computacionais disponíveis no mercado ou disponibilizados gratuitamente em plataformas *online* ou sites institucionais.

Tabela 1.1 – Principais programas computacionais com características comerciais.

<b>Nome</b>	<b>Desenvolvedor</b>	<b>Foco</b>	<b>Site</b>
PVWatts®	NREL	SFCR	<a href="http://pvwatts.nrel.gov">pvwatts.nrel.gov</a>
PV*SOL	Cia Valentin	SFCR, SFI e SH	<a href="http://www.valentin.com">www.valentin.com</a>
SAM	NREL	SFCR, SFI, SG, SB, SE e SA	<a href="http://sam.nrel.gov">sam.nrel.gov</a>
PVsystem	Universidade de Génova	SFCR, SFI e SH	<a href="http://www.pvsystem.com">www.pvsystem.com</a>
HOMER	NREL	Energias renováveis	<a href="http://www.homerenergy.com">www.homerenergy.com</a>
SISIFO	IES-UPM	SFCR, SFVB	<a href="http://www.sisifo.info">www.sisifo.info</a>
SOLARCAD	LABSOL-UFRGS	SA, SFI e SFCR	<a href="http://www.solar.ufrgs.br/#softwares">www.solar.ufrgs.br/#softwares</a>

Fonte – Elaboração própria.

Em outro estudo, realizado por Klise e Stein (2009) é apresentado um relatório documental dos diversos modelos de desempenho e programas computacionais desenvolvidos e utilizados pelos pesquisadores da *Sandia National Laboratories*. Entretanto, o relatório limita-se a apresentar as principais características dos modelos e não uma comparação de desempenho entre eles.

Em Yates e Hibberd (2010) apresenta-se uma revisão teórica dos principais aspectos considerados quando se decide desenvolver um modelo de desempenho. Ainda neste trabalho, os autores realizam uma comparação entre cinco ferramentas comerciais de simulação de sistemas fotovoltaicos, onde quatro delas foram descritas neste tópico (PVWatts, SAM, PVsystem e PVsol). O principal objetivo foi comparar o desempenho e capacidade de simulação dessas ferramentas em relação aos dados monitorados de dois sistemas em operação nos Estados Unidos. Além desses autores, um estudo similar de comparação entre as ferramentas foi realizado por Lee *et al.* (2011), porém desta vez as estimativas foram comparadas com seis sistemas, de diferentes tecnologias, instalados em ambientes com condições adversas, localizados no deserto australiano. Ambos os trabalhos, observaram que existe uma grande quantidade de incertezas que podem influenciar diretamente na estimativa produzida a partir dos modelos e ferramentas avaliadas, mas que um usuário experiente e de posse de informações de entrada de qualidade pode ajudar a minimizar os erros associados.

Assim, percebe-se que diversos são os estudos que avaliam os modelos de desempenho geral de sistemas. Entretanto, ainda existe uma certa carência de avaliações de maneira desagregada dos modelos, como por exemplo o estudo de modelos de desempenho apenas de geradores fotovoltaicos, o que permitiria uma melhor identificação das principais fontes de erros durante um processo de estimativa da geração. Portanto, este trabalho se torna de fundamental importância para este contexto.

Além dos programas computacionais supracitados, tem-se aqueles desenvolvidos por diversos pesquisadores, mas que apesar de terem finalidades similares dos até aqui apresentados, são de uso interno e necessitam de permissão pelos desenvolvedores para sua utilização. Portanto, o principal objetivo do próximo tópico é apresentar alguns desses programas, descrevendo suas respectivas aplicabilidades.

### **1.6.2 Programas com características não comerciais e de uso restrito**

Além das ferramentas comerciais, existem aquelas desenvolvidas institucionalmente por diversos pesquisadores ao redor o mundo, como é o caso de algumas universidades do Brasil. Em Argul *et al.* (2003), por exemplo, apresenta-se uma ferramenta computacional desenvolvida com o objetivo de analisar, sob o ponto de vista operacional e econômico, a integração de SFCR a uma edificação. Assim, modelos para estimar a geração fotovoltaica e o consumo de edificação são inseridos no algoritmo do programa.

Em Freitas (2008) é apresentado como resultados de pesquisa modelos matemáticos representativos, utilizados para estimar o comportamento de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede. No respectivo trabalho, mencionam-se métodos iterativos a fim de simular a geração FV, onde como exemplo de cálculo, utiliza-se o modelo de quatro parâmetros para a célula FV. Além disso, o autor desenvolve a estimativa energética a partir da contribuição do gerador FV e de domínio dos valores médios de irradiação e eficiência.

Hamad e Alsaad (2010) desenvolveram um programa computacional que realiza simulações em base horária, tomando como referência modelos matemáticos lineares, logo apenas valores médios são considerados, tanto para a conversão fotovoltaica como para a eficiência. Dessa forma, uma limitação da ferramenta, apontada pelos autores, é não considerar a influência de outras variáveis no processo de inversão, como a tensão do gerador fotovoltaico e a limitação de potência térmica sofrida pelo inversor. Entretanto, para o objetivo definido no trabalho o *software* desenvolvido se mostrou eficaz.

Thanakodi (2009) realizou a implementação da modelagem de SFCR em um dos ambientes científicos de simulação do MATLAB, o chamado SIMULINK, o qual apresenta

com principal particularidade uma linguagem de programação baseada em diagramas de blocos. O autor usa modelos lineares para simular o processo de conversão c.c./c.a, baseando-se no princípio adotado por (Hamad e Alsaad (2010).

Rampinelli (2010) mostra resultados práticos de estudos de características elétricas de componentes fotovoltaicos. Em seu trabalho, são propostos modelos empíricos que representam o comportamento de variáveis elétricas e térmicas do inversor, baseado no regime de trabalho do mesmo em relação à potência nominal para um instante de tempo específico. Esses modelos consideram a eficiência máxima de rastreamento do ponto de máxima potência, a distorção harmônica da corrente e do fator de potência do inversor.

Uma importante observação é que este esforço não é algo novo nas universidades espalhadas pelo Brasil. Pode-se citar ainda como exemplo algumas ferramentas que apesar de não possuírem características comerciais foram importantes para o desenvolvimento da pesquisa na área das energias renováveis no país, como: Dimens.Bas (OLIVEIRA, 1997), PV-CODE (SANTOS, 1998), ASES (MACÊDO, 2002) e o *software* de dimensionamento desenvolvido por Marini (2003).

Dessa forma, percebe-se que há uma série de esforços sendo aplicados para o uso e aprimoramento de modelos matemáticos, uma vez que estes tornam-se de grande valia quando o assunto é o desenvolvimento de ferramentas computacionais usadas para prever o desempenho de sistemas fotovoltaicos e de seus componentes.

Logo, a aplicabilidade desses modelos deve ser avaliada a fim de se estabelecer os limites entre esforço e precisão a serem empregados no desenvolvimento desse tipo de ferramenta. Este trabalho em particular avalia estatisticamente os modelos descritos na literatura e compara com dados medidos experimentalmente em situação real de geração. Portanto, os resultados produzidos permitem comparar para condições operacionais equivalentes o comportamento de módulos de diferentes fabricantes. Identificando assim os modelos matemáticos mais indicados, em termos de precisão e exatidão, para diferentes faixas de irradiância, uma vez que a potência produzida pelos módulos varia diretamente com este parâmetro. Portanto, a seguir tem-se a descrição dos modelos selecionados e com possibilidade de aplicação neste trabalho.

## 2. MODELAGEM DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

Diversos são os modelos propostos no intuito de emular o comportamento em termos de desempenho de módulos e geradores fotovoltaicos. Podendo ir desde a utilização de poucos parâmetros até modelos mais complexos e que exigem maiores esforços no respectivo processo de caracterização. Em geral, conforme destacado por Roberts *et al.* (2017) e Djamila e Ernest (2012), eles podem ser classificados em duas categorias: os modelos de potência e os modelos baseados no circuito equivalente das células fotovoltaicas. Neste trabalho, modelos de ambas as categorias são utilizados como objeto de estudo. A seguir tem-se a caracterização de cada modelo matemático, por categoria, estudado e aplicado para os dados obtidos experimentalmente.

### 2.1 Modelos de potência

Os modelos de potência selecionados neste trabalho, buscam estimar a potência no seu ponto de máxima ( $P_{mp}$ ), ou seja, o ponto onde há a máxima transferência de potência do gerador fotovoltaico para uma carga qualquer, e provém da combinação de valores específicos de tensão e corrente.

Dessa forma, apesar de alguns modelos permitirem determinar a potência em diferentes condições operacionais, as avaliações estatísticas a serem realizadas neste trabalho dar-se-ão pela observação apenas dos valores de  $P_{mp}$  medidos experimentalmente e estimados matematicamente, uma vez que este é o principal ponto de interesse ao funcionamento de um gerador fotovoltaico. A seguir são apresentados os modelos matemáticos de potência objeto de estudo deste trabalho, bem como as vantagens e limitações de cada um, destacadas pelos seus autores e/ou percebidas nas formulações.

#### 2.1.1 Modelo empírico

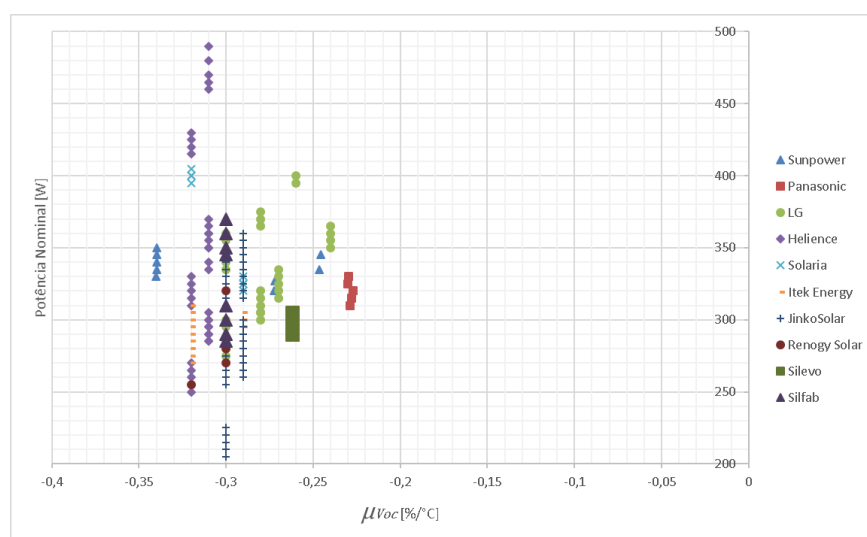
Muitos são os fatores que podem afetar as características elétricas das células fotovoltaicas. Podendo ser intrínsecos, como aqueles decorrentes do processo de fabricação e dos respectivos materiais utilizados; ou extrínsecos, como as condições ambientais básicas: radiação e temperatura, por exemplo.

No que diz respeito aos fatores extrínsecos percebe-se que algumas características elétricas dos módulos fotovoltaicos possuem um comportamento comum, mesmo para diferentes tecnologias. A corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), dado em Ampere (A), geralmente aumenta de maneira proporcional e direta à radiação solar ( $W/m^2$ ), enquanto a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), dada em Volts (V), cresce logaritmicamente.

Em relação à temperatura, pesquisas atuais revelam que essas características também possuem comportamentos diferentes, por exemplo  $I_{sc}$  alcança acréscimos de 0,03 % - 0,05 % / °C em tecnologias de silício mono e policristalino ou de heterojunção (VIEIRA FILHO, TORRES, MACÊDO, 2018; BRAGA, 2014). Entretanto, quando comparado à taxa de variação de  $V_{oc}$ , a contribuição em termos de potência do aumento sofrido por  $I_{sc}$  com a temperatura, torna-se irrisório. A representação matemática dessa variação é atribuída ao chamado coeficiente de temperatura, o qual representa fisicamente a variação do parâmetro (corrente, tensão e/ou potência) em relação à temperatura, podendo assim ser: de tensão de circuito aberto ( $\mu_{V_{oc}}$ ) ou de máxima potência ( $\mu_{V_{mp}}$ ); de corrente de curto circuito ( $\mu_{I_{sc}}$ ) ou de máxima potência ( $\mu_{I_{mp}}$ ); e de potência, seja em condições operacionais específicas ( $\mu_{P_{fv}}$ ) ou de máxima ( $\mu_{P_{mp}}$ ); onde, em geral, os fabricantes podem adotar simbologias de representação diferentes em seus respectivos catálogos. É comum o uso de “ $\alpha$ ” para indicar coeficiente de corrente, “ $\beta$ ” para coeficiente de tensão e “ $\gamma$ ” para de potência.

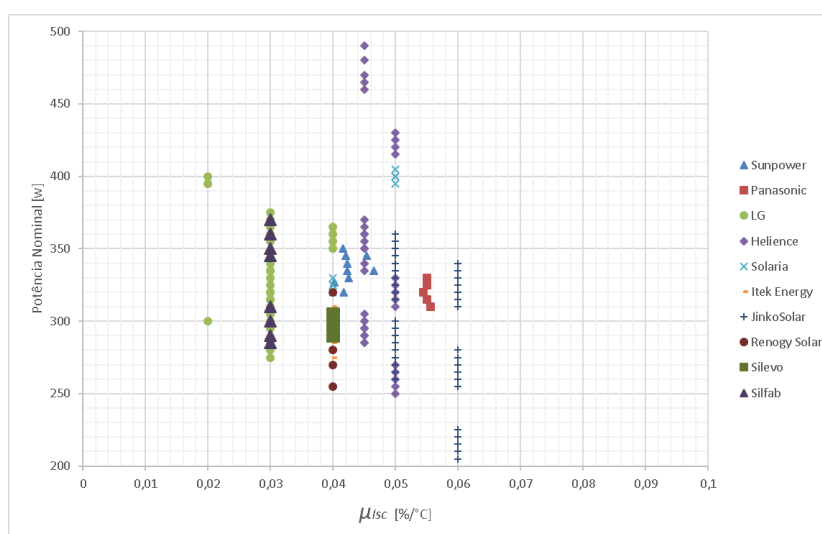
Vieira Filho *et al.* (2018) avalia os 10 melhores fabricantes de módulos fotovoltaicos, em termos de eficiência, conforme o ranking definido por Aggarwal (2017). Ao todo, foram 185 modelos de painéis solares, distribuídos entre as tecnologias mono, policristalinos e *Híbrido Tunneling-Junction* (HTJ), popularmente chamados de heterojunção ou híbridos. Dentre os principais resultados revelados pelo estudo, mostra-se a diferença entre a variação da tensão e a da corrente supracitada, representada por meio dos respectivos coeficientes de variação dos diferentes módulos avaliados, conforme se observa nas Figuras 2.1 e 2.2.

Figura 2.1 – Influência da temperatura na tensão dos módulos fotovoltaicos (coeficientes de temperatura).



Fonte – Adaptado de Vieira Filho *et al.* (2018).

Figura 2.2 – Influência da temperatura na corrente dos módulos fotovoltaicos (coeficientes de temperatura).



Fonte – Adaptado de Vieira Filho *et al.* (2018).

Assim, pode-se entender que o estudo de Vieira Filho *et al.* (2018) se trata de uma atualização de parte do trabalho realizado por Braga (2014). Além disso, outro resultado direto desse tipo de pesquisa é a existência de uma relação direta entre  $I_{mp}/I_{sc}$  e  $V_{mp}/V_{oc}$ . Esse tipo de relação pode ser entendido como empírica, ou seja, necessita de constante atualização à medida que a tecnologia dos módulos fotovoltaicos avança.

As análises de Vieira Filho *et al.* (2018) e Braga (2014) revelaram que para as tecnologias mono e policristalinas a relação entre a corrente de máxima potência e a de curto circuito os valores estão concentrados em um intervalo de 90 e 95 %. De maneira similar, porém para tensão de máxima potência e de circuito aberto, os quocientes variam de 78 a 83 %. Portanto, as relações empíricas permitem a formulação para uma situação de máxima potência, conforme se representa a Equação 2.1.

$$P_{mp} \approx [0,78 - 0,83] \cdot V_{oc} \cdot [0,90 - 0,95] \cdot I_{sc} \quad (2.1)$$

Onde (–) indica um intervalo de variação, ou seja,  $V_{mp}$  varia entre [0,78 e 0,83] de  $V_{oc}$  e o mesmo raciocínio vale para  $I_{mp}$ . Pode-se entender  $I_{sc}$  como a medida do fluxo de portadores de corrente quando os terminais na célula estão em um mesmo ponto de referência, ao passo que  $V_{oc}$  é a tensão que se forma entre os terminais quando não há carga conectada ao gerador.

A principal vantagem associada a este modelo é, sem dúvida, a facilidade de implementação, já que necessita apenas de valores mensurados de tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito para realizar as estimativas de geração. A aplicação do modelo neste trabalho foi feita a partir dos valores médios apresentados por Braga (2014) e expressos na Equação 2.2.



$$P_{mp} \approx 0,810 \cdot V_{oc} \cdot 0,928 \cdot I_{sc} \quad (2.2)$$

Jiang *et al.* (2012) mostrou por meio da análise de vários módulos e sobre diferentes condições operacionais de irradiância e temperatura que o valor médio da relação entre  $I_{mp}/I_{sc}$ , para tecnologia monocristalina, de fato está entre o intervalo observado por Braga (2014). Assim como, em estudo realizado por Orioli e Gangi (2012) revelou um valor médio de 93,1 % para relação  $V_{mp}/V_{oc}$ , validando assim a abordagem de Braga (2014) e usada neste trabalho.

Apesar da relativa simplicidade do modelo, já fora constatado que ele possui uma boa aderência (aproximação de valores medidos a sol real) quanto à realização das estimativas de previsão de desempenho de módulos e geradores fotovoltaicos. Portanto, este foi um dos modelos selecionados como objeto de avaliação.

### 2.1.2 Modelo do coeficiente de temperatura para potência

O modelo destacado por Gergaud *et al.* (2002) e expresso pela Equação 2.3 foi denominado por como modelo polinomial, porém acredita-se que seja equivocada esta nomenclatura, pois na realidade a expressão não é de fato um polinômio. Dessa forma, acredita-se que seja mais conveniente defini-lo conforme o entendimento de Marion (2008), que o chama de modelo do coeficiente de temperatura para potência (*power temperature coefficient model*).

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})] \quad (2.3)$$

onde,  $P_{FV}^0$  é a potência nominal do gerador fotovoltaico, geralmente encontrada em Watts nos catálogos dos fabricantes;  $H_{t,\beta}$  é a irradiância incidente no plano do gerador ( $W/m^2$ );  $T_c$  é a temperatura equivalente de operação das células (valor calculado a partir da temperatura ambiente ou medido experimentalmente, conforme realizado neste trabalho e dado em  $^{\circ}C$ );  $\mu_{P_{mp}}$  é o coeficiente de temperatura para potência, o qual representa a taxa de variação da potência em relação à temperatura (dado em percentagem por  $^{\circ}C$ ), geralmente, os fabricantes apresentam em seus catálogos com diferente simbologia, a maioria utiliza “ $\gamma$ ”, por exemplo; e as variáveis indicadas com o subíndice “ref” são informações obtidas a partir das condições padrões de ensaio – STC (Standard Test Conditions), sendo  $1.000 W/m^2$  para irradiância,  $25^{\circ}C$  de temperatura e massa de ar de 1,5.

Uma importante vantagem associada a esse modelo é o uso de valores obtidos a partir do manual do fabricante dos módulos fotovoltaicos (*datasheet*), o qual pode ser facilmente acessado nos respectivos sites oficiais. Além disso, o uso de um coeficiente que represente a variação da potência com a temperatura tende a melhorar a acurácia da estimativa realizada.

$H_{t,\beta}$  e  $T_c$  podem ser estimados e aplicados na equação usando as diversas bases de dados existentes (e.g. CRESESB), porém neste trabalho, para fins de comparação com as medições de  $P_{mp}$  dos sistemas monitorados à sol-real foram usados o valores mensurados experimentalmente.

### 2.1.3 Modelo adaptado do coeficiente de temperatura para potência

O modelo adaptado trata-se de uma derivação do modelo do coeficiente de temperatura apresentado anteriormente, sendo mostrado por Marion (2008) a partir de duas equações, onde a Equação 2.4 é indicada para irradiâncias maiores que 200 W/m<sup>2</sup> e a Equação 2.5 para menores ou iguais a 200 W/m<sup>2</sup>.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \left[ \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] - k \cdot \frac{H_{ref} - H_{t,\beta}}{H_{ref} - 200} \right] \quad (2.4)$$

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \left[ \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] - k \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{H_{t,\beta}}{200} \right)^4 \right] \right] \quad (2.5)$$

A principal diferença da adaptação em relação ao modelo apresentado na Equação 2.3 é a inserção de um fator adimensional de correção,  $k$ , que atua de forma análoga ao  $\mu_{P_{mp}}$ , porém desta vez a fim de considerar as variações não lineares com relação à irradiância. A determinação desse termo é feita através da Equação 2.6.

$$k = \frac{P_{mp (calc)} - P_{mp (meas)}}{P_{FV}^0} \quad (2.6)$$

onde  $P_{mp (calc)}$  é o valor teórico ideal de máxima potência, obtido por meio da Equação 2.3;  $P_{mp (meas)}$  é o valor de máxima potência obtido em situação de baixa irradiância (aproximadamente 200 W/m<sup>2</sup>). Teoricamente, devido à inserção do fator de correção  $k$  o modelo adaptado tende a ser mais preciso do que o seu derivante (modelo do coeficiente de temperatura para potência). A determinação de valores de  $k$  é realizada sob condições de baixa irradiância para cada módulo.

Assim, existem incentivos desde 2009 para que os fabricantes forneçam em seus respectivos *datasheets* os valores de  $P_{mp (meas)}$  para situações de baixa irradiância, baseadas na IEC 61215 e IEC 61646. Consequentemente, isso permite que o método seja implementado utilizando apenas informações fornecidas pelos fabricantes, sem a necessidade de caracterização experimental. Algumas folhas de dados de fabricantes (e.g. *Canadian Solar*) já possuem essa informação, onde, em geral, vem descrito como “*Performance at Low Irradiance*” (desempenho em baixa irradiância, em tradução direta). Por exemplo, uma redução

de 10 % no valor da eficiência, corresponderia a um valor de  $k$  expresso por:  $k = 0,10 \times 200/1000 = 0,020$ . Entretanto, como essa informação ainda não é uma obrigatoriedade, nem todos os fabricantes a fornecem. Além disso, outra observação importante a respeito de  $k$  é que quando alcançado valores negativos para este fator, significa dizer esse tipo específico de módulo tem a sua eficiência aumentada em relação à STC, para baixos níveis de irradiância (200 W/m<sup>2</sup> ou menos).

Apesar da possibilidade do uso de  $k$  descrito no manual do fabricante dos módulos, neste trabalho aplicou-se a metodologia experimental de determinação, pois os respectivos módulos avaliados neste trabalho não possuíam tal informação. Portanto, a Equação 2.6. foi aplicada utilizando os dados coletados a partir do sistema de monitoramento descrito no capítulo 3.

Uma vantagem associada a este modelo é a relativa simplicidade em relação ao apresentado na Equação 2.3, pois, ele apenas insere um fator a fim de “absorver” as variabilidades da potência em relação à irradiância, ao passo que se mantém a base (mesmas variáveis) do derivante, reorganizando a nova equação e categorizando a aplicação em níveis diferentes de irradiância (maiores e menores ou iguais que 200 W/m<sup>2</sup>).

Além disso, a facilidade de identificação dos parâmetros nos respectivos *datasheets* dos módulos também se torna uma importante vantagem em relação aos modelos que necessitam de valores mensurados experimentalmente, como o modelo empírico, por exemplo.

#### 2.1.4 Modelo PVFORM

O modelo PVFORM desenvolvido pela *Sandia National Laboratories* (SNL), também está associado ao modelo do coeficiente de temperatura para potência. Entretanto, assim como o modelo apresentado por Marion (2008), sua utilização é indicada para diferentes intervalos de irradiância. Sendo assim, para níveis de irradiância maiores do que 125 W/m<sup>2</sup> a equação mais indicada é a própria do coeficiente de temperatura, referenciada neste capítulo como Equação 2.3. No entanto, para valores de irradiância menores ou iguais a 125 W/m<sup>2</sup> recomenda-se o uso de uma formulação diferente, mostrada através da Equação 2.7.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{0,008 \cdot H_{t,\beta}^2}{H_{ref}} \cdot \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right], \quad \text{se } H_{t,\beta} < 125 \text{ W/m}^2 \quad (2.7)$$

Segundo a SNL nesses níveis de irradiância os módulos fotovoltaicos de silício cristalino possuem perdas de produtividade, portanto faz-se necessária a inserção de um fator de correção (0,008) a fim de considerar tal fato.

O modelo PVFORM foi um dos primeiros modelos para “sistemas”, usado com o intuito de analisar e comparar a performance de sistemas fotovoltaicos em um ou diversos locais

simultaneamente. Ele foi desenvolvido com o intuito de melhorar e simplificar um modelo chamado de SOLCEL, conforme destacado por Klise e Stein (2009). Dessa forma, o PVFORM permite ser aplicado tanto para sistemas conectados à rede como para autônomos.

Devido à relativa simplicidade e boa exatidão nas previsões o modelo passou a ser utilizado na composição de diversos programas computacionais. Dentre eles, pode-se destacar o PVWatts, um dos mais comuns e utilizados programas computacionais para dimensionamento e avaliação de sistemas fotovoltaicas. Outro *software* que merece destaque e que utiliza o modelo matemático PVFORM é o PVSIM. Desenvolvido também pela SNL com o objetivo de permitir a visualização do comportamento elétrico entre os módulos, na composição de um gerador fotovoltaico, especificamente desenvolvido para analisar as perdas por incompatibilidade e sombreamento dos módulos, esse tipo de análise é realizada considerando o modelo de circuito equivalente de 2 diodos com parâmetros obtidos empiricamente por meio de medições de curva I-V em baixas e altas temperaturas de célula, ou seja, 25 °C e 50 °C, respectivamente (KLISE e STEIN, 2009).

### 2.1.5 Modelo de potência MPPT

O modelo apresentado na tese de doutorado do Manito (2018) assume que o gerador fotovoltaico opera em condições de máxima potência, ou seja, usando um conversor C.C. para seguimento do ponto de máxima potência. O autor afirma que essa consideração simplifica matematicamente a estimativa. Além disso, antes de apresentar a equação ele ainda considera que:

- Todas as células do gerador são idênticas e operam igualmente para dadas condições climáticas (temperatura e irradiância);
- Não há perdas no gerador e a mudança do ponto de máxima potência se altera instantaneamente em função da variação das condições climáticas;
- A temperatura da célula depende apenas da irradiância e da temperatura ambiente.

Assim, a Equação 2.8 também pode ser entendida como uma variação do modelo do coeficiente de temperatura apresentado pela Equação 2.3.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \cdot \left[ 1 + c_1 \cdot \ln \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \right] \quad (2.8)$$

A principal diferença apresentada é a aplicação de uma terceira parte na equação que utiliza um coeficiente  $c_1$ , o qual tem por objetivo considerar a variação da potência do módulo com a irradiância. Segundo o autor um valor típico e que pode ser usado é 0,031.

### 2.1.6 Modelo não-linear de cinco pontos (ou cinco parâmetros)

Este modelo é denominado dessa maneira por Dongue *et al.* (2013) e é baseado no modelo apresentado por Van Dyk *et al.* (2002). Basicamente, a proposta consiste em um método analítico que visa determinar o que o autor chama de “*key operational quantities*” (quantidades operacionais chave em tradução direta), e representa os principais parâmetros definidos a partir de uma análise de pontos I-V característicos: curto-circuito, circuito aberto e máxima potência. A fim de considerar as não-linearidades construtivas dos dispositivos fotovoltaicos em relação à temperatura e irradiância, o autor propõe o uso de termos adicionais obtidos a partir de procedimentos experimentais. Dito isto, as Equações 2.9 e 2.10 são apresentadas para as situações de curto-circuito e de circuito aberto.

$$I_{sc} = I_{sc,ref} [1 + \mu_{I_{sc}}(T_c - T_{c,ref})] \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (2.9)$$

$$V_{oc} = \frac{V_{oc,ref}}{1 + \beta \ln(H_{ref}/H_{t,\beta})} \left( \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right)^\gamma \quad (2.10)$$

onde  $\mu_{I_{sc}}$  é o coeficiente de temperatura para corrente em situação de curto circuito, com função similar ao  $\mu_{P_{mp}}$  apresentado na seção 2.1.2;  $\alpha$  é um fator adimensional inserido para considerar os efeitos não-lineares entre a corrente e a irradiância;  $\beta$  é o coeficiente adimensional específico para a tecnologia fotovoltaica do módulo;  $\gamma$  é fator que considera as não-linearidades entre a tensão e a temperatura; e os parâmetros com o subíndice “*ref*” são obtidos partir folha de dados do fabricante e estão definidos na STC. Assim, a potência no seu ponto de máxima é determinada a partir do produto entre  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ , e o fator de forma ( $FF$ ), onde este último tem sua definição apresentada no tópico 2.1.10. Logo, a potência no ponto de máxima pode ser formulada:  $P_{mp} = I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF$ , conforme descrito em Zhou *et al.* (2007).

As constantes  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  estão relacionados a importantes efeitos de um módulo fotovoltaico. A determinação desses parâmetros se dá a partir da metodologia experimental descrita detalhadamente em Zhou *et al.* (2007) e não são fornecidas pelo fabricante na folha de dados do módulo, portanto, eles não são os mesmos parâmetros descritos no tópico 2.1.1.

De maneira sucinta, basicamente esses fatores são encontrados variando as condições de operação (irradiância e temperatura) do módulo fotovoltaico e observando a relação entre corrente e tensão durante essas alterações. Sendo assim, as 3 próximas equações descritas são utilizadas nesse processo.

$$\alpha = \frac{\ln((I_{sc2} - \mu_{I_{sc}}(T_2 - T_1)) / I_{sc1})}{\ln(H_2/H_1)} \quad (2.11)$$

sendo que os índices 1 e 2 são usados para indicar as mensurações experimentais em duas condições operacionais diferentes.

A variação da tensão de circuito aberto está relacionada com a irradiância e temperatura das células fotovoltaicas. Para obtenção de  $\beta$ , a temperatura é mantida constante durante o processo experimental, ao passo que a irradiância varia de  $H_1$  até  $H_2$ .

$$\beta = \frac{(V_{oc1}/V_{oc2})^{-1}}{\ln(H_1/H_2)} \quad (2.12)$$

Em procedimento similar o valor de  $\gamma$  é determinado, porém dessa vez a irradiância é mantida constante, ao passo que a temperatura das células varia de  $T_1$  a  $T_2$ .

$$\gamma = \frac{\ln(V_{oc1}/V_{oc2})}{\ln(T_1/T_2)} \quad (2.13)$$

Importante ressaltar que a exatidão do modelo matemático destacado depende diretamente da qualidade experimental aplicada durante a determinação de  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ .

Uma das principais desvantagens observadas no modelo matemático apresentado é que ele possui certa complexidade e dispêndio de tempo durante a realização dos procedimentos experimentais para determinação dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ . Lembrando que programas computacionais como HERMINES, da L'ECOLE des MINES de Paris; e ASHLING, da University College CORK da Irlanda, foram descontinuados justamente devido essas dificuldades operacionais.

### 2.1.7 Modelo simplificado

O modelo apresentado por Bellini *et. al* (2009) foi nomeado como “modelo simplificado”, porém a modelagem desenvolvida apresenta considerações e formulações adicionais ao modelo do coeficiente de temperatura, visto que a formulação apresentada é uma adaptação dele. Assim, a ideologia de simplificação defendida pelo autor é referente à comparação do modelo apresentado em relação aos modelos baseados nos circuitos equivalentes de uma célula/módulo fotovoltaico (apresentados no tópico 2.2 deste trabalho), pois para Bellini *et al.* (2009) o fato de a formulação usar a maioria dos parâmetros disponíveis na folha de dados dos fabricantes facilita o processo de estimativa. Entretanto, é importante considerar que essa situação pode reduzir a precisão e/ou exatidão das previsões de desempenho, principalmente, devido ao uso de parâmetros fixos da STC em condições operacionais diferentes.

A modelagem realizada por Bellini *et. al* (2009) parte do princípio de que tanto a corrente como a tensão sofrem influência direta da temperatura e da irradiância, portanto, ele diz que a formulação apresentada por meio do modelo do coeficiente de temperatura torna-se incompleta quando considera apenas o efeito da temperatura para determinação da tensão no ponto de máxima potência, conforme indicado na Equação 2.14.

$$V_{mp} = V_{mp,ref} \left[ 1 + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (2.14)$$

$$I_{mp} = I_{mp,ref} \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot \left[ 1 + \mu_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (2.15)$$

onde,  $\mu_{V_{mp}}$  e  $\mu_{I_{mp}}$  são os coeficiente de temperatura para tensão e corrente no ponto de máxima potência, respectivamente, porém, em geral, não são fornecidos na folha de dados do fabricante. Entretanto, devido à boa proximidade com os coeficientes em situação de circuito aberto ( $\mu_{V_{oc}}$ ) e de curto circuito ( $\mu_{I_{sc}}$ ) eles são assumidos como equivalentes e podem ser utilizados durante a aplicação da formulação; além disso os parâmetros com o subíndice “ref” são obtidos a partir das condições padrões de ensaio (1.000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C e AM 1,5).

Assim, a potência no ponto de máxima potência, usando o método do coeficiente de temperatura, pode ser determinada por meio da multiplicação dos resultados obtidos a partir Equações 2.14 e 2.15 ( $P_{mp} = V_{mp} \cdot I_{mp}$ ) ou ainda usando diretamente a Equação 2.3 apresentada no tópico 2.1.2.

Na intenção de melhorar a acurácia do modelo e levar em consideração a influência da irradiância no processo de determinação da tensão no ponto de máxima, o autor sugere a inserção do termo  $\Delta V(H)$ , chamado de termo de correção. Portanto, a formulação sugerida para a tensão está expressa na Equação 2.16.

$$V_{mp} = V_{mp,ref} \cdot \left[ 1 + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] - \Delta V(H) \quad (2.16)$$

onde o fator de correção é obtido a partir da relação expressa na Equação 2.17.

$$\Delta V(H) = V_{oc,ref} - V_{OC_m} \quad (2.17)$$

Sendo que  $V_{OC_m}$  representa a tensão de circuito aberto traduzida da STC para considerar a influência da irradiância e definido pela Equação 2.18.

$$V_{OC_m} = C_2 \cdot V_{oc,ref} \cdot \ln \left[ 1 + \frac{\left( 1 - \frac{I_t}{I_{sc,ref}} \right)}{C_1} \right] \quad (2.18)$$

onde  $I_t$  é a corrente de curto circuito na irradiância  $H_{t,\beta}$ , sendo determinada pela Equação 2.19.

$$I_t = I_{sc,ref} \cdot \frac{H_t \beta}{H_{ref}} \quad (2.19)$$

Além disso, similarmente a função do fator  $\Delta V(H)$  para Equação 2.16, faz-se necessário ainda a inserção de mais dois fatores de correção ( $C_1$  e  $C_2$ ) para a Equação 2.18, os quais são expressos pelas Expressões 2.20 e 2.21.

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \cdot e^{\left(\frac{-V_{mp}}{C_2 \cdot V_{oc}}\right)} \quad (2.20)$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} - 1\right)}{\ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right)} \quad (2.21)$$

sendo que os parâmetros de corrente e tensão aplicados em  $C_1$  e  $C_2$  são determinados a partir dos modelos do coeficiente de temperatura.

Dessa forma, como se percebe nas formulações e respectivas inserções de parâmetros de correção, a metodologia apresentada por Bellini *et. al* (2009) não se mostra tão simplificada assim como ele a denomina.

### 2.1.8 Modelo de Anderson

O modelo desenvolvido por Anderson (1995), assim como os dois últimos apresentados, busca considerar o efeito da irradiância na determinação da tensão no ponto de máxima potência. O trabalho do autor trata-se de um relatório realizado sob o Subcontrato NREL No. TAD-4-14166-01. Basicamente, partiu-se da necessidade de se desenvolver um método para prever o desempenho de dispositivos fotovoltaicos (módulos) em uma ampla faixa de condições de temperatura e irradiância.

O relatório destaca que as equações foram desenvolvidas com o objetivo de avaliar o desempenho de células, módulos e arranjos fotovoltaicos. Como resultado, Anderson (1995) destaca que estas equações permitem que os valores de desempenho determinados em uma condição de temperatura e irradiância sejam traduzidos para qualquer outra condição operacional. Sendo assim, o modelo permite sair de uma condição de referência inicial para valores de máxima potência, por exemplo. Além disso, um dos principais objetivos durante o desenvolvimento das equações foi o uso dos coeficientes de temperatura em situação normalizada (% / ° C), o que não era utilizado na época, pois as principais equações de “tradução” utilizadas naquele momento referem-se a um artigo do IEEE, de J. D. Sandstrom, do *Jet Propulsion Laboratory* (JPL) publicado em 1967. Portanto, as formulações desenvolvidas por Anderson (1995) buscaram atualizar a forma com que esses parâmetros eram utilizados em um processo de tradução de curvas I-V. Dito isto, as expressões modeladas



por Anderson (1995) para determinação da potência no ponto de máxima são dadas pelas Equações 2.22 e 2.23.

$$I_{mp} = \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \cdot \frac{I_{mp,ref}}{\left[ 1 + \mu_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right]} \quad (2.22)$$

$$V_{mp} = \frac{V_{mp,ref}}{\left[ 1 + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \cdot \left[ 1 + \delta \cdot \ln \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \right]} \quad (2.23)$$

O único novo fator, distinto dos aqui já apresentados, é  $\delta$ , o qual trata-se de um coeficiente de irradiância, e conforme descrito pelo autor do arranjo matemático, ele busca “absorver” as não-linearidades dos geradores fotovoltaicos com relação às variações de irradiância. Este parâmetro é adimensional e é caracterizado empiricamente pelo autor por tecnologia fotovoltaica. Assim, ele apresenta os seguintes valores típicos:  $\delta = 0,085$  para módulos de silício monocristalinos;  $\delta = 0,011$  para os policristalinos; e  $\delta = 0,063$  para os de filme fino.

A potência em seu ponto de máxima é dada pelo produto dos resultados obtidos a partir das Equações 2.22 e 2.23. Portanto, percebe-se que na modelagem apresentada não há grande alteração de complexidade em relação aos anteriormente apresentados, uma vez que a maioria dos fatores já são conhecidos e podem ser obtidos a partir da folha de dados fornecida pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos. Entretanto, um possível problema em aplicações atuais do modelo é que o autor não revela as etapas experimentais realizadas para determinação empírica do coeficiente de irradiância, e, como os valores por tecnologia foram explícitos em 1996, pode a evolução tecnológica da indústria fotovoltaica tenha tornado esses valores defasados para o contexto atual, uma vez que o próprio autor destaca que as não-linearidades dos módulos com a irradiância estão relacionadas principalmente às propriedades construtivas dos mesmos. Assim, de qualquer forma a aplicação do modelo se torna importante neste trabalho, mesmo que seja para descrever a não representatividade da modelagem aplicada com os valores de  $\delta$  característicos apresentados por Anderson (1995).

### 2.1.9 Modelo de HOMER

O modelo matemático utilizado pelo programa computacional supracitado na secção 1.6 (HOMER), está acessível em diversas referências (RAWAT *et al.*, 2016; ROBERTS *et al.*, 2017 LAMBERT *et al.*, 2006). A Equação 2.24 descreve a equação matematicamente utilizada para estimar a potência máxima de geradores fotovoltaicos.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \cdot f_{FV} \quad (2.24)$$

Basicamente, o modelo, assim como os outros aqui apresentados, possui certa similaridade ao do coeficiente de temperatura, mas com a inserção de um terceiro termo,  $f_{FV}$ , denominado como fator de redução e dado em termos percentuais. Conforme destacado por Lambert *et al.* (2006) o principal objetivo de se inserir tal fator é considerar perdas ocasionadas por efeitos da poeira, fiação (interconexão entre os módulos), temperatura elevada ou qualquer outra coisa que possa fazer com que a “saída” do gerador fotovoltaico se desvie do esperado em condições ideais.

Uma consideração importante a ser ressaltada novamente é que em todos os modelos usados neste trabalho, a temperatura das células FV e a respectiva irradiância em condições operacionais serão determinadas a partir de dados experimentalmente obtidos, porém isso não limita a utilização de modelos matemáticos para a estimativa temperatura (e.g. Duffie e Beckman) e que utilizem as diversas bases de dados existentes.

Perdas de desempenho em um sistema real e que não são explicitamente modeladas precisam ser especificadas em percentagem da saída de energia do sistema fotovoltaico (DOBOS, 2014). Assim, em geral, essas perdas são representadas em forma de um fator de redução (destacado no modelo HOMER como  $f_{FV}$ ), o qual é um fator de escala que se aplica à saída do gerador a fim de considerar a diferença entre a operação real do mesmo em relação as condições padrão de teste (STC). Esse fator considera uma série de perdas que não dependem diretamente da temperatura, como por exemplo: fiação; diodos e conexões; sujeira e respectivos sombreamentos; degradação, entre outros. Os fatores de redução são normalmente derivados de medições de campo ou estimativas e representam um impacto negativo no rendimento energético (KIM e ROPP, 2006; YATES e HIBBERD, 2010).

Mondol *et al.* (2006) apresenta um estudo em que várias instalações fotovoltaicas ao redor do mundo são comparadas em termos de desempenho. A principal observação realizada pelos autores nessa pesquisa foi que havia grande dificuldade em comparar diferentes sistemas devido às suas características variáveis, como: dimensionamento, orientação, condições climáticas, configuração do arranjo e característica de operação.

Em Roberts *et al.* (2017) são reunidos vários intervalos e os típicos valores para os diferentes fatores de redução por perda característica. Assim, o fator de redução geral,  $f_{FV}$ , para um sistema é calculado pela multiplicação do fator unitário de redução proveniente de cada perda. A Tabela 2.1 mostra os valores típicos dos fatores unitários considerados para a composição de  $f_{FV}$  geral, conforme mencionado e adotado por Roberts *et al.* (2017).

Tabela 2.1 – Típicos valores de fator de redução unitários destacados na literatura e adotados.

<b>Fator de Redução Unitário</b>	<b>Valor Típico</b>
Placa de identificação do módulo	0,950
Fiação do lado C.C.	0,980
Diodos e conexões	0,995
Incompatibilidades	0,980
Eficiência do MPPT	0,990
Processo de transformação	0,990
Sujeiras	0,980
Sombreamentos	1,000
Degradação do módulo	0,985
Disponibilidade do sistema	1,000
Rastreabilidade do movimento aparente do sol	1,000
Rastreamento e degradação induzida pela luz inicial	0,980
<b>Fator de redução geral, <math>f_{FV}</math></b>	<b>0,842</b>

Fonte – Adaptado de Roberts *et al.* (2017).

O detalhamento de cada perda e o respectivo fator de redução unitário pode ser obtido em Roberts *et al.* (2017). Uma observação importante é que a eficiência do inversor não está incluída durante a determinação do fator de redução geral, mas pode ser considerada como um parâmetro de entrada separado, na formulação da equação, em simulações de sistemas fotovoltaicos. O princípio de utilização do fator de redução também se aplica a modelos baseados nos circuitos equivalentes. Sendo assim, para os modelos de potência, neste caso o HOMER, o valor típico apresentado para o fator de redução geral é de aproximadamente  $f_{FV}=0,842$ , enquanto que para modelos baseado nos circuitos equivalentes é de  $f_{FV}=0,886$ , uma vez que este último não considera o fator unitário “Classificação da placa de identificação do módulo” no processo multiplicativo, pois a potência máxima do módulo é estimada ao extrair os parâmetros de equações características (como corrente do diodo no escuro e corrente fotogerada, por exemplo) em vez de usar valores de referência fornecidas pelo fabricante na folha de dados (ROBERTS *et al.*, 2017). Logo, para modelos baseados em circuitos equivalentes, entende-se que não haveria fontes de erro entre os parâmetros fornecidos pelos fabricantes (fixados nas placas de identificação e *datasheet*) e os valores obtidos em uma situação de ensaio em simulador, por exemplo. A aplicação de  $f_{FV}$  para modelos baseados em circuitos equivalentes será fundamentada na seção 2.2 deste trabalho.

### 2.1.10 Modelo analítico

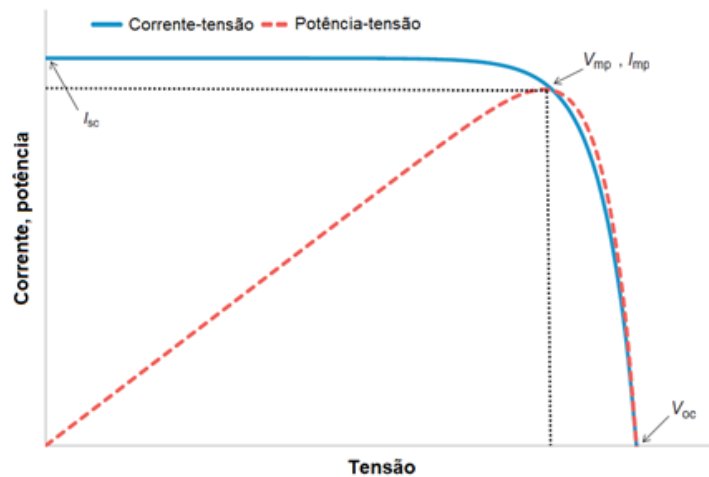
Em Lorenzo *et. al* (1994) é apresentado um modelo matemático chamado por ele como analítico. Os autores partem da definição de potência entregue por um gerador fotovoltaico

(célula ou módulo) para uma dada condição de trabalho (temperatura e irradiância), dada por  $P = V.I$ , onde para o ponto de máxima os autores consideram a Equação 2.25 como ponto de partida.

$$P = P_{mp} \rightarrow \frac{\partial P}{\partial V} = 0 \quad (2.25)$$

Sendo assim, com o objetivo de encontrar uma equação mais simples, em relação às baseadas nos circuitos equivalentes, os autores propuseram um modelo baseado na existência de uma relação empírica entre o fator de forma ( $FF$ ) e a tensão de circuito aberto. De uma maneira simples, o fator de forma pode ser entendido como a aproximação geométrica que a curva I-V da célula/módulo desempenha em relação a um retângulo. A Figura 2.3 mostra as duas principais curvas características de um módulo fotovoltaico.

Figura 2.3 – Curva I-V e P-V características.



Fonte – Pearsall (2017).

A curva característica I-V de uma célula, módulo, ou ainda, de um arranjo (associação de módulos) pode ser entendida como uma representação gráfica dos valores de corrente de saída (eixo y) em função da tensão (eixo x) do respectivo dispositivo considerado. Uma das principais funções dessa curva é realizar a caracterização de um módulo, uma vez que esta permite determinar os principais parâmetros elétricos do dispositivo, e por consequência permite prever o possível desempenho do mesmo.

Na curva I-V expressa na Figura 2.3 (linha contínua), destacam-se os três pontos notáveis, sendo esses: a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) que é a corrente que circula (para um determinado valor de irradiância) quando a tensão nos terminais é nula ( $V = 0$ ); a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) que representa a tensão quando a corrente que circula pela célula é nula ( $I = 0$ ); e o ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ), foco da aplicação dos modelos aqui apresentados

e representado pelo produto de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  que representam o valor da tensão e corrente, respectivamente, para máxima potência que o dispositivo pode disponibilizar em determinada condição de operação. Além disso, a Figura 2.1 também expressa a relação de potência *versus* tensão (curva P-V, linha tracejada), onde sua obtenção (eixo y) dar-se-á pela multiplicação dos valores de tensão e corrente obtidos da curva I-V do dispositivo

Antes de desenvolver a relação empírica os autores definem valores normalizados da tensão de circuito aberto e da resistência série (no tópico 2.2 é definido contextualmente o significado de uma resistência série para uma célula fotovoltaica). As Equações 2.26 e 2.27 representam-nas respectivamente.

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \quad (2.26)$$

$$r_s = \frac{R_s}{(V_{oc}/I_{sc})} \quad (2.27)$$

onde  $V_t$  é a tensão térmica, a qual pode ser expressa por  $V_t = \frac{KT}{q}$ , sendo  $K$  a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J / K),  $T$  a temperatura absoluta da célula ( $0^\circ \text{C} = 273,16^\circ \text{K}$ ) e  $q$  a carga elétrica do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C). Dito isto, a relação empírica entre o fator de forma e a tensão de circuito aberto definida por Lorenzo et. al (1994) está representada nas Equações 2.28 a 2.30.

$$FF = \frac{V_{mp}I_{mp}}{V_{oc}I_{sc}} = FF_0 \cdot (1 - r_s) \quad (2.28)$$

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72)}{v_{oc} + 1} \quad (2.29)$$

onde,

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \cdot \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \quad (2.30)$$

Sendo que  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  representam, respectivamente, corrente e tensão da célula/módulo para o ponto de máxima potência, que por sua vez podem ser expressos pela relação desenvolvida analiticamente pelos autores por meio das Equações 2.31 e 2.32.

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = 1 - a^{-b} \quad (2.31)$$

$$\frac{V_{mp}}{V_{oc}} = 1 - \frac{b}{v_{oc}} \ln a - r_s(1 - a^{-b}) \quad (2.32)$$

sendo  $a$  e  $b$  parâmetros adimensionais determinados matematicamente pelas Equações 2.33 e 2.34, respectivamente.

$$a = v_{oc} + 1 - 2 \cdot v_{oc} \cdot r_s \quad (2.33)$$

$$b = \frac{a}{1+a} \quad (2.34)$$

Os autores alertam que a validade desse conjunto de expressões está limitada para valores de  $v_{oc} > 15$  e  $r_s < 0,4$ . Além disso, eles ainda destacam que as diferenças do modelo proposto em relação ao baseado no circuito equivalente real são menores que 1%, tornando este valor como limite de precisão do método empírico adotado.

### 2.1.11 Modelo de Bleasser

O modelo apresentado em Ortiz-Rivera e Peng (2005, p.2) foi desenvolvido por Bleasser (1995) há aproximadamente uma década em relação a tal destaque, mas que também pode ser entendido como uma adaptação do modelo do coeficiente de temperatura. Entretanto, destaca-se que para determinação da tensão e da corrente para uma dada condição de temperatura e irradiância, faz-se necessário a observação de dois momentos distintos.

Sendo assim, de acordo com os objetivos previamente definidos neste trabalho decidiu-se representar a formulação em termos de máxima potência (momento 2) em relação às condições padrão de teste (momento 1). Portanto, as expressões que representam o comportamento de  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  estão modeladas através das Equações 2.35 e 2.36 respectivamente.

$$I_{mp} = \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot I_{mp,ref} \left[ 1 + \mu_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (2.35)$$

$$V_{mp} = V_{mp,ref} - R_s(I_{mp} - I_{mp,ref}) + \delta \cdot \ln\left(\frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}}\right) + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \quad (2.36)$$

A principal característica e mudança em relação ao modelo do coeficiente de temperatura (tópico 2.1.2) é durante a determinação de  $V_{mp}$ , a qual depende diretamente de valores do coeficiente apresentado por Anderson (1995) -  $\delta = 0,085$  para módulos de silício monocristalinos;  $\delta = 0,011$  para os policristalinos; e  $\delta = 0,063$  para os de filme fino - e da própria corrente calculada para o momento 2 (máxima potência). Além disso, a equação também exige a determinação da resistência série, que para efeito de comparação entre os modelos adotou-se o método usado por Lorenzo *et. al* (1994) através do conjunto de Equações de 2.28 a 2.30 apresentadas no tópico anterior (Modelo Analítico).

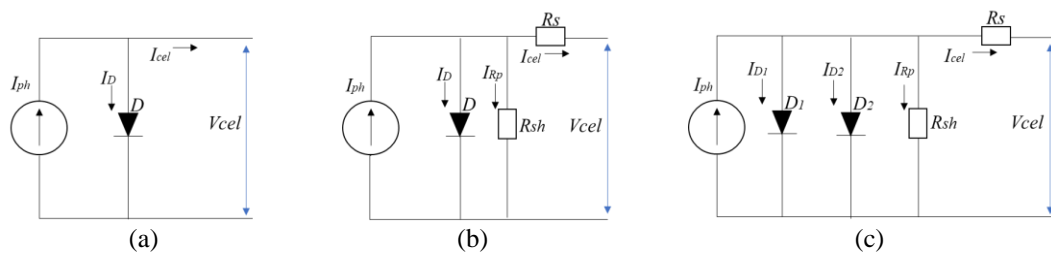
## 2.2 Modelos baseados nos circuitos equivalentes

A constituição de um sistema fotovoltaico se dá por diversos dispositivos, onde o módulo é definido como o elemento básico de um gerador. Contudo, antes de se ater de fato ao comportamento de um módulo ou um gerador (conjunto de módulos associados), se faz necessário entender a sua unidade elementar, a célula fotovoltaica. Seu papel principal é a conversão direta da radiação solar em eletricidade, e pode ser compreendida como um dispositivo semiconductor que fornece uma corrente elétrica contínua (c.c.) quando atingido pela radiação solar (SEGUEL, 2009; CARVALHO, 2013).

Vidal *et.al* (2013) afirma que a compreensão do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é a base para sua modelagem e, conseqüentemente, para a do módulo fotovoltaico, uma vez que este nada mais é do que um conjunto de células associadas (em série e/ou paralelo) com o objetivo de se obter tensão e corrente em níveis desejáveis.

O mais simples circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é composto por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Segundo Casaro e Martins (2008) a exatidão da modelagem aumenta quando as não idealidades são consideradas, incluindo as representadas através das resistências série e paralelo. Basicamente, existem três formas de abordagens para circuitos equivalentes que representam as células fotovoltaicas: o modelo ideal, o modelo de um diodo e o modelo de dois diodos. A representação deles pode ser vista na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Circuitos equivalentes das células fotovoltaicas: (a) modelo ideal; (b) modelo de um diodo (real); (c) modelo de dois diodos.



Fonte – Elaborado própria.

O diodo representa a junção p-n do semiconductor, a resistência paralela ( $R_{sh}$ ) representa as não idealidades da junção p-n e as impurezas próximas que podem causar curtos parciais, e a resistência série ( $R_s$ ) representa as perdas internas provenientes da resistência estrutural das interconexões da célula (e por consequência do módulo).

### 2.2.1 Modelo baseado no circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica

Este modelo se baseia em analisar o circuito equivalente ideal, mostrado na Figura 2.4 (a), segundo a lei de Kirchhoff das correntes e no entendimento físico do efeito fotovoltaico ocorrido a partir da interação de semicondutores tipo p-n, representado no circuito através da

fonte de corrente e do diodo. Sendo assim, uma corrente  $I_{cel}$  gerada por uma célula fotovoltaica, é determinada a partir da subtração da corrente fotogerada ( $I_{ph}$ ) pela corrente do diodo no escuro ( $I_D$ ).

$$I_{cel} = I_{ph} - I_D \quad (2.37)$$

O valor da corrente do diodo no escuro pode ser calculado a partir da Equação 2.38.

$$I_D = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{qV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (2.38)$$

onde  $I_0$  é a corrente de saturação reversa;  $V$  é a tensão nos terminais da célula;  $q$  é a carga elétrica do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C);  $m$  é o fator de idealidade do diodo, podendo ser definido tipicamente por tecnologia fotovoltaica, conforme descrito e organizado por Tsai *et al.* (2008) na Tabela 2.2;  $K$  é a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J / K); e  $T$  é a temperatura absoluta da célula ( $0^\circ \text{C} = 273,16 \text{K}$ ).

Substituindo a Equação 2.38 na Equação 2.37 tem-se:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{qV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (2.39)$$

Para obtenção dos principais parâmetros elétricos da célula fotovoltaica faz-se necessária a observação de 3 das principais condições de operação: curto-circuito, circuito aberto e máxima transferência de potência.

Em situação de curto-circuito, ou seja, com os terminais da célula em um mesmo ponto de referência, verifica-se que:  $V = 0$ ,  $I_D = 0$  e  $I_{cel} = I_{ph} = I_{sc}$ . No caso do circuito aberto, observa-se que:  $I_{cel} = 0$  e  $I_{ph} = I_D$ . Nessa última condição a tensão nos terminais da célula é definida como  $V_{oc}$  e representa o máximo valor de tensão possível que se pode alcançar em uma determinada situação de irradiância e temperatura. Assim, em situação de circuito aberto, a Equação 2.39 pode ser manipulada da seguinte forma:

$$0 = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{mkT}\right) - 1 \right]$$

$$\frac{I_{ph}}{I_0} = \exp\left(\frac{qV_{oc}}{mkT}\right) - 1$$

$$\frac{I_{ph} + I_0}{I_0} = \exp\left(\frac{qV_{oc}}{mkT}\right)$$

$$V_{oc} = \frac{mkT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph} + I_0}{I_0}\right) \cong \frac{mkT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad (2.40)$$



ou ainda:

$$V_{oc} \cong \frac{mkT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right) \quad (2.41)$$

Essa aproximação resulta do fato de que em condições de curto-circuito a corrente fotogerada é igual a  $I_{sc}$ . Considerando o fato de que  $V_{oc}$  é um valor fornecido pelo fabricante dos módulos é possível manipular a Equação 2.41 de tal modo a se obter uma expressão que calcule o valor da corrente de saturação reversa ( $I_0$ ).

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{mkT}\right)} \quad (2.42)$$

Quando o fabricante fornece apenas os valores de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  o modelo é desenvolvido a partir da substituição da Equação 2.42 na Equação 2.39. Nesse caso é importante se atentar a consideração de que  $\left(\frac{qV}{mkT}\right) \gg 1$ , levando a possibilidade de se desprezar esse elemento. Assim, a corrente  $I$  em qualquer ponto, pode ser calculado a partir da Equação 2.43, que nesse caso específico, devido os objetivos deste trabalho, está representada em termos de máxima potência, onde por meio de métodos iterativos é possível obter tal valor.

$$I_{mp} = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{q(V_{mp} - V_{oc})}{mkT}\right)\right] \quad (2.43)$$

Além disso, conforme destacado por Tsai *et al.* (2008),  $m$  (fator de idealidade) pode ser organizado tipicamente por tecnologia fotovoltaica, conforme apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Fator de idealidade ( $m$ ) característico por tecnologia fotovoltaica.

<b>Tecnologia fotovoltaica</b>	<b>m</b>
Mono-Si	1,2
Poli-Si	1,3
Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)	1,8
a-Si:H <i>tandem</i>	3,3
a-Si:H triplo	5
CdTe	1,5
CIS	1,5
Arseneto de Gálio (GaAs)	1,3

Fonte – Elaboração própria a partir de Tsai *et al.* (2008).

Uma outra maneira de se obter um valor para o fator de idealidade é manipulando a Equação 2.43, considerando os seus parâmetros nas condições padrão de teste. O resultado desse rearranjo é representado na Equação 2.44.

$$m = \frac{q(V_{mp,ref} - V_{oc,ref})}{kT \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}}\right)} \quad (2.44)$$

Apesar da relativa simplicidade notada pelo modelo matemático baseado no circuito equivalente ideal, este não considera que no processo real de conversão fotovoltaica, nem toda a corrente que é gerada é entregue a carga, uma vez que existem perdas resistivas associadas à transmissão dessa corrente, bem como aquelas decorrentes do próprio processo de conversão. Sendo assim o modelo baseado no circuito equivalente real busca considerar tal fenômeno através da representação de resistências elétricas, conforme mostrado na Figura 2.4 (b).

### 2.2.2 Modelo baseado no circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica

Em uma célula fotovoltaica real existem fatores (citados anteriormente) que devem ser levados em consideração no processo de modelagem, resultando em um modelo mais complexo e mais completo. Basicamente, esse efeito se dá através da inserção de uma resistência em série  $R_s$  e outra em paralelo  $R_{sh}$  no circuito equivalente, conforme se observa na Figura 2.4 (b). Esse circuito também se aplica à representação de um módulo fotovoltaico, onde a inserção de  $R_s$  no modelo considera as perdas ôhmicas do material, metalizações e contato metal-semicondutor, ao passo que a inserção de  $R_{sh}$  é devido à consideração de correntes “parasitas” observadas nas partes superior, inferior e de borda da célula, além daquelas internas ao material, causadas por irregularidades e impurezas decorrentes do processo de fabricação.

Portanto, esse é o modelo mais clássico encontrado na literatura e basicamente, envolve: uma fonte de corrente, a fim de modelar a irradiância e respectivo fluxo luminoso incidente; um diodo para representar o fenômeno de polarização da célula; e duas resistências (série e paralela) para considerar as perdas envolvidas no processo de conversão.

Utilizando o mesmo princípio de análise do tópico anterior, a soma das correntes observadas no circuito equivalente da Figura 2.4 (b) é representada através da Equação 2.45.

$$I_{cel} = I_{ph} - I_D - I_{Rp} \quad (2.45)$$

sendo  $I_{Rp}$  a corrente que circula pela resistência paralela ( $R_{sh}$ ). Sabendo que a corrente de recombinação  $I_0$  pode ser determinada a partir da Equação 2.42, a Equação 2.39 pode ser adaptada, onde a corrente elétrica que a célula (ou módulo) é capaz de fornecer a uma carga para uma determinada tensão de polarização está representada pela Equação 2.46.

$$I_{cel} = I_{ph} - I_{sc} \cdot \exp\left(-\frac{q \cdot V_{oc}}{mkT}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{mkT}\right) - 1\right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.46)$$

Nessa equação existem cinco parâmetros ( $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $I_0$ ,  $I_{ph}$  e  $m$ ) a serem determinados. Entretanto, conforme destacado anteriormente uma aproximação aceitável, em termos de utilidade prática, é que a corrente fotogerada ( $I_{ph}$ ), em condições de curto-circuito seja igual a  $I_{sc}$ .

Além disso, devido aos grandes avanços sofridos pela indústria fotovoltaica, principalmente no que se refere à qualidade e padronização dos processos de fabricação de módulos, considera-se que a resistência paralela, a qual representa as não idealidades da junção p-n e impurezas próximas que podem causar curtos parciais, se tornou um alto valor, e assim considerar o 3º termo subtrativo da equação como uma tendência a zero é uma simplificação aceitável. Adicional a isto, é de comum entendimento de que  $\left(\frac{q(V-I R_s)}{m k T}\right) \gg 1$ , levando a possibilidade de cancelamento deste termo também. Logo, a equação simplificada resultante dessas considerações pode ser expressa, em termos de máxima potência, conforme a Equação 2.47.

$$I_{mp} = I_{sc} \left[ 1 - \exp\left(\frac{q(V-V_{oc}+I_{mp}R_s)}{m k T}\right) \right] \quad (2.47)$$

Contudo, umas das principais dificuldades observadas para a solução desta equação é que ela não pode ser algebricamente resolvida, necessitando-se recorrer a métodos iterativos para solução, uma vez que a corrente de célula não pode ser isolada (SEGUEL, 2009).

Além disso, para efeitos de comparação, durante a aplicação deste modelo foi utilizado os mesmos princípios empíricos descritos por Lorenzo *et al.* (1994) e aplicados no modelo analítico para determinação da resistência série. Entretanto, nada impede que outras metodologias sejam aplicadas para a determinação deste parâmetro.

### 2.2.3 Modelo baseado no circuito equivalente ideal com $f_{FV}$ aplicado

Os modelos de potência apenas conseguem estimar a potência de saída de um gerador fotovoltaico quando ele está trabalhando em seu respectivo ponto de máxima potência. Entretanto, quando se faz necessário conhecer todo o comportamento da curva característica de corrente *versus* tensão (I-V), modelos baseados no circuito equivalente são mais indicados, pois estão em função de parâmetros elétricos da célula FV sob diferentes condições de operação (ROBERTS *et al.* 2017).

Assim, a operação de uma célula FV pode ser representada por um circuito elétrico, composto por uma fonte de corrente, um ou dois diodos paralelos e combinações de resistências em série e paralelas, conforme mostrado na Figura 2.4. Dependendo do tipo de

dispositivo, da precisão requerida e/ou da disponibilidade de informações, diferentes modelos matemáticos podem ser adotados.

O modelo ideal, composto apenas por uma fonte de corrente e um diodo, não representa operacionalmente de maneira real o comportamento de uma célula fotovoltaica, pois considera que não há nenhum tipo de perda durante o processo de conversão fotovoltaica. O de dois diodos (Figura 2.4 (c)), inicialmente proposto por Wolf e Rauschenbach (1963), é mais exato quando se trata de condições de baixa irradiância, mas torna-se pouco interessante para simulações em que os sistemas fotovoltaicos operam a maior parte do tempo sob condições de altos níveis de irradiância, conforme destacado por de Blas *et al.* (2002). Portanto, devido este modelo ser consideravelmente mais complexo de se aplicar, o que “fere” a relação de compromisso entre esforço e precisão descrita inicialmente neste trabalho ele não foi aplicado aqui neste momento. Sendo assim, a revisão da literatura revela que o modelo de circuito de um diodo (referido também como modelo real) é o mais comum em aplicações de engenharia, uma vez que oferece uma boa relação de compromisso entre simplicidade e precisão, porém este não se isenta de erros associados à estimativa (MA *et al.*, 2014; VILLALVA *et al.*, 2009).

Durante a descrição do tópico 2.1.9, o modelo HOMER aplica um fator de redução geral ( $f_{FV}$ ) a fim de reduzir tais erros, partindo da consideração de diversas perdas que estão associadas à estimativa da geração fotovoltaica, as quais são representadas por fatores unitários de redução, destacados na Tabela 2.2. Assim, no intuito de observar o comportamento dos modelos aplicados (ideal e real) neste trabalho quanto à exatidão em relação aos dados medidos, decidiu-se estender o uso do fator de redução geral para este contexto, uma vez que a literatura revela a possibilidade de uso deste fator também em modelos provenientes do circuito equivalente.

Portanto, conforme destacado em Roberts *et al.* (2017) o valor típico para o fator de redução geral, quando aplicado a modelos baseado nos circuitos equivalentes é de  $f_{FV} = 0,886$ . Logo, a expressão características usada para determinar a potência máxima quando considerado o circuito ideal é a Equação 2.48.

$$P_{mp} = P_{mp(CI)} \cdot 0,886 \quad (2.48)$$

onde  $P_{mp(CI)}$  é potência no ponto de máxima obtida a partir de equações baseadas no circuito ideal, conforme destacado no tópico 2.2.1;

A aplicação do fator de redução não foi estendida ao modelo do circuito real, pois a consideração das resistências série e paralelo buscam estimar diversas das perdas destacadas

na Tabela 2.2. Portanto, a aplicação de um outro fator, nessas condições, pode inserir uma dupla consideração de perdas, gerando erros durante a estimativa de geração do modelo.

Assim, ao todo foram aplicados 14 modelos de se estimar a máxima potência para geradores fotovoltaicos sob diferentes condições de temperatura de operação de célula e irradiância incidente. Importante ressaltar que neste trabalho essa aplicação se deu no âmbito de módulo, porém nada impede que isso seja estendido aos arranjos. A comparação entre as estimativas e os valores experimentalmente medidos foi realizada por meio de indicadores estatísticos, os quais são melhores descritos no Capítulo 4. A seguir, descreve-se o sistema de monitoramento utilizado para coleta de dados dos módulos experimentados em situações de exposição a sol real.

### 3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Este capítulo tem por objetivo descrever o sistema monitorado e os respectivos dados utilizados para elaboração deste trabalho. Em geral, é composto por equipamentos responsáveis por monitorar o comportamento das variáveis elétricas dos módulos fotovoltaicos nele inseridos, bem como as respectivas grandezas relacionadas ao recurso solar disponível para a região norte do Brasil. Especificamente, o principal objetivo desse sistema é permitir a observação operacional de diferentes módulos sob as características ambientais do local em que estão expostos (elevada umidade e temperatura). O conjunto do sistema é resultado de uma parceria estabelecida entre o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE/UFPa) e a empresa alemã CENTROTHERM. A Figura 3.1 mostra uma visão panorâmica do sistema atualmente.

Figura 3.1 – Visão panorâmica do sistema objeto de estudo.



Fonte – Elaboração própria.

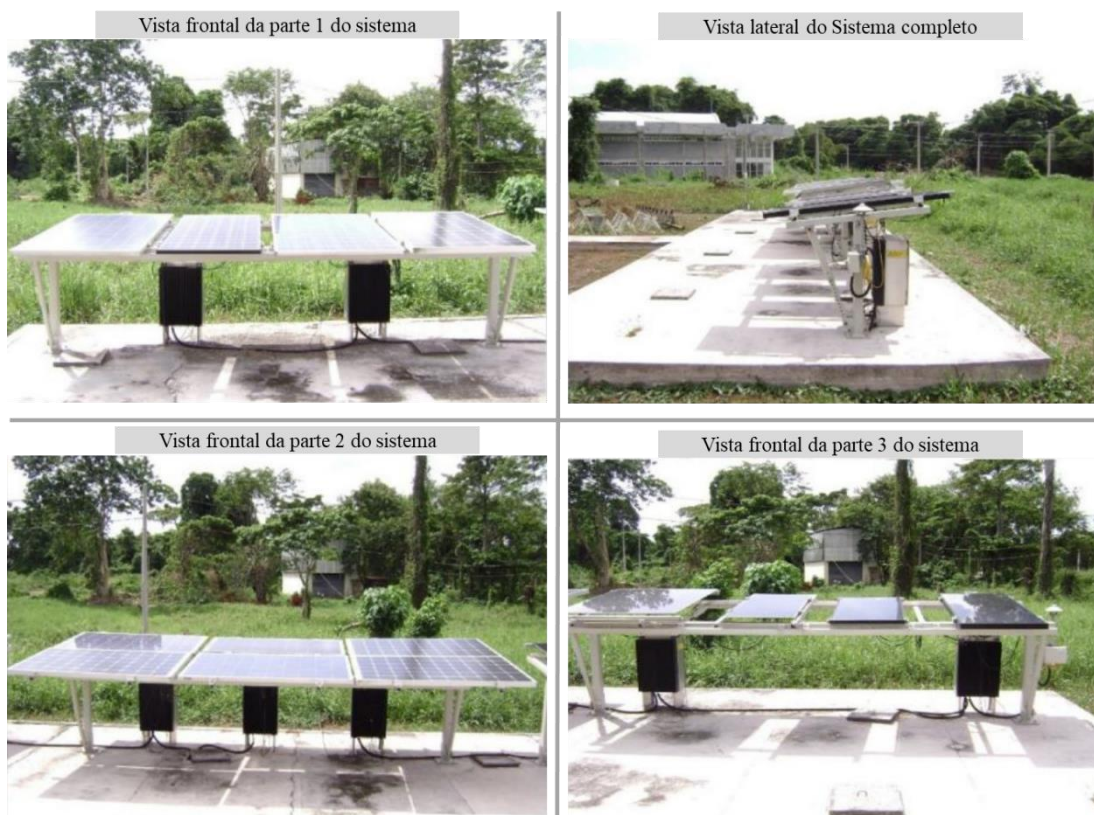
O sistema já fora utilizado em diversas atividades de pesquisa, dentre elas pode-se destacar duas dissertações de mestrado em Engenharia Elétrica, Braga (2014) e Rodrigues (2017) e uma tese de doutorado, Oliveira (2017). Portanto, as informações que o sistema permite gerar é de elevado interesse entre pesquisadores e a indústria de energias renováveis, principalmente da tecnologia fotovoltaica, pois é possível por meio dele gerar aprimoramentos nos processos de fabricação, bem como na obtenção de novos conhecimentos relacionados, tais como estudos de sombreamento, conforme realizado por Rodrigues (2017), e de desempenho, conforme realizado em Braga (2014) e Oliveira (2017) e que este trabalho busca caracterizar.

#### 3.1 Descrição estrutural e de componentes do sistema

O sistema estruturalmente é composto por bases metálicas, ao todo três, que garantem o suporte à fixação e inclinação dos módulos, apesar da estrutura permitir a variação do posicionamento dos módulos, estes foram mantidos durante os testes em  $7,0^\circ$  de inclinação e orientados ao Norte. A flexibilidade de posição dos módulos é possível devido ao esquema de trilhos, o qual permite a transladação, bem como a fixação de módulos de diferentes tamanhos.

A Figura 3.2 mostra o sistema sob duas perspectivas no início de sua operação em 2011.

Figura 3.2 – Vistas do sistema de monitoramento utilizado no estudo



Fonte – Elaboração própria.

Além dos módulos fotovoltaicos, para obtenção dos dados de irradiância utilizou-se um sensor do tipo célula de referência, fabricada de silício policristalino, modelo ISET-02434, conforme observado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Sensor de irradiância ISET-02434

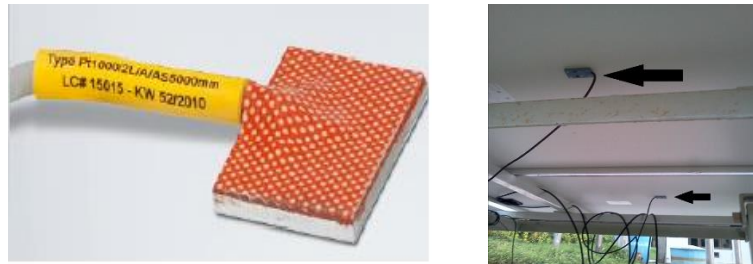


Fonte – Elaboração própria.

Outro parâmetro importante a ser monitorado e que o sistema possui sensores com essa finalidade é a temperatura, o tipo do dispositivo utilizado foi o PT1000, fixados na “costa” dos módulos e conectados ao sistema de aquisição de dados. A Figura 3.4 mostra o sensor ilustrativamente e também fixado aos módulos.



Figura 3.4 – Sensor de temperatura PT1000

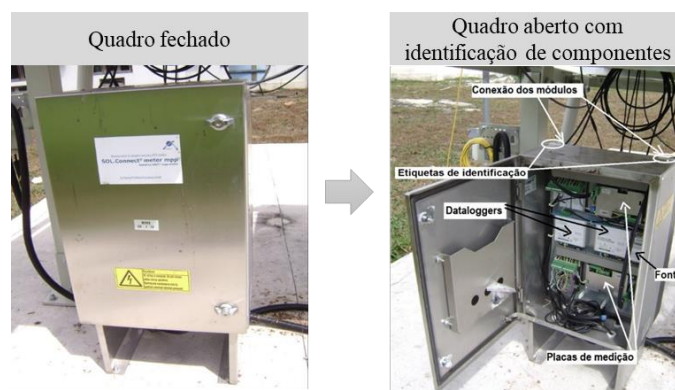


Fonte – Elaboração própria.

As conexões dos sensores (irradiância e temperatura), bem como as dos próprios módulos são realizadas dentro de quadros localizados bem abaixo da estrutura de fixação dos módulos, conforme se observa na Figura 3.2 e 3.5. Vale destacar que todos os sensores utilizados neste trabalho estão devidamente calibrados. A fim de garantir a identificação correta de cada módulo ao seu respectivo quadro são utilizadas etiquetas caracterizadas pelo prefixo BEMS seguidos por caracteres inteiros de 01 a 14. Essa identificação funciona como código identidade de cada subsistema, pois o ambiente virtual de aquisição de dados e representação da informação utiliza a mesma nomenclatura, além de garantir uma melhor organização na hora de definir a ordem de fixação dos módulos. Inicialmente, o sistema completo possuía 7 quadros, com idêntica estrutura, porém 5 destes apresentaram problemas nas respectivas placas de medição, sendo assim, atualmente há apenas 2 quadros em funcionamento e disponíveis para o estudo.

Cada quadro possui capacidade de monitorar 2 módulos independentemente, utilizando os respectivos sensores. Além disso, para tornar possível o processo de aquisição de dados e processamento da informação há duas placas de medição, dois *dataloggers* e uma fonte de alimentação. O detalhamento de um dos quadros pode ser observado na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Quadro de conexão e aquisição de dados



Fonte – Adaptado de Braga (2014).

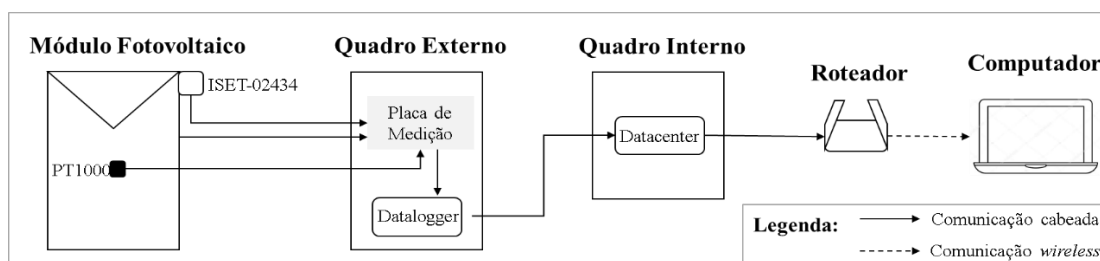


As placas de medição identificadas na Figura 3.5 são de fundamental importância para o processo de aquisição de dados e processamento da informação, pois elas são responsáveis por medir as principais grandezas elétricas dos módulos, bem como das condições ambientais indicadas pelos sensores e obtenção das respectivas curvas I-V dos módulos monitorados, onde o processo de caracterização se dá a partir de uma carga eletrônica. A importância desse componente é facilmente perceptível, uma vez que a sua queima provocou a inutilização de 5 dessas caixas no sistema.

As placas de medição são conectadas diretamente ao *datalogger*, o qual tem por principal função armazenar os valores medidos e enviá-los a quatro *datacenters*, localizados na Monitoração e Controle do GEDAE/UFPa, interligados por meio de cabos subterrâneos.

Esses *datacenters* garantem que haja comunicação entre os *dataloggers* e os computadores por meio da rede interna do laboratório (intranet). O ambiente virtual interno permite a visualização em tempo real dos dados medidos no sistema (área de testes), entretanto, dados históricos não podem ser acessados nesse ambiente, apenas a observação da informação processada nas últimas 6 medições mais a respectiva média. Após envio da informação armazenada nos *dataloggers* o fluxo dos dados se dá dos *datacenters* para os *switches*, os quais enviam a informação para um roteador com tecnologia *wireless*. Isso garante a segurança das informações e permite a disponibilidade dos dados apenas à rede interna (cabada e sem fio) do GEDAE/UFPa. Um esquemático desse processo de aquisição de dados e envio de informação à rede pode ser observado através da Figura 3.6.

Figura 3.6 – Esquemático do processo de aquisição de dados e envio da informação à intranet do GEDAE.



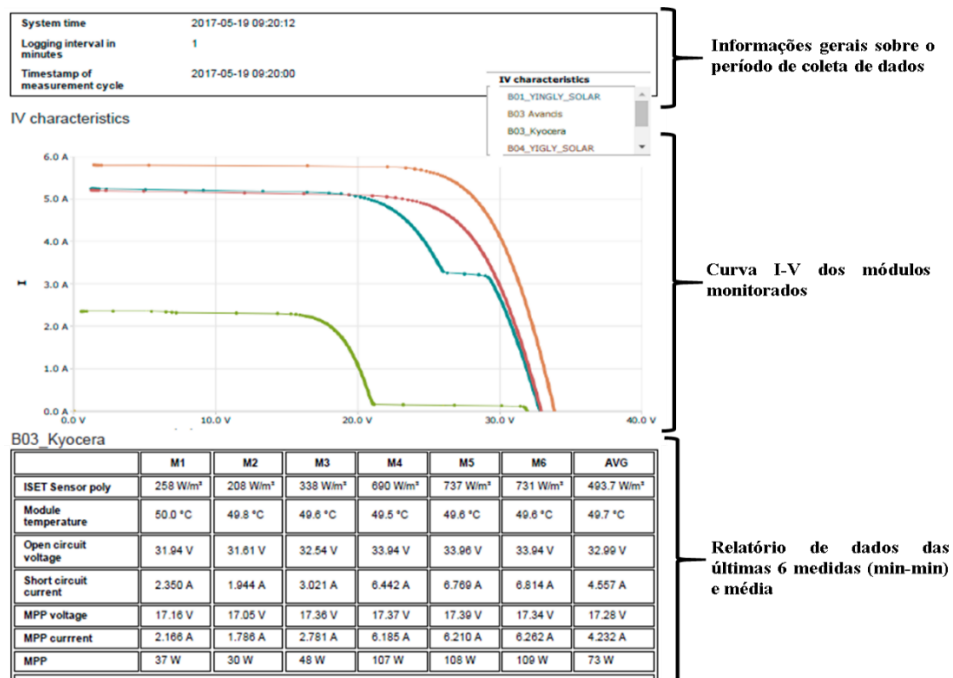
Fonte – Elaboração própria.

Essa interligação entre os componentes garante que a informação esteja disponível ao usuário instantaneamente via ambiente virtual. Os dados históricos, caso seja de interesse não apenas a visualização, podem ser obtidos de maneira compacta em extensão “.gz”. O processo de descompactação é relativamente simples e pode ser executado através de programas computacionais destinados a este fim, como por exemplo: *Winrar* ou *Winzip*. O produto da descompactação é um arquivo em formato “.xml”. A seguir é melhor detalhado esse processo.

### 3.2 Processo de coleta e tradução de dados

De início, caso seja de interesse apenas a observação em tempo real das informações é possível acessar o ambiente virtual dos *datacenters* por meio da rede interna do GEDAE. Esse acesso aos valores medidos pode ser visualizado instantaneamente junto às curvas I-V dos módulos que estejam sendo monitorados. A Figura 3.7 mostra a imagem exibida durante o acesso.

Figura 3.7 – Ambiente virtual dos datacenters de módulos monitorados



Fonte – Elaboração própria.

As “quebras” das duas curvas I-V mostradas na Figura 3.7 revelam que no momento da coleta dos dados os respectivos módulos estavam sob efeito de algum tipo de sombreamento. Assim, isso mostra a importância do sistema de monitoramento para diversas aplicações científicas experimentais.

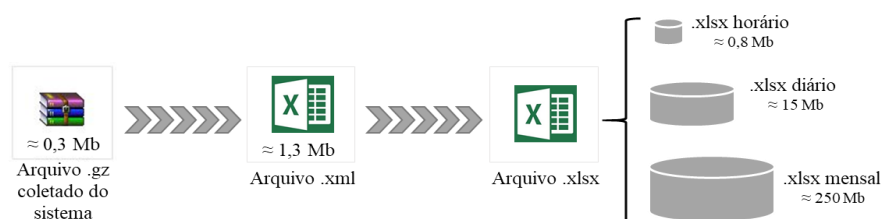
Conforme destacado os valores mostrados são instantâneos, portanto, caso seja de interesse acessar dados históricos, diários ou mensais, faz-se necessário o acesso direto às configurações dos datacenters, bem como estabelecer uma comunicação via FTP (*File Transfer Protocol* ou Protocolo de Transferência de Arquivos, em tradução direta) para informações armazenadas nos *dataloggers*. O endereço (caminho) para executar a configuração de acesso ao *datacenter* é: “*Configuration>Communication>Message recipients>New*”. Além disso, nesse momento deve-se inserir um nome ao servidor, o de destino, o *login* e senha definidas durante a criação do servidor FTP. Feito isso, o próximo passo é entrar no endereço “*Configuration>Communication>FTP-Upload>Data of IV characteristics*” e selecionar o

respectivo servidor que se deseja obter as informações coletadas pelo sistema de aquisição. Esse momento também permite configurar importantes informações de armazenamento, como: a data inicial para o envio de informações e a respectiva frequência. Então, basta aguardar o recebimento dos dados para o servidor FTP configurado. Após essa etapa de configuração, é possível acessar os dados de maneira remota por meio do site domínio do servidor.

Assim, sempre que seja de interesse baixar os dados para tratamento basta entrar com *login* e senha no site e executar o processo de *download* dos arquivos. Conforme supracitado, os arquivos são fornecidos de maneira compacta com extensão “.gz”, o qual pode ser descompactado utilizando programas como *Winrar*, *Winzip* ou outros que executem tal função.

Os arquivos “.xml” que são produtos do processo de descompactação podem ser abertos e tratados usando o *Microsoft Excel*, onde são convertidos para “.xlsx”. Uma forma de acelerar esse processo de conversão é por meio da utilização de macros, como a desenvolvida por Braga (2014). Assim, após realizar esse processo de conversão (“.xml” para “.xlsx”) basta estabelecer um critério para nomear os arquivos de tal forma que garanta a sua organização e fácil identificação, pois o volume de dados é relativamente grande, tendo arquivos gerados a cada hora de medição. Um exemplo de metodologia para nomear e organizar esses arquivos é descrito de maneira detalhada em Braga (2014). A coleta de dados e a geração de arquivos do sistema, para este trabalho, corresponde à um período de 5:50 da manhã às 18:25, com medições das características elétricas e ambientais por minuto, ou seja, são 755 pontos medidos por dia. Portanto, as principais informações coletadas e utilizadas neste trabalho foram: tempo (hora(s): minuto(s) do dia); temperatura de costa dos módulos monitorados (dado em graus celsius); irradiância (dado em Watts por metro quadrado); tensão de circuito aberto e de máxima potência (dado em Volts); corrente de curto-circuito e de máxima potência (dado em Ampére); e a própria potência máxima para aquela condição específica (dada em Watts) e calculada através do maior valor do produto entre tensão e corrente obtidas pelo sistema. A fim de facilitar o entendimento a respeito do processo de tratamento dos dados obtidos, a Figura 3.8 ilustra o processo de organização do arquivo e o tamanho médio de acordo com período de interesse para análise.

Figura 3.8 – Organização do arquivo de dados coletados e tamanhos médios para análise.



Fonte – Elaboração própria.

No caso deste trabalho os arquivos utilizados para avaliação dos módulos e respectivos modelos de desempenho aplicados foram os diários. Sendo que, os dados coletados foram para módulos de diferentes fabricantes, permitindo observar a aplicabilidade de cada modelo, bem como a acurácia que cada um possui, indicadas a partir de análises estatísticas. A descrição e características dos módulos aplicados no presente estudo estão destacadas a seguir.

### 3.3 Características dos módulos fotovoltaicos utilizados

Com o intuito de tornar o processo de comparação satisfatório foram utilizados diferentes módulos, porém de mesma tecnologia e com características elétricas similares. Ao todo, devido à limitação da quantidade de equipamentos do sistema, conforme supracitado, foram utilizados 4 módulos fotovoltaicos durante os testes e aquisição de dados, representando toda a capacidade experimental disponível pelo sistema. A Tabela 3.1 resume as principais informações para identificação dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 3.1 – Identificação dos módulos fotovoltaicos utilizados no processo de aquisição de dados

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Potência [W]	Eficiência [%]
Day4Energy	60MCI	Poli-Si	235	14,1
Kyocera	KD250GH-4FB2	Poli-Si	250	14,0
Yingli	YGLY245P	Poli-Si	245	15,0
Solar World	SW230	Poli-Si	230	14,0

Fonte – Elaboração própria

Todos os módulos apresentados e utilizados neste trabalho são geralmente para aplicações de sistemas conectados à rede. Além disso, todos possuem a mesma quantidade de células fotovoltaicas, 60 células quadradas, cada uma com lado de aproximadamente 156 mm. A principal diferença entre elas consiste nas células do módulo da fabricante Day4Energy (modelo 60MCI), o qual possui multicontatos metálicos distribuídos uniformemente ao longo de cada célula fotovoltaica. A Figura 3.9 mostra os módulos descritos na Tabela 3.1.

Figura 3.9 – Módulos utilizados: (a) Day4Energy - 60MCI; (b) Kyocera - KD250GH-4FB2; (c) Yingli - YGLY245P; (d) Solar World – SW230.



a)



(b)



c) (d)

Fonte – Elaboração própria.

Cada caixa de aquisição de dados tem capacidade de realizar o monitoramento de 2 módulos diferentes, o que significa dizer que há dois subsistemas dentro do sistema completo objeto de estudo.

Além disso, outro fator importante a ser destacado são os parâmetros elétricos de cada módulo. Essas informações podem ser acessadas diretamente no site oficial dos fabricantes através de um documento descritivo de cada módulo. Popularmente chamado de *datasheet*, a folha de dados (ou manual de informações do fabricante) consiste em um documento que descreve as principais características elétricas dos módulos para duas condições: a padrão de testes - STC (1.000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C e AM de 1,5) e as de desempenho sob condição operacional típica (800 W/m<sup>2</sup>, 25 °C e AM de 1,5). Assim, a Tabela 3.2 a seguir descreve resumidamente as principais características elétricas dos módulos sob condições padrão de teste.

Tabela 3.2 – Principais características dos módulos utilizados na STC.

Parâmetro (unidade de medida)	Símbolo	Fabricantes			
		Day4Energy	Kyocera	Yingli	SolarWord
Potência máxima (W)	$P_{mp}$	235	250	245	230
Tensão de circuito aberto (V)	$V_{oc}$	37,21	36,90	37,80	36,90
Corrente de curto circuito (A)	$I_{sc}$	8,30	9,09	8,63	8,25
Tensão de máxima potência (V)	$V_{mp}$	30,18	29,80	30,20	29,80
Corrente de máxima potência (A)	$I_{mp}$	7,80	8,39	8,11	7,72
Eficiência (%)	$\eta$	14,1	14,0	15,0	14,0

Fonte – Elaboração própria.

Essas informações são de fundamental importância para o desenvolvimento deste trabalho, pois eles garantem a aplicabilidade dos modelos matemáticos descritos no Capítulo 2, principalmente para aqueles classificados como de potência.

## 4. RESULTADOS E AVALIAÇÕES ESTATÍSTICAS

Neste capítulo o principal foco é apresentar as avaliações estatísticas aplicadas neste trabalho, uma de caráter descritivo e a outra de caráter comparativo. Para isso, inicialmente são apresentadas as respectivas figuras de mérito utilizadas em cada tipo de avaliação, onde isso inclui a representação teórica de cada uma, bem como a matemática.

Quanto à aplicação dos modelos matemáticos descritos no Capítulo 2 eles foram utilizados e aplicados via Microsoft Excel (com o intuito de acelerar os procedimentos de cálculo), ponto a ponto, para cada condição de operação dos quatro módulos usados no sistema de monitoramento, indicado no Capítulo 3. Além disso, conforme destacado anteriormente, os dados coletados para cada módulo são referentes a 1 dia de operação, no período de 5:50 da manhã às 18:25 da tarde, com medições das características elétricas e ambientais por minuto, ou seja, são 755 pontos medidos por dia.

### 4.1 Figuras de mérito usadas nas avaliações estatísticas

É do senso comum que qualquer procedimento experimental, principalmente os que envolvem mensurações, é desaconselhável tomar conclusões a partir de uma única medição, pois o risco de cometer erros grosseiros é muito alto. Portanto, em um ensaio ou numa medição é comum realizar-se um grande número de repetições das leituras, desde que isso seja viável técnica e economicamente.

O processo de avaliar estatisticamente dados é uma prática comum quando o objetivo é estimar analiticamente as incertezas associadas ao resultado esperado. Entretanto, para tornar significativos os métodos e as interpretações estatísticas faz-se necessário dispor de um grande número de medições, justificando assim o uso completo da população de dados, para um dia, obtidos no sistema de monitoramento em vez de apenas amostras. Quando usado o termo população, significa dizer que o estudo estatístico visa descrever completamente a característica pretendida.

Nas várias áreas profissionais e científicas, a estatística pode ser utilizada, basicamente, com 3 principais objetivos: descrever e compreender as relações entre diferentes características de uma população; tomar decisões classificadas como mais corretas racionalmente; e/ou fazer face à mudança (REIS *et al.*, 2015)

Quando as respectivas relações são identificadas, elas podem configurar um importante contexto para a correta tomada de decisões, principalmente quando se está exposto à situações de incertezas. Ao obter face à mudança é imprescindível que as decisões e o planejamento

(determinar antecipadamente as ações a se empreender no futuro) se apoiem em uma análise consistente e que garanta uma previsão realista do futuro. Assim, métodos estatísticos de previsão e análise não permitem estimar com absoluta certeza os acontecimentos futuros, mas permitem medir as variações atuais e por consequência estabelecer cenários futuros mais prováveis, diminuindo assim os inerentes riscos associados às tais incertezas.

Neste trabalho objetiva-se analisar os dados medidos, bem como as estimativas geradas a partir da aplicação dos modelos matemáticos, em duas linhas estatísticas distintas: por meio da mais tradicional, chamada descritiva; e a outra chamada de comparativa. Para cada tipo de análise são utilizadas diferentes figuras de mérito, ou melhor, diferentes indicadores a fim de tornar o processo avaliativo satisfatório.

A análise estatística tradicional (descritiva) visa avaliar os dados e estimativas dentro do seu próprio conjunto de dados. Para isso, ela utiliza de conhecidos parâmetros, como média, variância, desvio padrão e coeficiente percentual de variação. Já a análise via estatística comparativa (inferencial) utiliza-se de indicadores comparativos, como: MAE (média dos erros absolutos); MSE (média dos erros quadráticos); RMSE (diferença média quadrática) e MBE (média dos desvios). Assim, a seguir tem-se o detalhamento de cada parâmetro acima mencionado, de acordo com o tipo de análise a ser feita.

#### **4.1.1 Indicadores para análise estatística tradicional**

A avaliação estatística tradicional (descritiva) busca analisar as estimativas dentro do seu próprio conjunto de valores, conforme descrito por Montgomery e Runger (2003), ou seja, significa dizer que o principal foco desse tipo de análise é verificar a precisão que cada modelo matemático possui, quando aplicado a nível de módulo. Um dos principais e mais populares indicadores utilizados é a média aritmética, a qual representa um valor cujos dados de uma dada distribuição se concentram, ou seja, é como um ponto representativo de um conjunto de dados. A expressão característica utilizada para determinar a média aritmética está definida pela Equação 4.1.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{N} \quad (4.1)$$

em que são:

$\bar{x}$ : o valor da média aritmética;

$x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n$ : o valor das medições ou estimativas obtidas através dos modelos aplicados às medições;

$N$ : número de pontos medidos ou avaliados.

Assim, o valor mais provável de uma estimativa, considerando a respectiva categorização dos dados e que será melhor discutida posteriormente, é a média aritmética, sendo que quanto maior o número de valores medidos ou estimados de uma mesma grandeza melhor é a aproximação, ou seja, teoricamente quanto maior for  $N$  melhor é o resultado de  $\bar{x}$ . Em contrapartida, dentro do contexto deste trabalho, a simples comparação entre os valores médios por categoria não garante a identificação de um modelo mais preciso, pois as diferenças entre a quantidade de pontos operacionais, por categoria avaliada, influenciam diretamente nos valores médios. Assim, considerar um outro indicador capaz de verificar o distanciamento das estimativas em relação à média é de fundamental importância, logo o uso da variância torna-se uma alternativa viável neste caso.

A variância, é uma medida de dispersão estatística, ou seja, indica “distanciamento” que o conjunto de valores estimados se encontram em relação a um valor esperado. A formulação representativa é expressa pela Equação 4.2.

$$\sigma^2 = \frac{\sum(X_i - \bar{x})^2 f_i}{N} \quad (4.2)$$

sendo  $\sigma^2$  a variância populacional,  $X_i$  o ponto médio de cada classe,  $\bar{x}$  a média populacional,  $f_i$  a frequência absoluta simples, e  $N$  o tamanho da população.

O desvio padrão ( $\sigma$ ) é uma medida de dispersão similar à variância, que busca verificar o distanciamento matemático em relação à média de uma variável aleatória. A Equação 4.3 representa isso em termos matemáticos.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum(X_i - \bar{x})^2 f_i}{N}} \quad (4.3)$$

A equação do desvio padrão é a raiz quadrada da soma dos quadrados de todos os desvios individuais a dividir pelo número total de pontos (estimativas) analisados, ou seja, matematicamente falando ela se caracteriza como sendo a raiz quadrada da própria variância.

O coeficiente de variação é dado como uma medida de dispersão relativa, utilizado para estimar a precisão experimental, e representa o desvio padrão expresso em forma de percentagem da média, conforme descrito matematicamente pela Equação 4.4.

$$Cv = \frac{\sigma}{\bar{x}} \quad (4.4)$$

onde  $\sigma$  é o desvio padrão e  $\bar{x}$  é a própria média aritmética. O  $Cv$  é uma medida relativa de variabilidade, ou seja, permite comparar conjuntos de dados de diferentes unidades de medida.



Portanto, ele foi aqui aplicado objetivando trabalhos futuros em se possa observar as diferenças entre as variabilidades de outros parâmetros, além de  $P_{mp}$ , como corrente por exemplo.

#### 4.1.2 Indicadores para análise estatística comparativa

Indicadores usados no processo de análise estatística comparativa também são referidos como Indicadores de Desempenho. Essa nomenclatura é utilizada justamente pelo fato de o principal objetivo da análise ser verificar o desempenho que uma medição possui em relação ao valor ideal ou que uma estimativa tem em relação a um valor medido (depende do valor adotado como referência), conforme é um dos objetivos deste trabalho. Sendo assim, dentro do contexto aqui desenvolvido, esses indicadores servem para determinar o grau de exatidão de cada modelo matemático aplicado quando comparado com as informações coletadas pelo sistema de monitoramento, lembrando que os resultados apresentados são referentes a aplicações a nível de módulo, portanto, pode ser que isso se altere quando se trate de um arranjo fotovoltaico (conjunto de módulos).

Sendo assim, conforme destacado por Milone (2004) a principal diferença da estatística comparativa para a tradicional é que ela avalia os termos da população amostral em relação a um outro conjunto de valores, que no caso objeto de estudo é a análise dos valores de  $P_{mp}$  medidos *versus* os calculados a partir dos modelos.

Os indicadores selecionados para a finalidade acima citada são: o MAE (Mean Absolute Error – média dos erros absolutos), MSE (Mean Square Error – média dos erros quadráticos), RMSE (Root Mean Square Error – diferença média quadrática) e MBE (Mean Bias Error – média dos desvios). Os três primeiros, basicamente possuem a mesma função, podendo serem entendidos como métricas estatísticas aplicadas com o intuito de medir o desempenho do modelo. Matematicamente falando, eles calculam as magnitudes médias dos erros estimados, sendo o absoluto para o MAE e quadráticos para o MSE e RMSE. Fazendo uma analogia com a análise estatística tradicional, pode-se entender o RMSE como sendo o desvio padrão, enquanto o MSE seria algo mais próximo da variância, entretanto ambos aplicados para comparar conjuntos de dados diferentes. Logo, esses 3 indicadores (MAE, MSE e RMSE) visam indicar a “distância” das estimativas calculadas a partir dos modelos em relação aos valores obtidos em medições experimentais. As Equações 4.5 a 4.7 mostram as expressões características deles.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |E_i - O_i| \quad (4.5)$$

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (E_i - O_i)^2 \quad (4.6)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (E_i - O_i)^2} \quad (4.7)$$

sendo  $N$  o número de observações,  $O_i$  o valor observado ( $P_{mp}$  medido) e  $E_i$  o valor estimado a partir da modelagem matemática característica. Assim, conforme observado a partir das equações (4.5 a 4.7) os indicadores sempre se apresentarão em valores positivos, sendo que quanto mais próximo de zero, maior é a qualidade das estimativas geradas pelo modelo em relação aos valores medidos (STONE, 1993).

O outro indicador selecionado e aplicado nesta avaliação foi o MBE, dado pela Equação 4.8. Basicamente, ele indica o quanto o modelo está subestimado (valores negativos) ou sobrestimado (valores positivos) em relação ao valor de referência, que no contexto desse trabalho, são os valores medidos. Portanto, para todos os indicadores aplicados nessa análise o melhor valor e, por conseguinte, o melhor modelo em termos de exatidão é aquele em que o valor resultante mais se aproxima de zero para as respectivas subcategorias de irradiância definidas.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (E_i - O_i) \quad (4.8)$$

onde os termos são os mesmos aplicados MAE, MSE e RMSE.

Em termos estatísticos, a média dos desvios (MBE) não garante a informação a respeito dos erros individualmente e, portanto, não pode ser usado sozinho como medida de acurácia das estimativas. Além disso, apesar de fornecer uma ideia da tendência ou erro sistemático, o MBE é afetado quando erros individuais positivos e negativos de mesma magnitude se cancelam na somatória, o que geralmente leva à subestimação do erro das estimativas em relação ao valor adotado como referência. Assim, a média dos erros absolutos (MAE na sigla em Inglês) contorna este problema. Por ser menos afetado por pontos com valores anormalmente extremos, também chamados "pontos singulares" (ou "*outliers*" em Inglês), o MAE é considerado preciso e robusto como medida da habilidade de modelos numéricos em reproduzir a realidade (FOX, 1981).

O MSE é similar ao MAE, porém mais sensível aos grandes erros, por elevar as diferenças individuais ao quadrado, portanto torna-se um importante indicador a se utilizar em abordagens estatísticas comparativas, onde  $MSE = 0$  indica uma simulação ou estimativa perfeita. Em adição ao MSE, a raiz quadrada de MSE (ou RMSE em Inglês), comumente usada para expressar a acurácia dos resultados numéricos, com a vantagem de que RMSE apresenta valores do erro nas mesmas dimensões da variável analisada. Sendo assim, a combinação dos indicadores MAE, MSE, RMSE e MBE permite verificar qual modelo garante uma estimativa

mais aderente aos valores medidos e adotados como referência.

Sabendo que um dos principais fatores para variação da potência desenvolvida por um módulo em seu ponto de máxima é a irradiância, decidiu-se subdividir os dados extraídos a partir do sistema de monitoramento (dados medidos) em categorias, ou seja, as aplicações dos modelos matemáticos deram-se ponto a ponto, entretanto, as avaliações estatísticas (tradicional e comparativa) tiveram os seus respectivos indicadores aplicados em intervalos de irradiância com amplitude de  $100 \text{ W/m}^2$ . Essa metodologia fora adotada devido ao fato de que não faz sentido realizar-se a aplicação do parâmetro média, o qual está presente em todos os indicadores, em intervalos de irradiância muito distantes, pois isso torna a estimativa de um ponto não representativo, divergindo do principal objetivo deste parâmetro. Portanto, a categorização dos dados em função da irradiância, bem como o uso de toda população de dados medidos, para um dia de monitoramento, visam evitar incoerências provenientes da aplicação dos indicadores aleatoriamente e/ou sem critério.

Além disso, outra vantagem associada a esse processo de categorização para a análise é que ele permite usar dados de diferentes dias e com características ambientais distintas em termos de recurso solar, como por exemplo, permite considerar dados de um dia de céu claro e outro de céu parcialmente nublado. Entretanto, com o intuito de tornar ainda mais confiável o processo estatístico avaliativo optou-se por usar dados em que os módulos estavam expostos a níveis de irradiância idênticas ou equivalentes. Os próximos tópicos apresentam a aplicação dos modelos matemáticos, bem como as respectivas avaliações estatísticas supracitadas.

## **4.2 Aplicação dos modelos matemáticos**

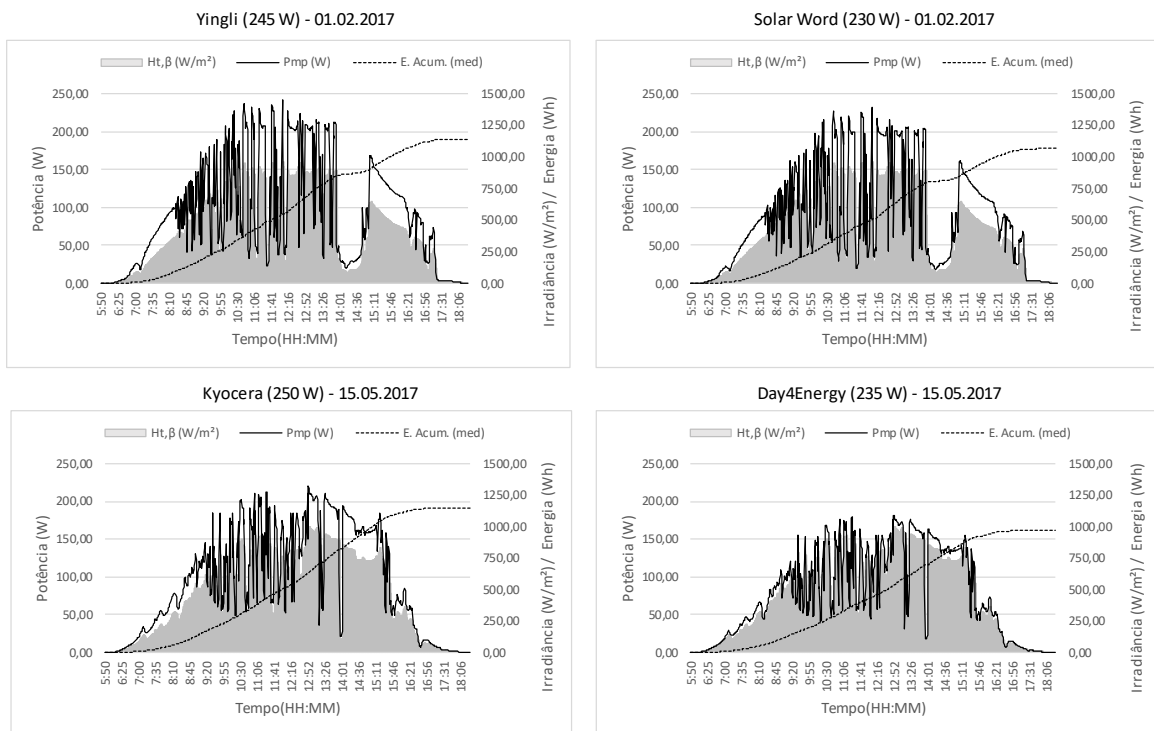
Vera e Krezinger (2007) ressaltam que a avaliação profunda de sistemas fotovoltaicos e dos seus componentes, bem como a influência que cada um exerce sobre o sistema, pode ser realizada a partir de dois caminhos: instalação típica para monitoração real; e por simulação computacional, que possibilita avaliar os diferentes efeitos antes que eles ocorram. Principalmente este último, a implementação correta dos modelos matemáticos, considerando parâmetros estocásticos, como irradiância e temperatura, permite prever o desempenho dos sistemas ao longo do tempo. Logo, a implementação de ferramentas estatísticas capazes de avaliar os modelos matemáticos aplicados é de suma importância para escolha do melhor método, em termos de esforço, precisão e exatidão, na modelagem e avaliação de sistemas fotovoltaicos.

Conforme descrito, porém no intuito de reforçar, os sistemas monitorados estão instalados na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas

Energéticas, dentro das dependências da Universidade Federal do Pará no Campus do Guamá. Importante ressaltar que a coleta de dados se deu em 2017, e como haviam pesquisas paralelas sendo desenvolvidas no mesmo sistema não foi possível utilizar dados de um mesmo dia para todos os módulos avaliados. Este fato se deu principalmente devido a limitação de uso do sistema descrita no Capítulo anterior. Dessa forma, a categorização dos dados em intervalos de irradiância permitiu avaliar os módulos sem que este evento pudesse prejudicar as análises.

Assim, o sistema permite a monitoração de maneira remota, em diferentes períodos de integração (horários, diários e mensais). Para os objetivos propostos neste trabalho foram utilizados dados diários para os módulos monitorados, coletados para o dia 01 de fevereiro de 2017 para os módulos YGLY245P e SW230 da fabricante Yingli e Solar Word respectivamente, enquanto que para o 60MCI (fabricante Day4Energy) e KD250GH-4FB2 (fabricante Kyocera) fora utilizados dados do dia 15 de maio de 2017, devido a limitação citada no capítulo 3. Apesar da metodologia adotada permitir a análise estatística sob diferentes condições, decidiu-se usar esses dias devido haver certa similaridade entre os respectivos perfis de irradiância a fim de aumentar a confiabilidade do trabalho. A Figura 4.1 descreve a dinâmica da potência máxima ( $P_{mp}$ ) dos respectivos módulos ao longo do tempo e em função da irradiância incidente. Além disso, também buscou-se caracterizar tal comportamento em termos de energia.

Figura 4.1 – Comportamento de  $P_{mp}$  e Energia gerada para os diferentes módulos utilizados.



Fonte – Elaboração própria.

Conforme se percebe, além do já destacado, os dias selecionados possuem alta variabilidade na irradiância, o que influencia diretamente na dinâmica da potência. Este fato, justifica-se principalmente devido à alta incidência de passagem de nuvens durante a experimentação, algo característico deste período do ano na região amazônica.

São 755 pontos coletados para cada dia e para cada módulo utilizado durante as experimentações. A seguir a Tabela 4.1 apresenta uma amostra desses dados, permitindo observar o comportamento das principais características elétricas dos módulos medidas em um mesmo intervalo de tempo (11:00 hs às 11:05 hs da manhã), porém para os respectivos dias monitorados, sendo 01.02.2017 para o YGLY245P e SW230; e 15.05.2017 para 60MCI e KD250GH-4FB2.

Tabela 4.1 – Extrato dos dados coletados para os módulos utilizados nas experimentações.

<i>M</i>	<i>Tempo</i>	<i>Tc (°C)</i>	<i>Ht,β (W/m<sup>2</sup>)</i>	<i>Voc (V)</i>	<i>Isc (A)</i>	<i>Vmp (V)</i>	<i>Imp (A)</i>	<i>Pmp (W)</i>
<b>YGLY245P</b>	11:00	47,83	912,83	34,89	9,69	26,08	8,88	231,63
	11:01	48,88	905,17	34,59	9,58	25,81	8,75	225,95
	11:02	50,15	894,83	34,34	9,48	25,62	8,64	221,28
	11:03	51,68	885,00	34,08	9,38	25,39	8,54	216,85
	11:04	53,00	782,50	33,61	8,18	25,33	7,48	189,37
	11:05	53,98	864,50	33,76	9,19	25,16	8,35	210,02
<b>SW230</b>	11:00	46,97	912,83	34,03	9,14	26,27	8,37	219,83
	11:01	47,77	905,17	33,77	9,06	25,97	8,30	215,44
	11:02	49,03	894,83	33,54	8,96	25,80	8,18	211,18
	11:03	50,57	885,00	33,30	8,87	25,63	8,08	207,05
	11:04	51,87	782,50	32,88	7,85	25,46	7,17	182,55
	11:05	52,68	864,50	33,00	8,66	25,29	7,91	199,94
<b>KD250GH-4FB2</b>	11:00	47,95	692,33	33,83	6,30	26,64	5,87	156,36
	11:01	48,25	815,83	34,17	7,53	26,55	7,06	187,57
	11:02	48,65	603,67	33,42	5,51	26,45	5,18	137,12
	11:03	48,53	582,00	33,44	5,37	26,59	4,99	132,67
	11:04	48,45	346,33	32,58	3,04	26,46	2,85	75,38
	11:05	47,40	286,83	32,60	2,63	26,61	2,46	65,35
<b>60MCI</b>	11:00	48,65	692,33	32,77	5,88	25,12	5,35	134,30
	11:01	49,38	815,83	33,01	6,88	24,85	6,29	156,35
	11:02	49,70	603,67	32,26	5,10	24,98	4,62	115,33
	11:03	49,43	582,00	32,26	4,82	25,10	4,48	112,50
	11:04	49,42	346,33	31,45	2,92	25,13	2,67	67,19
	11:05	48,33	286,83	31,41	2,43	25,35	2,21	56,15

Fonte – Elaboração própria.

Apesar da amostra não ser representativa em relação à população dos dados utilizada no estudo, já é possível perceber a diferença da capacidade produtiva dos módulos em virtude das suas respectivas potências máximas. Essa diversificação foi importante para o estudo, pois permite perceber as variabilidades dos modelos também com relação às particularidades construtivas de cada módulo fotovoltaico.

Os modelos matemáticos descritos no Capítulo 2 deste trabalho foram aplicados utilizando o programa computacional *Microsoft Excel* com o intuito de acelerar os procedimentos de cálculos, onde algumas abreviaturas foram necessárias para tornar a exposição dos dados esteticamente mais agradável de se analisar. Sendo assim, como o principal parâmetro utilizado durante a aplicação dos modelos matemáticos foi a potência em seu ponto de máxima, tem-se cada modelo com sua respectiva abreviatura, porém todos buscam representar a característica potência  $P_{mp}$ , a qual é produto direto de  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ .

Os valores oriundos da aplicação do modelo empírico são indicados por ME; os do modelo do coeficiente de temperatura da Equação 2.3 por M1; as respectivas adaptações apresentadas por Marion (2008) como M2 para as Equações 2.4 e 2.5 dependendo do intervalo de irradiância ao qual o modelo se aplica; o modelo PVFORM desenvolvido pela *Sandia National Laboratories* (SNL) representado pela Equação 2.7 é chamado de M3; já o modelo apresentado em Manito (2018), com a Equação característica 2.8, é referido como M4; o modelo denominado como Modelo não-linear de 5 pontos (ou cinco parâmetros), foi chamado de M5; o apresentado por Lorenzo *et. al* (1994) é referido como M6; o apresentado por Bellini *et. al* (2009), onde basicamente ele adapta a forma de se obter  $V_{mp}$ , foi nomeado por ele como “modelo simplificado” (tópico 2.1.7), porém neste momento passa a ser referido como M7; o modelo de Anderson (1995) (tópico 2.1.8) passa a ser chamado de M8; o caracterizado pela modelagens das Equações 2.35 e 2.36, proposto por Bleasser, passa a se chamar de M9; e para finalizar os modelos caracterizados como de potência o modelo HOMER, o qual passa a ser referenciado como M10. Modelos baseados nos circuitos equivalentes aplicados neste trabalho, ideal e real, são abreviados para M11 e M13 respectivamente, além de que M12 torna-se a aplicação do ideal com o uso do fator de redução HOMER.

Assim, ao todo são 14 modelos matemáticos aplicados, onde 11 destes são classificados como de potência, 2 como baseados em circuitos equivalentes da célula/módulo fotovoltaico e 1 que é uma mescla de ambos, pois utiliza os resultados provenientes do modelo do circuito ideal, porém busca suprir a sua limitação de não considerar as perdas características do processo de geração através do fator de redução característico do modelo HOMER. A Tabela 4.2 resume

os modelos matemáticos aplicados com as respectivas abreviaturas atribuídas neste trabalho.

Tabela 4.2 – Modelos matemáticos aplicados e respectivas abreviaturas utilizadas.

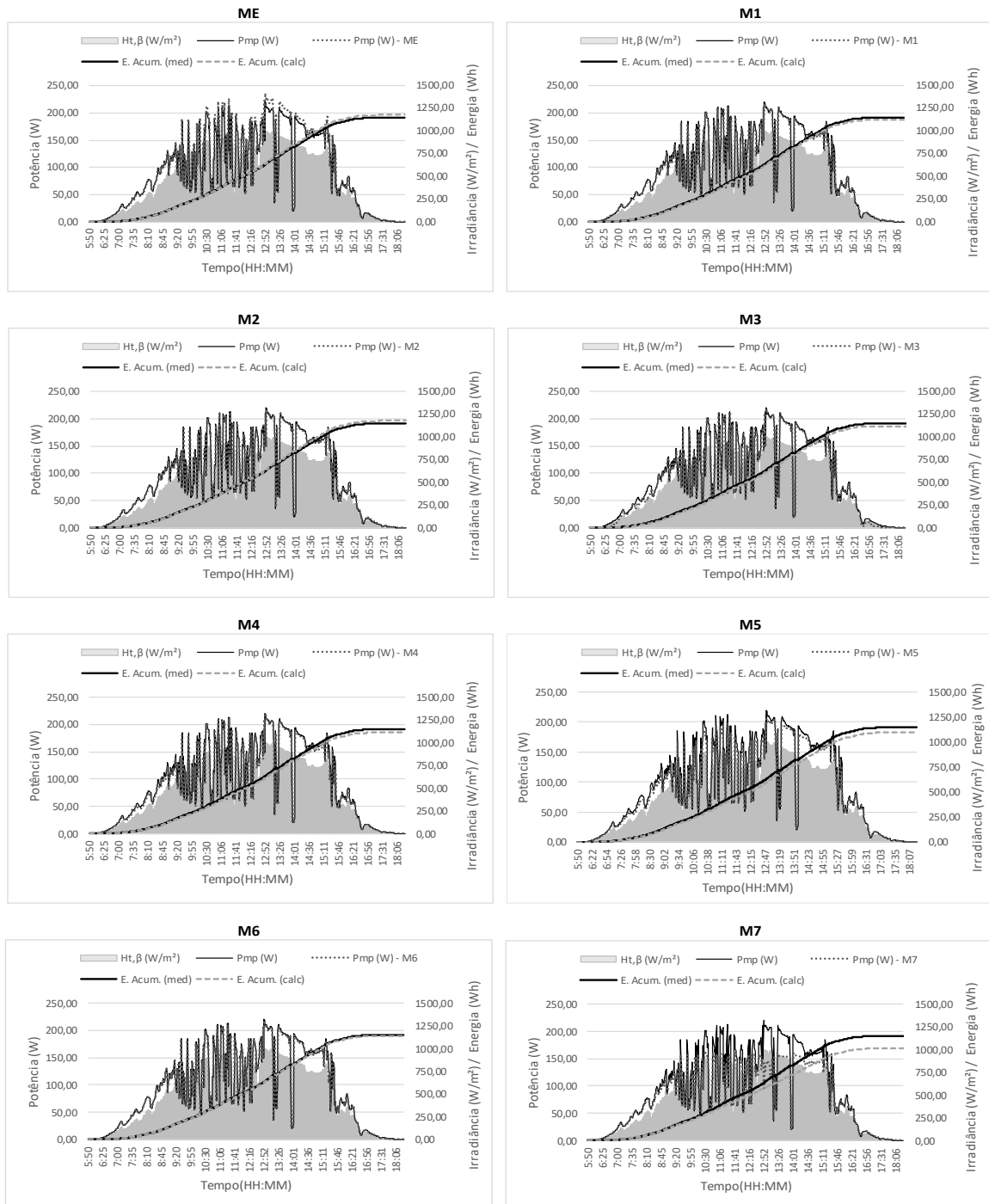
Modelo Matemático Descrito neste Trabalho	Equação Característica	Abrev.	Tópico Explicativo
Modelo empírico	$P_{mp} \approx 0,810 \cdot V_{oc} \cdot 0,928 \cdot I_{sc}$	ME	2.1.1
Modelo do coeficiente de temperatura para potência	$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})]$	M1	2.1.2
Modelo adaptado do coeficiente de temperatura para potência	$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \left[ \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] - k \cdot \frac{H_{ref} - H_{t,\beta}}{H_{ref} - 200} \right]$ $P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \left[ \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[ 1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] - k \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{H_{t,\beta}}{200} \right)^4 \right] \right]$	M2	2.1.3
Modelo PVFORM	$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{0,008 \cdot H_{t,\beta}^2}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})]$ $P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})]$	M3	2.1.4
Modelo de potência MPPT	$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})] \cdot \left[ 1 + c_1 \cdot \ln \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \right]$	M4	2.1.5
Modelo não-linear de cinco pontos (ou de cinco parâmetros)	$V_{oc} = \frac{V_{oc,ref}}{1 + \beta \ln(H_{ref}/H_{t,\beta})} \left( \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right)^{\gamma}$ $I_{sc} = I_{sc,ref} [1 + \mu_{I_{sc}} (T_c - T_{c,ref})] \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right)^{\alpha}$	M5	2.1.6
Modelo analítico	$V_{mp} = \left[ 1 - \frac{b}{v_{oc}} \ln a - r_s (1 - a^{-b}) \right] \cdot V_{oc}$ $I_{mp} = (1 - a^{-b}) \cdot V_{mp}$	M6	2.1.10
Modelo simplificado	$V_{mp} = V_{mp,ref} \cdot [1 + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})] - \Delta V(H)$ $I_{mp} = I_{mp,ref} \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})]$	M7	2.1.7
Modelo de Anderson	$V_{mp} = \frac{V_{mp,ref}}{\left[ 1 + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \cdot \left[ 1 + \delta \cdot \ln \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \right]}$ $I_{mp} = \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \cdot \frac{I_{mp,ref}}{\left[ 1 + \mu_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right]}$	M8	2.1.8
Modelo de Bleasser	$I_{mp} = \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot I_{mp,ref} [1 + \mu_{I_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})]$ $V_{mp} = V_{mp,ref} - R_s (I_{mp} - I_{mp,ref}) + \delta \cdot \ln \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) + \mu_{V_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})$	M9	2.1.11
Modelo de HOMER	$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \cdot [1 + \mu_{P_{mp}} \cdot (T_c - T_{c,ref})] \cdot f_{FV}$	M10	2.1.9
Modelo baseado no circuito equivalente ideal	$I_{mp} = I_{sc} \left[ 1 - \exp \left( \frac{q(V - V_{oc})}{mkT} \right) \right]$ $V_{oc} \cong \frac{mkT}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{sc}}{I_0} \right)$	M11	2.2.1
Modelo baseado no circuito equivalente ideal $c/f_{FV}$	$P_{mp} = P_{mp(c)}, 0,886$	M12	2.2.3
Modelo baseado no circuito equivalente real	$I_{mp} = I_{sc} \left[ 1 - \exp \left( \frac{q(V - V_{oc} + IR_s)}{mkT} \right) \right]$ $V_{oc} \cong \frac{mkT}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{sc}}{I_0} \right)$	M13	2.2.2

Fonte – Elaboração própria.

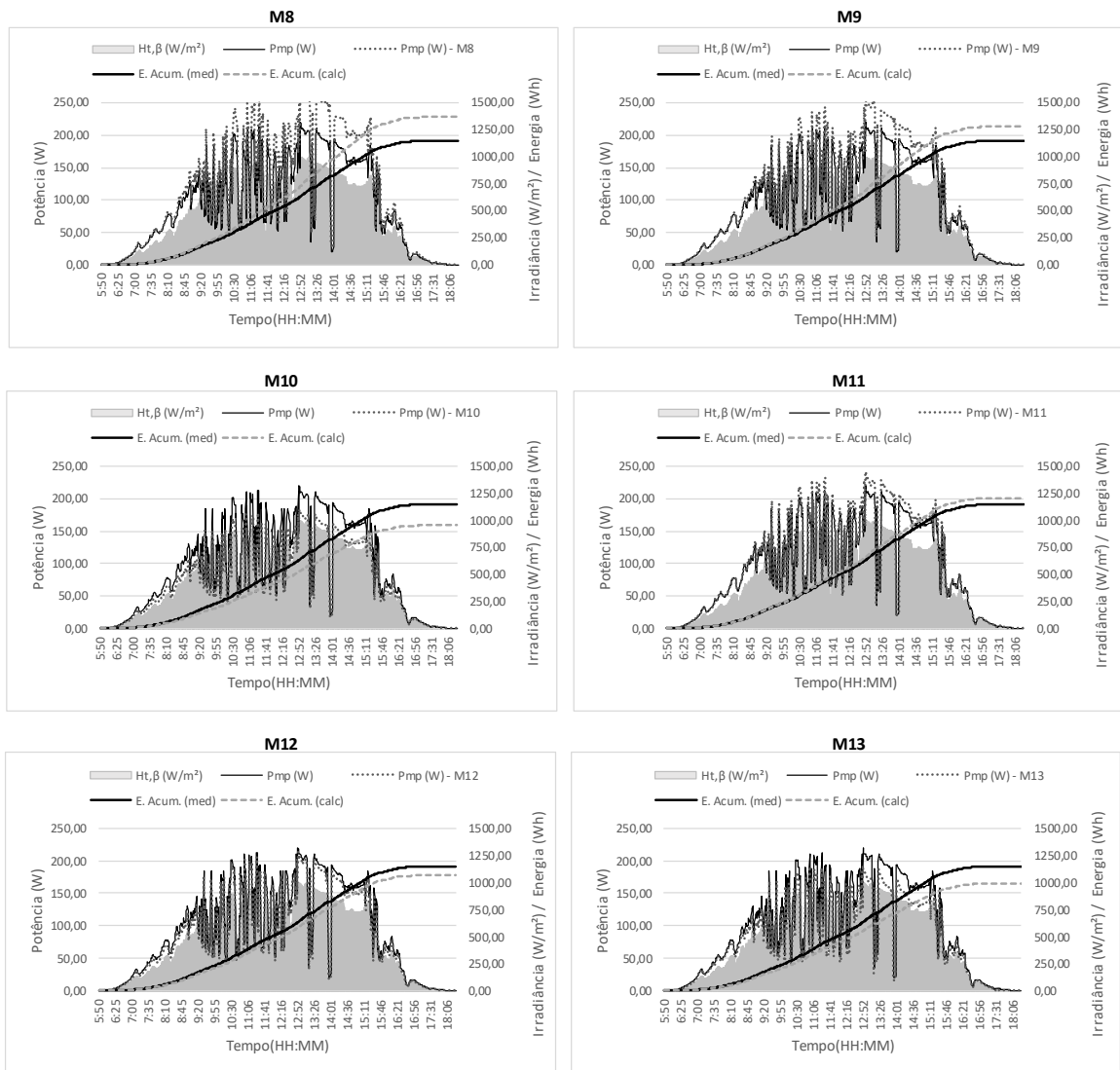
A aplicação dos modelos matemáticos descritos foi realizada ponto a ponto para cada módulo fotovoltaico e condição operacional. O comportamento gráfico da potência e da energia acumulada, estimadas a partir dos modelos, pode ser comparado aos valores obtidos experimentalmente a partir do sistema de monitoramento. Resultados dessa aplicação podem ser observados a partir da Figura 4.2.

Apesar de a Figura 4.2 expor apenas a aplicação dos modelos matemáticos para o módulo fotovoltaico da fabricante Kyocera (KD250GH-4FB2), o mesmo procedimento foi realizado para todos os módulos descritos e utilizados experimentalmente neste trabalho, onde tal demonstração está disponível no apêndice A.

Figura 4.2 – Comportamento de  $P_{mp}$  e Energia estimada matematicamente versus valores medidos para o módulo KD250GH-4FB2 da fabricante Kyocera.







Fonte – Elaboração própria.

Conforme se percebe, apenas por inspeção visual dos gráficos é muito difícil afirmar qual modelo matemático aplicado possui o melhor comportamento em relação aos dados medidos (exatidão) e ao próprio conjunto de estimativas (precisão), ou seja, significa dizer que a simples comparação gráfica entre os valores gerados matematicamente e os valores medidos não é suficiente para determinar qual modelo é mais indicado para cada condição ambiental, ou qual modelo possui maior precisão (relacionado à dispersão de uma série de estimativas), ou ainda maior exatidão (relacionado à proximidade do valor desejado ou admitido como referência)

O uso de ferramentas e indicadores estatísticos tornam-se fundamentais no cumprimento deste papel. A Tabela 4.3 reúne os valores de energia acumulada, medida e estimada pelos modelos descritos.

Tabela 4.3 – Energia acumulada medida, estimada e respectivos erros percentuais

Abrev.	Energia (Wh)				Erro (%)			
	YGLY245P	SW230	KD250GH-4FB2	60MCI	YGLY245P	SW230	D250GH-4FB	60MCI
<b>Medida</b>	1135,72	1064,65	1149,96	971,24	-	-	-	-
<b>ME</b>	1193,84	1100,32	1176,33	1047,44	5%	3%	2%	8%
<b>M1</b>	975,72	905,19	1127,99	1057,46	-14%	-15%	-2%	9%
<b>M2</b>	1065,46	951,48	1141,41	1039,40	-6%	-11%	-1%	7%
<b>M3</b>	964,58	894,80	1115,75	1045,97	-15%	-16%	-3%	8%
<b>M4</b>	960,41	890,75	1113,80	1044,01	-15%	-16%	-3%	7%
<b>M5</b>	1143,53	746,23	1099,71	913,71	1%	-30%	-4%	-6%
<b>M6</b>	1122,64	1053,79	1138,93	958,35	-1%	-1%	-1%	-1%
<b>M7</b>	903,75	846,56	1013,92	985,56	-20%	-20%	-12%	1%
<b>M8</b>	1172,76	1108,50	1369,89	1274,48	3%	4%	19%	31%
<b>M9</b>	1100,20	1029,35	1282,97	1200,52	-3%	-3%	12%	24%
<b>M10</b>	826,38	766,44	954,73	894,91	-27%	-28%	-17%	-8%
<b>M11</b>	1223,66	1122,72	1206,10	1065,44	8%	5%	5%	10%
<b>M12</b>	1084,16	994,73	1068,60	943,98	-5%	-7%	-7%	-3%
<b>M13</b>	1002,71	920,42	990,59	864,97	-12%	-14%	-14%	-11%

Fonte – Elaboração própria

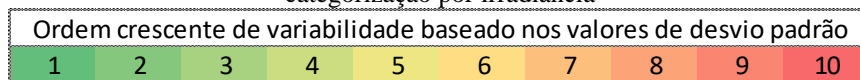
Os sinais negativos na maioria dos erros percentuais indicam que a estimativa de energia acumulada está subestimada em relação ao valor mensurado experimentalmente e admitido como de referência. Além disso, os resultados apresentados na Tabela 4.3 permite observar que para grande parte dos modelos utilizados não há uma consistência de aplicação entre os módulos, ou seja, um modelo pode ser bem aderente em termos de exatidão para um módulo, porém este mesmo modelo pode apresentar elevados erros para um outro módulo, mesmo sendo de igual tecnologia. Sendo assim, comparando os erros percentuais, percebe-se que há uma certa consistência (baixa variabilidade entre os erros apresentados) nos modelos: empírico (ME), analítico (M6), baseado no circuito equivalente ideal (M11), equivalente ideal com fator de redução aplicado (M12) e equivalente real (M13). Interessante observar que esses modelos possuem uma característica em comum, eles não dependem ou dependem muito pouco de informações fornecidas pelos fabricantes para realizarem as estimativas, o que por outro lado aumenta de certa forma a complexidade de aplicação.

Dessa forma, para as duas análises estatísticas (descritiva e comparativa) foi aplicada uma vertente de avaliação que verifica o comportamento dos modelos em função do aumento da irradiância e outra vertente avalia o comportamento por módulo. Portanto, para cada tipo de análise, indicadores diferentes devem ser utilizados, sendo assim, a seguir tem-se a aplicação desses indicadores de acordo com o contexto analisado.

### 4.3 Análise estatística tradicional (descritiva)

Conforme descrito anteriormente a avaliação estatística tradicional analisa os dados dentro do seu próprio conjunto de valores. Portanto, através dos indicadores utilizados durante a análise foi possível perceber o comportamento dos modelos matemáticos em relação à categorização definida, ou seja, em qual intervalo de irradiância (com amplitudes de 100 W/m<sup>2</sup>) cada modelo é mais preciso, permitindo assim uma comparação do próprio modelo em relação apenas as suas próprias estimativas. Para essa análise utilizou-se como principal indicador o desvio padrão, o qual representa a variabilidade apresentada pela estimativa em cada condição operacional, permitindo assim uma ordenação crescente da variável, ou seja, da categoria de irradiância em que as estimativas apresentaram menor variabilidade (mais preciso) para a de maior variabilidade. A exposição disso é feita conforme infográfico da Figura 4.3.

Figura 4.3 – Código de cores utilizado para verificação ordinal da variabilidade de cada modelo em relação à categorização por irradiância



Fonte – Elaboração própria.

Para esta perspectiva de análise, foram obtidos resultados diferentes para os 4 módulos utilizados neste estudo, onde todos os resultados a seguir são expressos em termos de potência e as respectivas variabilidades também em mesmas unidades de medida (Watts). Dessa forma, são apresentados a seguir um conjunto de resultados que comparam cada modelo aplicado para os diferentes módulos fotovoltaicos utilizados no estudo. Em geral, foi observado que os modelos aplicados se comportam de maneira diferente para cada intervalo de irradiância, o que pode estar relacionado, principalmente, às diferenças entre as propriedades construtivas dos módulos, bem como variações entre o desempenho de cada módulo com o aumento da temperatura (diferenças entre os respectivos coeficientes).

O conjunto de quadros da Tabela 4.4 compara a aplicação do modelo empírico (ME) para os diferentes módulos, de maneira categorizada, conforme metodologia pré-estabelecida.

Tabela 4.4 – Análise descritiva do modelo empírico (ME) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

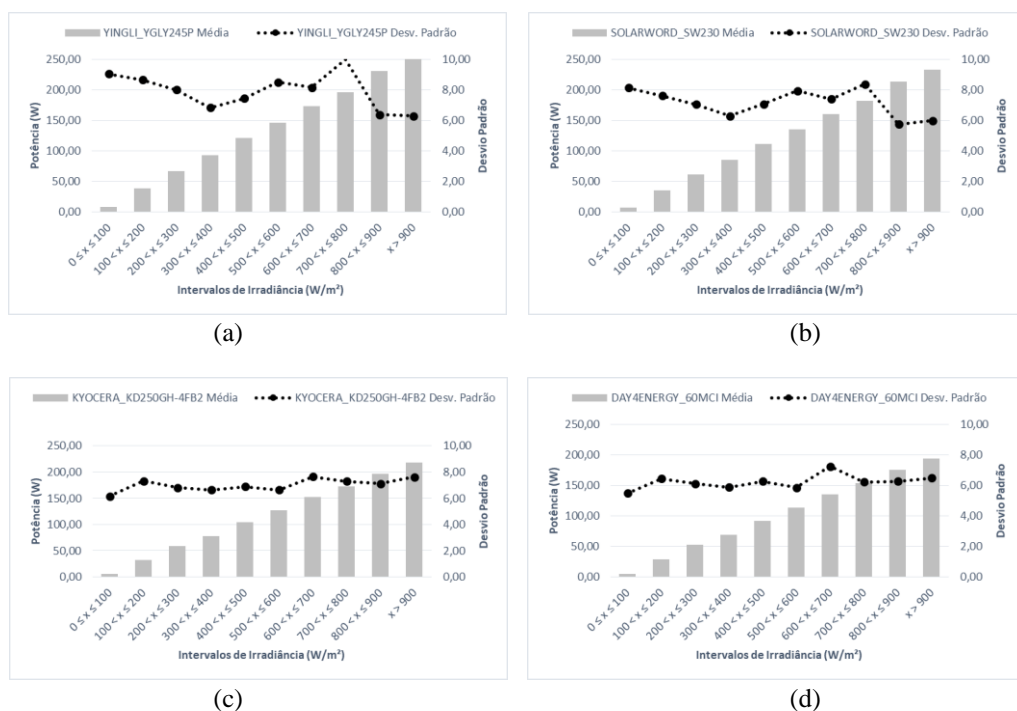
YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	7,66	82,26	9,07	118%	0 ≤ x ≤ 100	6,92	66,52	8,16	118%
100 < x ≤ 200	38,57	75,20	8,67	22%	100 < x ≤ 200	35,14	58,41	7,64	22%
200 < x ≤ 300	66,96	64,26	8,02	12%	200 < x ≤ 300	61,09	49,89	7,06	12%
300 < x ≤ 400	93,62	46,97	6,85	7%	300 < x ≤ 400	85,81	39,67	6,30	7%
400 < x ≤ 500	121,03	55,71	7,46	6%	400 < x ≤ 500	111,91	50,12	7,08	6%
500 < x ≤ 600	146,78	72,64	8,52	6%	500 < x ≤ 600	135,79	63,50	7,97	6%
600 < x ≤ 700	173,22	66,98	8,18	5%	600 < x ≤ 700	160,21	55,12	7,42	5%
700 < x ≤ 800	196,90	100,69	10,03	5%	700 < x ≤ 800	182,19	70,34	8,39	5%
800 < x ≤ 900	230,94	40,91	6,40	3%	800 < x ≤ 900	213,65	33,29	5,77	3%
x > 900	252,97	39,79	6,31	2%	x > 900	233,97	35,89	5,99	3%

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht, $\beta$ (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht, $\beta$ (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,10	37,88	6,15	101%	0 ≤ x ≤ 100	5,43	30,19	5,49	101%
100 < x ≤ 200	32,68	53,73	7,33	22%	100 < x ≤ 200	29,07	41,58	6,45	22%
200 < x ≤ 300	59,08	46,53	6,82	12%	200 < x ≤ 300	52,53	37,55	6,13	12%
300 < x ≤ 400	78,40	44,13	6,64	8%	300 < x ≤ 400	69,68	34,60	5,88	8%
400 < x ≤ 500	103,91	47,70	6,91	7%	400 < x ≤ 500	92,50	39,53	6,29	7%
500 < x ≤ 600	127,34	44,17	6,65	5%	500 < x ≤ 600	113,58	34,41	5,87	5%
600 < x ≤ 700	152,06	58,54	7,65	5%	600 < x ≤ 700	135,79	52,65	7,26	5%
700 < x ≤ 800	172,58	53,13	7,29	4%	700 < x ≤ 800	153,67	39,04	6,25	4%
800 < x ≤ 900	197,05	50,64	7,12	4%	800 < x ≤ 900	175,52	39,55	6,29	4%
x > 900	218,23	58,05	7,62	3%	x > 900	194,10	42,36	6,51	3%

Fonte – Elaboração própria.

Basicamente, se percebe que não há uma relação proporcional (direta ou inversa) entre as estimativas de potência geradas por ME e o aumento da irradiância. Além disso, existe um perfil similar quanto à precisão entre os resultados apresentados, na maioria das categorias, dos módulos, sendo: YGLY245P e SW230 com variabilidade similar, conforme se observa através do desvio padrão; e o mesmo ocorre para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI. Por exemplo, para os módulos YGLY245P e SW230 durante o intervalo de irradiância maior que 700 W/m<sup>2</sup> e menor igual a 800 W/m<sup>2</sup> as estimativas foram as menos precisas, enquanto que para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI isso ocorre pra irradiâncias maiores que 600 W/m<sup>2</sup> e menores ou iguais a 700 W/m<sup>2</sup>. A evolução das variabilidades das estimativas do modelo empírico aplicado, relacionando desvio padrão e potência, por categoria de irradiância, pode ser vista na Figura 4.4 para os módulos avaliados.

Figura 4.4 – Evolução das variabilidades observadas do modelo empírico (ME) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

De maneira análoga, a avaliação das estimativas de desempenho calculadas pelo modelo do coeficiente de temperatura (M1) são apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Análise descritiva do modelo do coeficiente de temperatura (M1) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,78	63,10	7,94	117%	0 ≤ x ≤ 100	6,33	54,95	7,41	117%
100 < x ≤ 200	33,29	49,87	7,06	21%	100 < x ≤ 200	30,93	43,32	6,58	21%
200 < x ≤ 300	57,04	44,50	6,67	12%	200 < x ≤ 300	52,93	37,77	6,15	12%
300 < x ≤ 400	79,18	32,75	5,72	7%	300 < x ≤ 400	73,02	26,91	5,19	7%
400 < x ≤ 500	100,49	37,07	6,09	6%	400 < x ≤ 500	92,94	31,56	5,62	6%
500 < x ≤ 600	120,57	46,47	6,82	6%	500 < x ≤ 600	111,74	40,04	6,33	6%
600 < x ≤ 700	142,07	43,52	6,60	5%	600 < x ≤ 700	131,89	37,22	6,10	5%
700 < x ≤ 800	159,51	59,39	7,71	5%	700 < x ≤ 800	148,18	50,19	7,08	5%
800 < x ≤ 900	183,87	27,97	5,29	3%	800 < x ≤ 900	170,84	23,15	4,81	3%
x > 900	201,70	45,08	6,71	3%	x > 900	187,38	36,55	6,05	3%

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,54	44,83	6,70	102%	0 ≤ x ≤ 100	6,14	39,53	6,29	102%
100 < x ≤ 200	33,94	53,03	7,28	21%	100 < x ≤ 200	31,89	46,73	6,84	21%
200 < x ≤ 300	59,66	38,75	6,22	10%	200 < x ≤ 300	55,86	33,42	5,78	10%
300 < x ≤ 400	78,33	39,15	6,26	8%	300 < x ≤ 400	73,34	35,55	5,96	8%
400 < x ≤ 500	102,09	40,17	6,34	6%	400 < x ≤ 500	95,92	36,45	6,04	6%
500 < x ≤ 600	123,92	37,46	6,12	5%	500 < x ≤ 600	116,39	32,51	5,70	5%
600 < x ≤ 700	146,23	54,48	7,38	5%	600 < x ≤ 700	137,12	48,89	6,99	5%
700 < x ≤ 800	163,58	53,19	7,29	4%	700 < x ≤ 800	153,22	48,83	6,99	5%
800 < x ≤ 900	185,62	48,30	6,95	4%	800 < x ≤ 900	173,98	43,01	6,56	4%
x > 900	203,14	48,38	6,96	3%	x > 900	190,20	41,45	6,44	3%

Fonte – Elaboração própria.

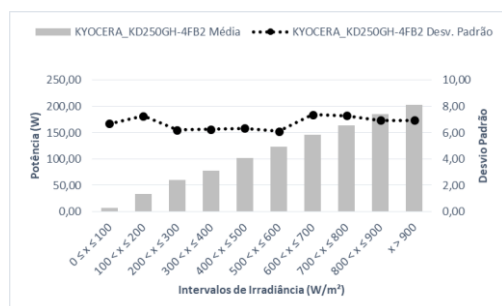
Assim como o ME o modelo do coeficiente de temperatura (M1) também não possui uma relação proporcional com a irradiância durante a realização das estimativas. Entretanto, M1 também se comporta de maneira similar para os diferentes módulos observados. Sendo, para os YGLY245P e SW230 as estimativas foram mais precisas para o intervalo de irradiância de 800 a 900 W/m<sup>2</sup>, enquanto que os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI isso ocorreu entre 200 a 600 W/m<sup>2</sup>. A progressão evolutiva dessas variabilidades das estimativas com a irradiância pode ser verificada através da Figura 4.5.

Figura 4.5 – Evolução das variabilidades observadas do modelo do coeficiente de temperatura (M1) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.

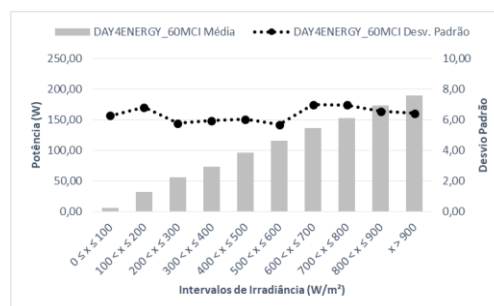


(a)

(b)



(c)



(d)

Fonte – Elaboração própria.

O modelo adaptado do coeficiente de temperatura (M2) gerou estimativas pouco precisas em baixas irradiancias (até 100 W/m<sup>2</sup>) para os módulos YGLY245P e SW230, apesar do autor sugerir o uso de duas equações na perspectiva de melhoria da acurácia em relação ao seu derivante (M1). No entanto, já para o módulo 60MCI, de fato o modelo se comportou conforme a previsão. Para o módulo KD250GH-4FB2 as menores variabilidades das estimativas se concentraram entre 400 a 600 W/m<sup>2</sup>, conforme pode ser visto na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Análise descritiva do modelo adaptado do coeficiente de temperatura (M2) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	10,65	137,23	11,71	110%	0 ≤ x ≤ 100	8,23	85,75	9,26	113%
100 < x ≤ 200	44,27	52,81	7,27	16%	100 < x ≤ 200	36,32	44,65	6,68	18%
200 < x ≤ 300	67,55	44,53	6,67	10%	200 < x ≤ 300	58,08	39,20	6,26	11%
300 < x ≤ 400	88,30	42,71	6,54	7%	300 < x ≤ 400	77,50	36,73	6,06	8%
400 < x ≤ 500	108,15	32,86	5,73	5%	400 < x ≤ 500	96,70	29,59	5,44	6%
500 < x ≤ 600	126,89	41,35	6,43	5%	500 < x ≤ 600	114,84	37,67	6,14	5%
600 < x ≤ 700	147,15	39,60	6,29	4%	600 < x ≤ 700	134,38	35,40	5,95	4%
700 < x ≤ 800	163,16	53,77	7,33	4%	700 < x ≤ 800	149,97	47,61	6,90	5%
800 < x ≤ 900	185,79	25,95	5,09	3%	800 < x ≤ 900	171,79	22,22	4,71	3%
x > 900	202,66	42,97	6,56	3%	x > 900	187,85	35,61	5,97	3%

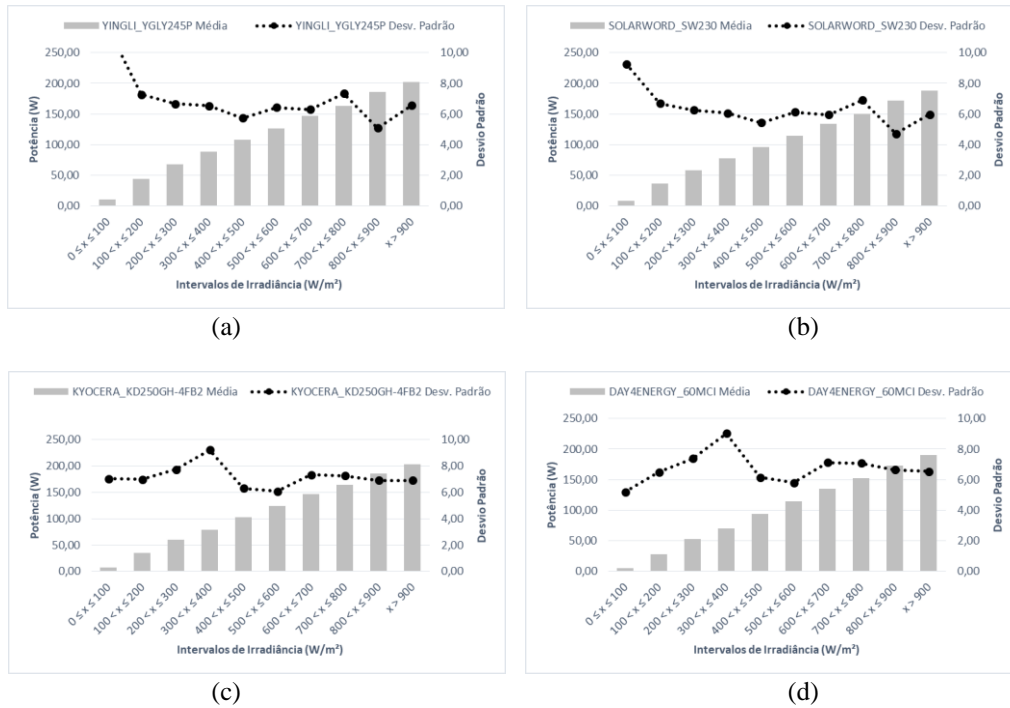
  

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,94	49,64	7,05	101%	0 ≤ x ≤ 100	4,89	27,08	5,20	107%
100 < x ≤ 200	35,05	48,81	6,99	20%	100 < x ≤ 200	28,44	42,27	6,50	23%
200 < x ≤ 300	60,71	59,82	7,73	13%	200 < x ≤ 300	52,59	54,55	7,39	14%
300 < x ≤ 400	79,26	85,04	9,22	12%	300 < x ≤ 400	70,44	81,65	9,04	13%
400 < x ≤ 500	102,87	39,70	6,30	6%	400 < x ≤ 500	93,48	37,85	6,15	7%
500 < x ≤ 600	124,56	37,03	6,09	5%	500 < x ≤ 600	114,40	33,77	5,81	5%
600 < x ≤ 700	146,72	53,87	7,34	5%	600 < x ≤ 700	135,59	50,70	7,12	5%
700 < x ≤ 800	163,94	52,75	7,26	4%	700 < x ≤ 800	152,09	50,16	7,08	5%
800 < x ≤ 900	185,83	47,85	6,92	4%	800 < x ≤ 900	173,31	44,33	6,66	4%
x > 900	203,22	47,90	6,92	3%	x > 900	189,95	42,84	6,55	3%

Fonte – Elaboração própria.

Dessa forma, percebe-se claramente que não há uma constância na aplicabilidade de M2, ou seja, cada módulo é construtivamente particular, mesmo sendo de uma mesma tecnologia, o que influencia diretamente nas estimativas, ou em uma outra hipótese é de possíveis inconsistências das informações fornecidas pelos fabricantes. Portanto, a Figura 4.6 descreve o comportamento das variabilidades, assim como realizado para os modelos anteriormente analisados.

Figura 4.6 – Evolução das variabilidades observadas do modelo adaptado do coeficiente de temperatura (M2) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

O desvio padrão maior do que 10 (desaparecendo do gráfico da Figura 4.6 (a)) no intervalo de 0 a 100 W/m<sup>2</sup>, no módulo da fabricante Yingli, pode estar relacionado à aplicação de um fator  $k$  que considera em sua formulação  $P_{mp}(meas)$  como valor de máxima potência obtido em situação de baixa irradiância (aproximadamente 200 W/m<sup>2</sup>), entretanto, o intervalo definido é menor que isso, ou ainda, possíveis informações equivocadas quanto ao comportamento do módulo em relação à temperatura, representado pelo respectivo coeficiente.

Para o modelo PVFORM (M3) apresentado no tópico 2.1.4 observou-se que as melhores estimativas se concentraram em situações de baixa irradiância (de 0 a 100 W/m<sup>2</sup>) conforme previsto pelo autor da modelagem e observado na Tabela 4.7. Entretanto, o modelo foi pouco preciso entre 300 e 400 W/m<sup>2</sup> para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI, ao passo que para os YGLY245P e SW230 isso ocorreu maiores que 100 W/m<sup>2</sup> e menores ou iguais a 200 W/m<sup>2</sup>.

Tabela 4.7 – Análise descritiva do modelo PVFORM (M3) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht, $\beta$ (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht, $\beta$ (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	3,65	33,93	5,82	159%	0 ≤ x ≤ 100	3,41	29,55	5,44	159%
100 < x ≤ 200	32,18	71,25	8,44	26%	100 < x ≤ 200	29,91	61,79	7,86	26%
200 < x ≤ 300	54,63	44,01	6,63	12%	200 < x ≤ 300	50,72	36,74	6,06	12%
300 < x ≤ 400	77,84	46,86	6,85	9%	300 < x ≤ 400	71,92	38,21	6,18	9%
400 < x ≤ 500	100,49	37,07	6,09	6%	400 < x ≤ 500	92,94	31,56	5,62	6%
500 < x ≤ 600	120,57	46,47	6,82	6%	500 < x ≤ 600	111,74	40,04	6,33	6%
600 < x ≤ 700	142,07	43,52	6,60	5%	600 < x ≤ 700	131,89	37,22	6,10	5%
700 < x ≤ 800	159,51	59,39	7,71	5%	700 < x ≤ 800	148,18	50,19	7,08	5%
800 < x ≤ 900	183,87	27,97	5,29	3%	800 < x ≤ 900	170,84	23,15	4,81	3%
x > 900	201,70	45,08	6,71	3%	x > 900	187,38	36,55	6,05	3%



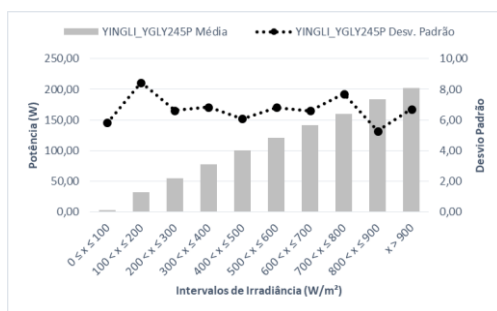
KYOCERA_KD250GH-4FB2				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	2,88	18,35	4,28	149%
100 < x ≤ 200	32,35	65,68	8,10	25%
200 < x ≤ 300	57,87	57,31	7,57	13%
300 < x ≤ 400	76,12	81,29	9,02	12%
400 < x ≤ 500	102,09	40,17	6,34	6%
500 < x ≤ 600	123,92	37,46	6,12	5%
600 < x ≤ 700	146,23	54,48	7,38	5%
700 < x ≤ 800	163,58	53,19	7,29	4%
800 < x ≤ 900	185,62	48,30	6,95	4%
x > 900	203,14	48,38	6,96	3%

DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	2,70	16,17	4,02	149%
100 < x ≤ 200	30,39	57,98	7,61	25%
200 < x ≤ 300	54,24	49,87	7,06	13%
300 < x ≤ 400	71,31	74,16	8,61	12%
400 < x ≤ 500	95,92	36,45	6,04	6%
500 < x ≤ 600	116,39	32,51	5,70	5%
600 < x ≤ 700	137,12	48,89	6,99	5%
700 < x ≤ 800	153,22	48,83	6,99	5%
800 < x ≤ 900	173,98	43,01	6,56	4%
x > 900	190,20	41,45	6,44	3%

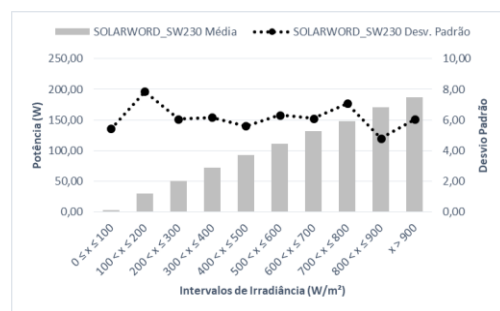
Fonte – Elaboração própria.

Verificando isso graficamente, a Figura 4.7 é apresentada para os módulos utilizados.

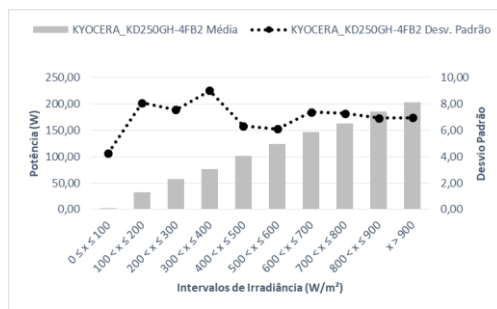
Figura 4.7 – Evolução das variabilidades observadas do modelo PVFORM (M3) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



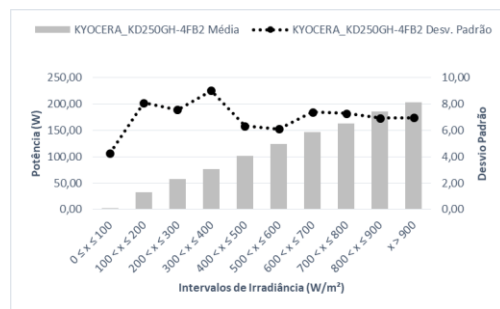
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte – Elaboração própria.

O modelo descrito como modelo de potência MPPT (M4), no tópico 2.1.5, tem semelhante comportamento evolutivo das variabilidades do modelo M1, conforme se observa através da Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Análise descritiva do modelo de potência MPPT (M4) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,17	54,26	7,37	119%
100 < x ≤ 200	31,32	47,12	6,86	22%
200 < x ≤ 300	54,59	43,14	6,57	12%
300 < x ≤ 400	76,58	32,48	5,70	7%
400 < x ≤ 500	98,02	37,41	6,12	6%
500 < x ≤ 600	118,32	47,33	6,88	6%
600 < x ≤ 700	140,09	44,34	6,66	5%
700 < x ≤ 800	158,02	61,08	7,82	5%
800 < x ≤ 900	183,03	28,73	5,36	3%
x > 900	201,25	45,94	6,78	3%

SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	5,76	47,25	6,87	119%
100 < x ≤ 200	29,11	40,92	6,40	22%
200 < x ≤ 300	50,65	36,62	6,05	12%
300 < x ≤ 400	70,63	26,75	5,17	7%
400 < x ≤ 500	90,65	31,87	5,65	6%
500 < x ≤ 600	109,66	40,77	6,38	6%
600 < x ≤ 700	130,05	37,94	6,16	5%
700 < x ≤ 800	146,79	51,64	7,19	5%
800 < x ≤ 900	170,06	23,80	4,88	3%
x > 900	186,97	37,28	6,11	3%

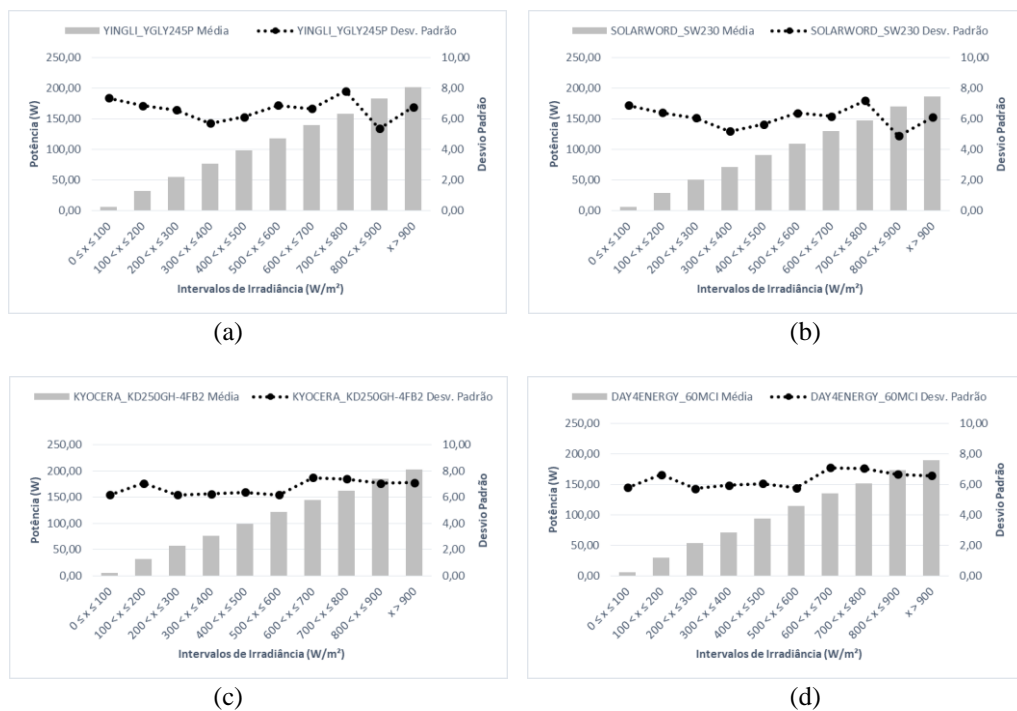


KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	5,92	38,03	6,17	104%	0 ≤ x ≤ 100	5,56	33,53	5,79	104%
100 < x ≤ 200	31,90	49,93	7,07	22%	100 < x ≤ 200	29,97	44,00	6,63	22%
200 < x ≤ 300	57,15	38,01	6,16	11%	200 < x ≤ 300	53,51	32,81	5,73	11%
300 < x ≤ 400	75,70	38,92	6,24	8%	300 < x ≤ 400	70,88	35,33	5,94	8%
400 < x ≤ 500	99,54	40,53	6,37	6%	400 < x ≤ 500	93,52	36,75	6,06	6%
500 < x ≤ 600	121,59	38,25	6,18	5%	500 < x ≤ 600	114,21	33,19	5,76	5%
600 < x ≤ 700	144,27	56,08	7,49	5%	600 < x ≤ 700	135,29	50,26	7,09	5%
700 < x ≤ 800	162,08	54,44	7,38	5%	700 < x ≤ 800	151,82	49,89	7,06	5%
800 < x ≤ 900	184,66	50,02	7,07	4%	800 < x ≤ 900	173,08	44,51	6,67	4%
x > 900	202,78	50,49	7,11	4%	x > 900	189,86	43,27	6,58	3%

Fonte – Elaboração própria.

As melhores estimativas, em termos de precisão, para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI estão entre 200 e 600 W/m<sup>2</sup>, ao passo que para os módulos YGLY245P e SW230 os valores são mais precisos para o intervalo de irradiância maior que 800 W/m<sup>2</sup> e menor ou igual a 900 W/m<sup>2</sup>. A similaridade de M4 a M1 pode ser observada através da Figura 4.8, quando comparada a Figura 4.5.

Figura 4.8 – Evolução das variabilidades observadas de potência MPPT (M4) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

O modelo não-linear de cinco pontos ou cinco parâmetros (M5), em geral, possui desvio padrão em relação proporcional decrescente com a irradiância para os módulos KD250GH-4FB2, YGLY245P e 60MCI. Entretanto, para o módulo SW230 possui particular comportamento, com estimativas mais precisas em relação as demais para irradiâncias maiores que 300 W/m<sup>2</sup> até 500 W/m<sup>2</sup>. A Tabela e Figura 4.9 descrevem tal comportamento de M5.

Tabela 4.9 – Análise descritiva do modelo não-linear de cinco pontos (M5) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

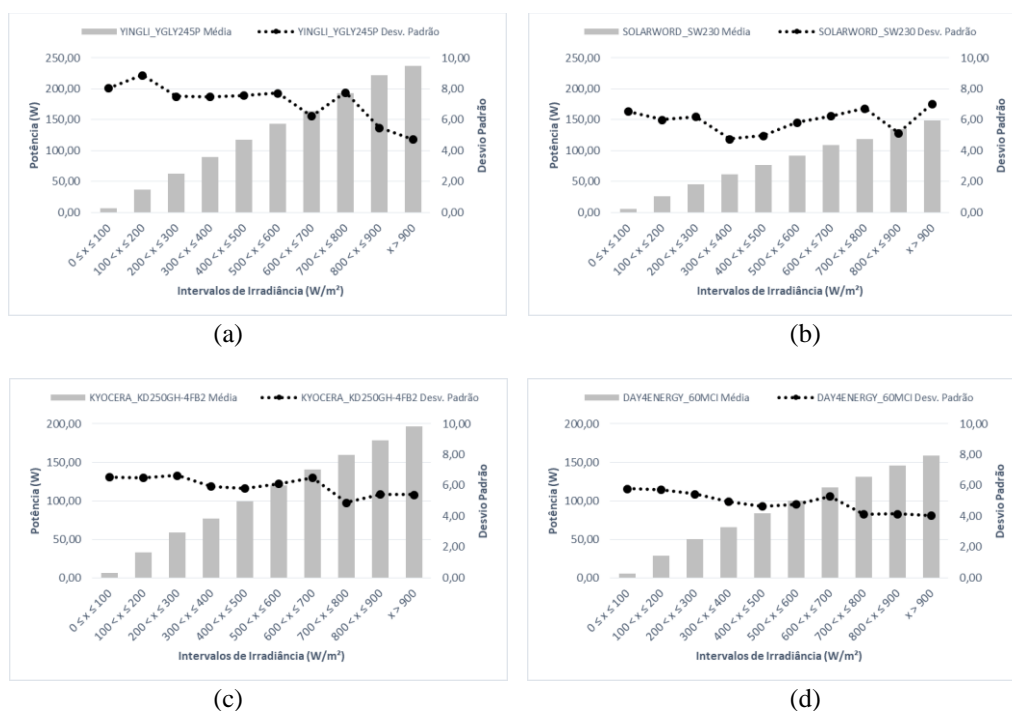
YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,45	64,67	8,04	125%	0 ≤ x ≤ 100	5,47	42,77	6,54	119%
100 < x ≤ 200	36,64	78,95	8,89	24%	100 < x ≤ 200	26,28	36,13	6,01	23%
200 < x ≤ 300	63,03	56,34	7,51	12%	200 < x ≤ 300	45,59	38,48	6,20	14%
300 < x ≤ 400	89,11	56,01	7,48	8%	300 < x ≤ 400	61,88	22,65	4,76	8%
400 < x ≤ 500	118,03	57,36	7,57	6%	400 < x ≤ 500	77,05	24,60	4,96	6%
500 < x ≤ 600	143,38	59,60	7,72	5%	500 < x ≤ 600	91,84	33,95	5,83	6%
600 < x ≤ 700	164,26	39,08	6,25	4%	600 < x ≤ 700	109,20	38,94	6,24	6%
700 < x ≤ 800	192,92	60,27	7,76	4%	700 < x ≤ 800	119,11	45,51	6,75	6%
800 < x ≤ 900	222,21	30,15	5,49	2%	800 < x ≤ 900	134,53	26,47	5,14	4%
x > 900	236,93	22,31	4,72	2%	x > 900	148,50	49,54	7,04	5%

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,38	42,90	6,55	103%	0 ≤ x ≤ 100	5,58	33,57	5,79	104%
100 < x ≤ 200	32,47	42,23	6,50	20%	100 < x ≤ 200	28,66	32,88	5,73	20%
200 < x ≤ 300	58,71	44,09	6,64	11%	200 < x ≤ 300	50,41	29,70	5,45	11%
300 < x ≤ 400	76,44	35,18	5,93	8%	300 < x ≤ 400	65,28	24,44	4,94	8%
400 < x ≤ 500	99,50	33,86	5,82	6%	400 < x ≤ 500	83,87	21,56	4,64	6%
500 < x ≤ 600	119,93	37,38	6,11	5%	500 < x ≤ 600	100,45	22,75	4,77	5%
600 < x ≤ 700	140,78	42,16	6,49	5%	600 < x ≤ 700	117,11	27,98	5,29	5%
700 < x ≤ 800	159,28	23,76	4,87	3%	700 < x ≤ 800	130,72	16,97	4,12	3%
800 < x ≤ 900	178,42	29,36	5,42	3%	800 < x ≤ 900	145,52	17,24	4,15	3%
x > 900	196,31	29,10	5,39	3%	x > 900	158,52	16,35	4,04	3%

Fonte – Elaboração própria.

Figura 4.9 – Evolução das variabilidades observadas do modelo não-linear de cinco pontos (M5) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

A Tabela 4.10 mostra que o modelo analítico (M6), proposto por Lorenzo *et. al* (1994), permite estimativas mais precisas em altas irradiancias (maiores que 800 W/m<sup>2</sup>) para os módulos YGLY245P, SW230 e 60MCI. Entretanto, em baixas irradiancias (até 100 W/m<sup>2</sup>) as

estimativas geradas para os módulos YGLY245P e SW230 podem tornar-se pouco interessantes, quando o objetivo seja obtê-las de maneira precisa.

Tabela 4.10 – Análise descritiva do modelo analítico (M6) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	7,87	89,34	9,45	120%	0 ≤ x ≤ 100	6,84	67,66	8,23	120%
100 < x ≤ 200	39,18	77,37	8,80	22%	100 < x ≤ 200	35,34	58,34	7,64	22%
200 < x ≤ 300	67,43	66,85	8,18	12%	200 < x ≤ 300	61,27	50,53	7,11	12%
300 < x ≤ 400	92,65	43,49	6,59	7%	300 < x ≤ 400	85,17	36,30	6,03	7%
400 < x ≤ 500	116,88	45,46	6,74	6%	400 < x ≤ 500	109,42	41,51	6,44	6%
500 < x ≤ 600	139,37	61,88	7,87	6%	500 < x ≤ 600	131,24	55,71	7,46	6%
600 < x ≤ 700	162,51	58,99	7,68	5%	600 < x ≤ 700	153,71	52,74	7,26	5%
700 < x ≤ 800	180,03	88,60	9,41	5%	700 < x ≤ 800	171,38	62,56	7,91	5%
800 < x ≤ 900	204,19	34,38	5,86	3%	800 < x ≤ 900	196,42	29,26	5,41	3%
x > 900	222,90	53,75	7,33	3%	x > 900	214,39	43,52	6,60	3%

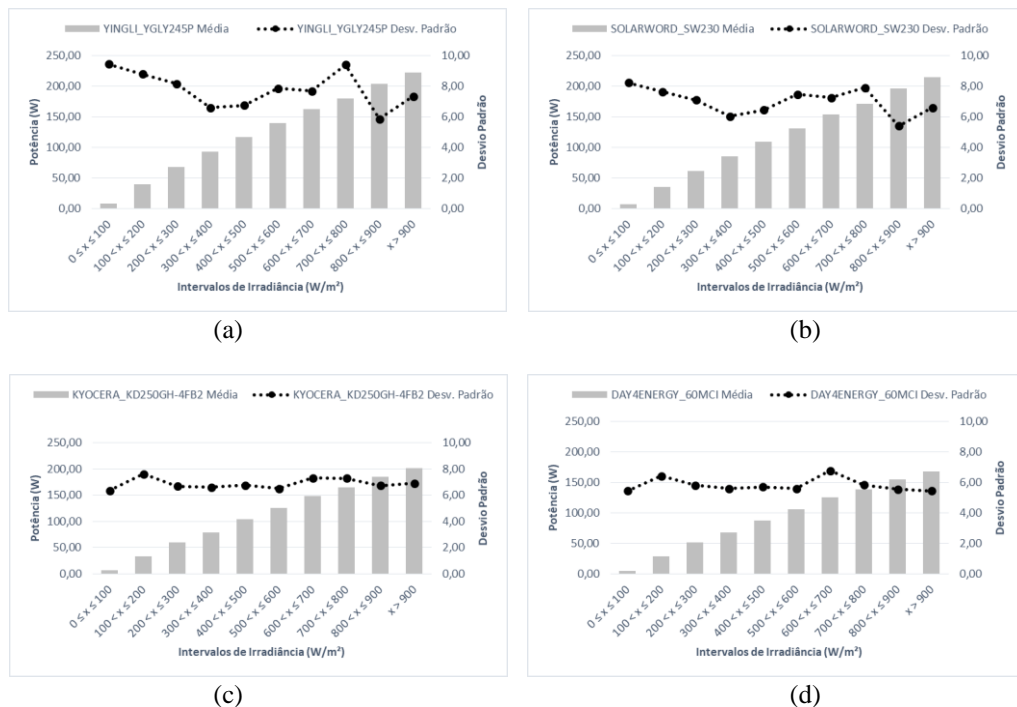
  

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,22	40,43	6,36	102%	0 ≤ x ≤ 100	5,18	29,66	5,45	105%
100 < x ≤ 200	33,79	58,19	7,63	23%	100 < x ≤ 200	28,80	41,42	6,44	22%
200 < x ≤ 300	60,18	44,83	6,70	11%	200 < x ≤ 300	51,17	33,75	5,81	11%
300 < x ≤ 400	79,33	43,56	6,60	8%	300 < x ≤ 400	67,35	31,23	5,59	8%
400 < x ≤ 500	103,82	45,57	6,75	7%	400 < x ≤ 500	87,83	32,50	5,70	6%
500 < x ≤ 600	125,71	42,30	6,50	5%	500 < x ≤ 600	106,34	31,40	5,60	5%
600 < x ≤ 700	148,00	53,53	7,32	5%	600 < x ≤ 700	125,08	45,96	6,78	5%
700 < x ≤ 800	164,67	53,30	7,30	4%	700 < x ≤ 800	138,23	34,15	5,84	4%
800 < x ≤ 900	185,40	45,51	6,75	4%	800 < x ≤ 900	155,00	30,96	5,56	4%
x > 900	201,44	47,77	6,91	3%	x > 900	167,71	29,73	5,45	3%

Fonte – Elaboração própria.

A evolução das variabilidades para o modelo analítico (M6), apresentado no tópico 2.1.7 está destacado na Figura 4.10 para os diferentes módulos analisados.

Figura 4.10 – Evolução das variabilidades observadas modelo analítico (M6) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

Para o modelo simplificado (M7) percebe-se que existe uma relação inversamente proporcional entre o indicador desvio padrão, para estimativas de potência, e o aumento da irradiância, com exceção, quando para irradiâncias acima 900 W/m<sup>2</sup> para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI, os quais as estimativas realizadas tem comportamento pouco preciso (desaparecimento do gráfico da Figura 4.11 (c) e (d)), o que pode estar relacionado aos dados utilizados para determinação do fator de correção  $\Delta V(H)$ , que busca considerar possíveis não linearidades quanto a irradiância. A Tabela 4.11 descreve essas observações.

Tabela 4.11 – Análise descritiva do modelo simplificado (M7) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,78	63,31	7,96	117%	0 ≤ x ≤ 100	6,35	55,49	7,45	117%
100 < x ≤ 200	33,58	49,98	7,07	21%	100 < x ≤ 200	31,37	43,82	6,62	21%
200 < x ≤ 300	56,74	39,05	6,25	11%	200 < x ≤ 300	52,97	33,65	5,80	11%
300 < x ≤ 400	77,90	27,73	5,27	7%	300 < x ≤ 400	72,48	23,75	4,87	7%
400 < x ≤ 500	97,94	28,86	5,37	5%	400 < x ≤ 500	91,38	25,25	5,03	5%
500 < x ≤ 600	115,53	31,24	5,59	5%	500 < x ≤ 600	108,02	27,48	5,24	5%
600 < x ≤ 700	132,52	23,03	4,80	4%	600 < x ≤ 700	124,10	20,03	4,48	4%
700 < x ≤ 800	144,63	23,06	4,80	3%	700 < x ≤ 800	135,79	19,92	4,46	3%
800 < x ≤ 900	154,90	6,99	2,64	2%	800 < x ≤ 900	145,93	5,46	2,34	2%
x > 900	154,50	18,14	4,26	3%	x > 900	145,99	13,96	3,74	3%

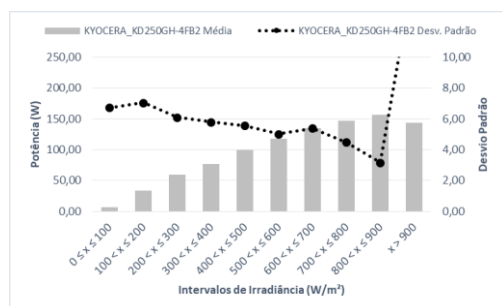
KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,55	45,06	6,71	102%	0 ≤ x ≤ 100	6,18	40,24	6,34	103%
100 < x ≤ 200	33,77	49,62	7,04	21%	100 < x ≤ 200	31,95	44,21	6,65	21%
200 < x ≤ 300	59,30	37,28	6,11	10%	200 < x ≤ 300	56,36	34,51	5,87	10%
300 < x ≤ 400	77,06	33,52	5,79	8%	300 < x ≤ 400	73,41	31,62	5,62	8%
400 < x ≤ 500	98,99	30,97	5,56	6%	400 < x ≤ 500	94,86	29,38	5,42	6%
500 < x ≤ 600	117,87	25,12	5,01	4%	500 < x ≤ 600	113,38	23,70	4,87	4%
600 < x ≤ 700	135,42	29,00	5,38	4%	600 < x ≤ 700	130,84	28,38	5,33	4%
700 < x ≤ 800	146,88	20,05	4,48	3%	700 < x ≤ 800	143,12	18,27	4,27	3%
800 < x ≤ 900	156,13	10,06	3,17	2%	800 < x ≤ 900	153,81	7,64	2,76	2%
x > 900	143,42	244,65	15,64	11%	x > 900	146,12	150,60	12,27	8%

Fonte – Elaboração própria.

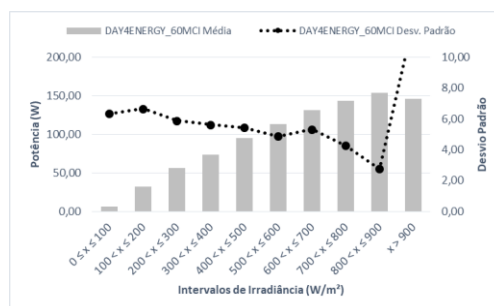
As melhores estimativas (menor variabilidade) realizadas por M7 se concentram no intervalo de irradiância maior que 800 W/m<sup>2</sup> e menor ou igual a 900 W/m<sup>2</sup>, conforme observado na Tabela 4.11 e evolução descrita na Figura 4.11.

Figura 4.11 – Evolução das variabilidades observadas modelo simplificado (M7) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.





(c)



(d)

Fonte – Elaboração própria.

Como é mais interessante a observação dos gráficos em uma mesma escala e os valores de desvio padrão das estimativas do KD250GH-4FB2 e 60MCI foram maiores que 10 para irradiâncias maiores  $900 \text{ W/m}^2$ , os marcadores não são visíveis na Figura 4.11 (c) e (d). Esse fato pode estar relacionado à forma e/ou ao uso dos dados para determinar  $\Delta V(H)$ .

O modelo de Anderson (1995), M8, também apresenta estimativas menos precisas para baixas irradiâncias nos módulos YGLY245P e SW230 e mais precisas para altas, conforme se observa na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Análise descritiva do modelo de Anderson (M8) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	7,23	73,70	8,58	119%	0 ≤ x ≤ 100	6,81	65,50	8,09	119%
100 < x ≤ 200	38,14	76,30	8,73	23%	100 < x ≤ 200	36,03	68,11	8,25	23%
200 < x ≤ 300	64,27	53,33	7,30	11%	200 < x ≤ 300	60,75	48,09	6,93	11%
300 < x ≤ 400	90,03	54,35	7,37	8%	300 < x ≤ 400	85,35	48,80	6,99	8%
400 < x ≤ 500	118,79	61,90	7,87	7%	400 < x ≤ 500	112,51	54,29	7,37	7%
500 < x ≤ 600	144,42	62,43	7,90	5%	500 < x ≤ 600	136,60	55,76	7,47	5%
600 < x ≤ 700	166,45	39,28	6,27	4%	600 < x ≤ 700	157,31	34,61	5,88	4%
700 < x ≤ 800	196,80	70,22	8,38	4%	700 < x ≤ 800	185,81	62,57	7,91	4%
800 < x ≤ 900	231,18	45,77	6,77	3%	800 < x ≤ 900	218,20	40,17	6,34	3%
x > 900	246,97	37,56	6,13	2%	x > 900	233,18	32,84	5,73	2%

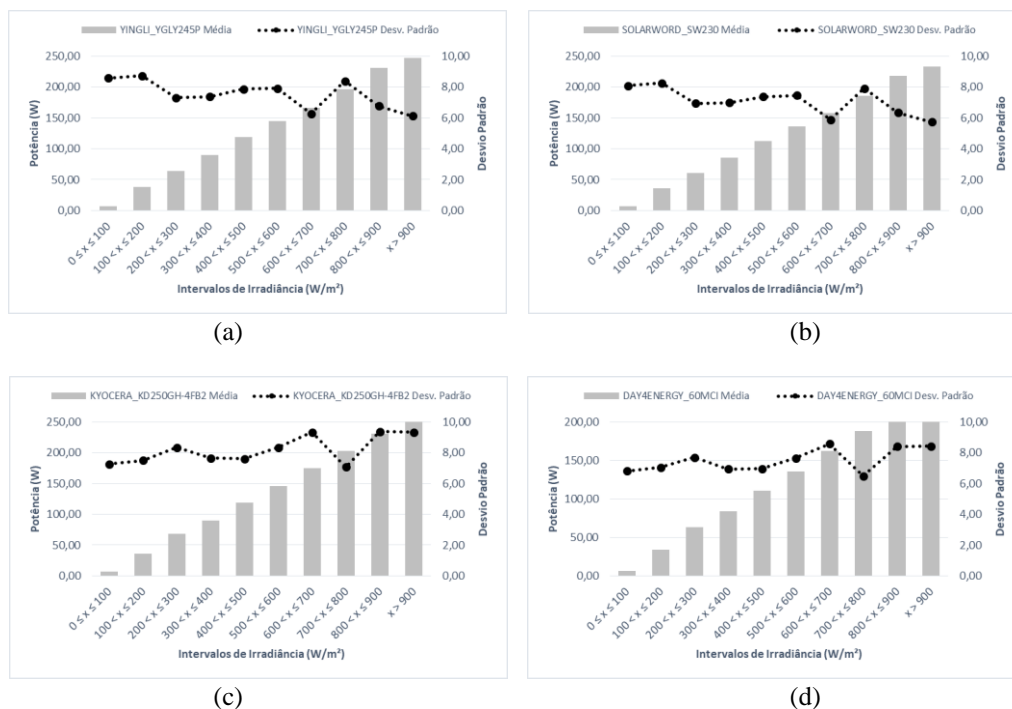
  

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	7,01	52,63	7,25	103%	0 ≤ x ≤ 100	6,59	46,34	6,81	103%
100 < x ≤ 200	36,45	56,24	7,50	21%	100 < x ≤ 200	34,21	49,58	7,04	21%
200 < x ≤ 300	67,95	69,70	8,35	12%	200 < x ≤ 300	63,56	59,24	7,70	12%
300 < x ≤ 400	89,54	58,70	7,66	9%	300 < x ≤ 400	83,77	48,25	6,95	8%
400 < x ≤ 500	119,05	57,83	7,60	6%	400 < x ≤ 500	110,97	48,58	6,97	6%
500 < x ≤ 600	146,02	69,56	8,34	6%	500 < x ≤ 600	136,00	58,47	7,65	6%
600 < x ≤ 700	174,68	87,24	9,34	5%	600 < x ≤ 700	162,64	73,61	8,58	5%
700 < x ≤ 800	202,96	50,12	7,08	3%	700 < x ≤ 800	188,50	42,24	6,50	3%
800 < x ≤ 900	231,21	87,98	9,38	4%	800 < x ≤ 900	214,56	70,54	8,40	4%
x > 900	260,76	87,17	9,34	4%	x > 900	241,52	70,88	8,42	3%

Fonte – Elaboração própria.

Entretanto para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI as melhores estimativas são para irradiâncias maiores que  $700 \text{ W/m}^2$  até  $800 \text{ W/m}^2$ , ao passo que as estimativas menos precisas se concentraram para altas irradiâncias. A Figura 4.12 resume esse comportamento, relacionando estimativas de potência e desvio padrão por categoria. Sendo, no geral, maior que dos outros modelos.

Figura 4.12 – Evolução das variabilidades observadas modelo de Anderson (M8) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

Para o modelo de Bleasser (1995), M9, assim como M8 as estimativas de potência geradas são pouco precisas para as menores irradiâncias nos módulos YGLY245P e SW230, enquanto que para os KD250GH-4FB2 e 60MCI as melhores estimativas também se concentram em irradiâncias maiores que 700 W/m<sup>2</sup> até 800 W/m<sup>2</sup>. Assim, Tabela 4.13 descreve detalhadamente o comportamento das estimativas geradas em relação aos indicadores utilizados, permitindo uma observação mais ampla de todas as categorias preestabelecidas.

Essas diferenças evolutivas de desvio padrão para os módulos, tanto de M8 como de M9 podem estar relacionadas ao uso do coeficiente de irradiância  $\delta$ , sugerido por tecnologia, pois ao longo do tempo os módulos evoluíram bastante construtivamente e a forma como foram determinados esses coeficientes não foi revelada, impossibilitando a atualização, similarmente ao realizado por Vieira Filho *et al.* (2018) para os de temperatura.

Tabela 4.13 – Análise descritiva do modelo de Bleasser (M9) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht, $\beta$ (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht, $\beta$ (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	7,07	67,21	8,20	116%	0 ≤ x ≤ 100	6,81	65,50	8,09	119%
100 < x ≤ 200	36,03	63,58	7,97	22%	100 < x ≤ 200	36,03	68,11	8,25	23%
200 < x ≤ 300	61,24	46,38	6,81	11%	200 < x ≤ 300	60,75	48,09	6,93	11%
300 < x ≤ 400	85,71	41,08	6,41	7%	300 < x ≤ 400	85,35	48,80	6,99	8%
400 < x ≤ 500	111,77	47,99	6,93	6%	400 < x ≤ 500	112,51	54,29	7,37	7%
500 < x ≤ 600	135,43	52,96	7,28	5%	500 < x ≤ 600	136,60	55,76	7,47	5%
600 < x ≤ 700	157,40	35,36	5,95	4%	600 < x ≤ 700	157,31	34,61	5,88	4%
700 < x ≤ 800	183,01	56,89	7,54	4%	700 < x ≤ 800	185,81	62,57	7,91	4%
800 < x ≤ 900	213,80	26,92	5,19	2%	800 < x ≤ 900	218,20	40,17	6,34	3%
x > 900	230,53	20,36	4,51	2%	x > 900	233,18	32,84	5,73	2%



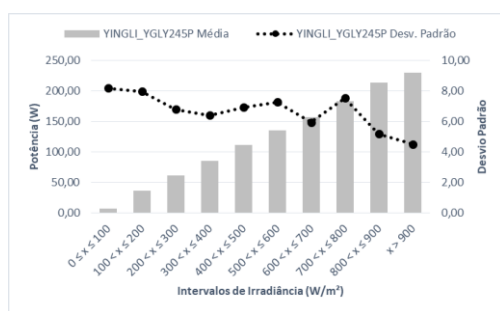
KYOCERA_KD250GH-4FB2				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,85	48,34	6,95	102%
100 < x ≤ 200	35,24	53,68	7,33	21%
200 < x ≤ 300	64,59	55,54	7,45	12%
300 < x ≤ 400	85,21	47,91	6,92	8%
400 < x ≤ 500	112,65	48,66	6,98	6%
500 < x ≤ 600	137,85	51,36	7,17	5%
600 < x ≤ 700	164,33	68,19	8,26	5%
700 < x ≤ 800	188,67	41,16	6,42	3%
800 < x ≤ 900	214,81	56,84	7,54	4%
x > 900	239,99	58,60	7,66	3%

DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,59	42,77	6,54	99%
100 < x ≤ 200	33,21	47,41	6,89	21%
200 < x ≤ 300	60,63	48,01	6,93	11%
300 < x ≤ 400	79,93	41,58	6,45	8%
400 < x ≤ 500	105,53	42,34	6,51	6%
500 < x ≤ 600	129,05	44,19	6,65	5%
600 < x ≤ 700	153,73	58,96	7,68	5%
700 < x ≤ 800	176,24	36,20	6,02	3%
800 < x ≤ 900	200,59	48,49	6,96	3%
x > 900	223,85	50,21	7,09	3%

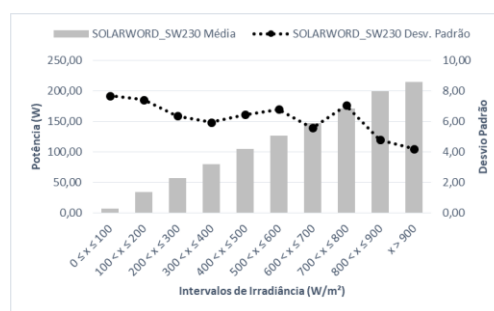
Fonte – Elaboração própria.

A similaridade entre M8 e M9 pode ser observado graficamente por meio da comparação entre as variabilidades das Figura 4.12 e 4.13.

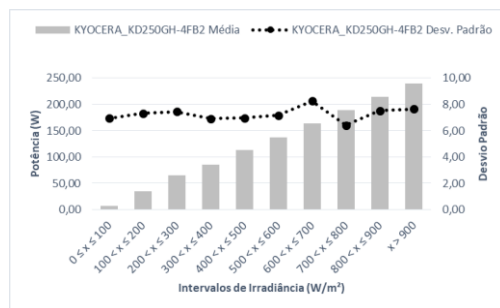
Figura 4.13 – Evolução das variabilidades observadas modelo de Bleasser (M9) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



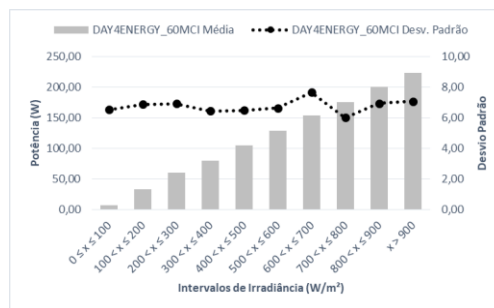
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte – Elaboração própria.

O modelo HOMER (M10) é o último modelo classificado como de potência a ser aplicado neste trabalho, onde a representação dos resultados está expressa na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Análise descritiva do modelo HOMER (M10) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	5,71	44,73	6,69	117%
100 < x ≤ 200	28,03	35,36	5,95	21%
200 < x ≤ 300	48,03	35,35	5,95	12%
300 < x ≤ 400	66,67	34,49	5,87	9%
400 < x ≤ 500	84,61	26,28	5,13	6%
500 < x ≤ 600	101,52	32,95	5,74	6%
600 < x ≤ 700	119,62	30,85	5,55	5%
700 < x ≤ 800	134,31	42,11	6,49	5%
800 < x ≤ 900	154,82	19,83	4,45	3%
x > 900	169,83	31,96	5,65	3%

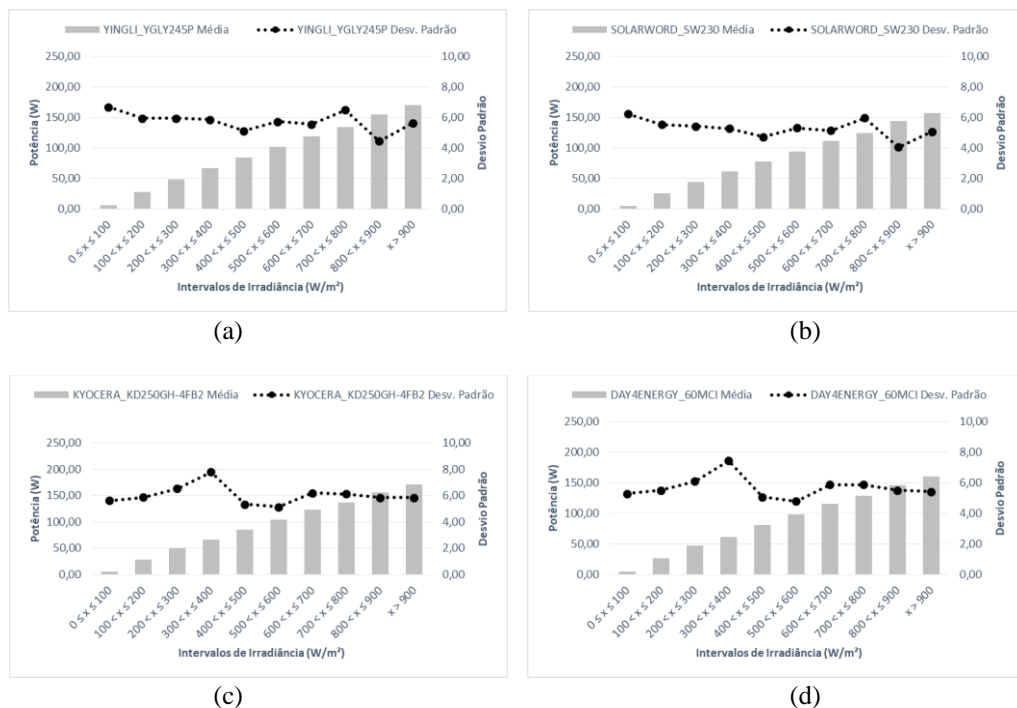
SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	5,33	38,96	6,24	117%
100 < x ≤ 200	26,05	30,71	5,54	21%
200 < x ≤ 300	44,56	29,51	5,43	12%
300 < x ≤ 400	61,49	27,96	5,29	9%
400 < x ≤ 500	78,25	22,37	4,73	6%
500 < x ≤ 600	94,08	28,38	5,33	6%
600 < x ≤ 700	111,05	26,38	5,14	5%
700 < x ≤ 800	124,77	35,58	5,97	5%
800 < x ≤ 900	143,85	16,41	4,05	3%
x > 900	157,77	25,92	5,09	3%

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht, $\beta$ ( $W/m^2$ )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht, $\beta$ ( $W/m^2$ )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
$0 \leq x \leq 100$	5,51	31,79	5,64	102%	$0 \leq x \leq 100$	5,17	28,02	5,29	102%
$100 < x \leq 200$	28,58	34,45	5,87	21%	$100 < x \leq 200$	26,85	30,41	5,51	21%
$200 < x \leq 300$	50,24	42,90	6,55	13%	$200 < x \leq 300$	47,03	37,22	6,10	13%
$300 < x \leq 400$	65,95	61,08	7,82	12%	$300 < x \leq 400$	61,76	55,51	7,45	12%
$400 < x \leq 500$	85,96	28,48	5,34	6%	$400 < x \leq 500$	80,76	25,84	5,08	6%
$500 < x \leq 600$	104,34	26,56	5,15	5%	$500 < x \leq 600$	98,00	23,05	4,80	5%
$600 < x \leq 700$	123,12	38,62	6,21	5%	$600 < x \leq 700$	115,46	34,66	5,89	5%
$700 < x \leq 800$	137,73	37,71	6,14	4%	$700 < x \leq 800$	129,01	34,62	5,88	5%
$800 < x \leq 900$	156,29	34,24	5,85	4%	$800 < x \leq 900$	146,49	30,50	5,52	4%
$x > 900$	171,04	34,30	5,86	3%	$x > 900$	160,15	29,39	5,42	3%

Fonte – Elaboração própria.

Analisando o comportamento do desvio padrão percebe-se que para os módulos YGLY245P e SW230 há uma relação direta entre o aumento da irradiância e as variabilidades para o intervalo de 0 a 400  $W/m^2$ , porém as estimativas mais precisas concentraram-se para maiores que 800  $W/m^2$  até 900  $W/m^2$ . Para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI a relação observada é inversa, para as categorias de irradiância maiores que 500  $W/m^2$ , com as melhores estimativas para maiores que 500  $W/m^2$  até 600  $W/m^2$ . Assim, a evolução gráfica do desvio padrão com as estimativas de potência a medida que a irradiância aumenta, bem como as observações destacadas podem ser observadas através da Figura 4.14.

Figura 4.14 – Evolução das variabilidades observadas modelo HOMER (M10) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

O primeiro modelo baseado em circuito equivalente de uma célula/módulo fotovoltaico a ser aplicado para realização das estimativas foi utilizando o respectivo circuito ideal (M11). A primeira observação é que apesar de ele exigir um maior esforço durante a aplicabilidade,



uma vez que utiliza métodos iterativos, em diversas categorias de irradiância eles se apresentaram com uma maior variabilidade que os modelos de potência, tornando assim o uso desses em diversos momentos muito mais interessantes, considerando que modelos de desempenho devem ter uma boa relação de compromisso entre esforço e precisão. Assim, os resultados observados através de uma análise estatística tradicional são expostos na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Análise descritiva do modelo do circuito equivalente ideal (M11) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	7,88	87,69	9,36	119%	0 ≤ x ≤ 100	7,08	70,16	8,38	118%
100 < x ≤ 200	39,48	79,58	8,92	23%	100 < x ≤ 200	35,78	60,66	7,79	22%
200 < x ≤ 300	68,99	73,41	8,57	12%	200 < x ≤ 300	62,62	55,18	7,43	12%
300 < x ≤ 400	96,46	52,10	7,22	7%	300 < x ≤ 400	87,88	42,24	6,50	7%
400 < x ≤ 500	124,13	61,06	7,81	6%	400 < x ≤ 500	114,22	53,33	7,30	6%
500 < x ≤ 600	150,42	81,55	9,03	6%	500 < x ≤ 600	138,57	69,46	8,33	6%
600 < x ≤ 700	178,35	82,55	9,09	5%	600 < x ≤ 700	164,29	67,51	8,22	5%
700 < x ≤ 800	201,27	120,44	10,97	5%	700 < x ≤ 800	185,49	83,08	9,11	5%
800 < x ≤ 900	235,65	49,81	7,06	3%	800 < x ≤ 900	217,17	39,90	6,32	3%
x > 900	259,46	59,73	7,73	3%	x > 900	239,01	51,67	7,19	3%

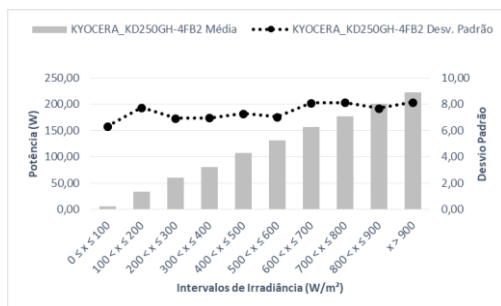
KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,25	40,16	6,34	101%	0 ≤ x ≤ 100	5,52	31,58	5,62	102%
100 < x ≤ 200	33,84	59,96	7,74	23%	100 < x ≤ 200	29,90	45,91	6,78	23%
200 < x ≤ 300	60,79	48,22	6,94	11%	200 < x ≤ 300	53,63	38,02	6,17	11%
300 < x ≤ 400	80,76	48,44	6,96	9%	300 < x ≤ 400	71,25	37,64	6,13	9%
400 < x ≤ 500	106,92	53,12	7,29	7%	400 < x ≤ 500	94,56	43,92	6,63	7%
500 < x ≤ 600	131,01	49,67	7,05	5%	500 < x ≤ 600	116,08	38,28	6,19	5%
600 < x ≤ 700	156,35	65,79	8,11	5%	600 < x ≤ 700	138,59	59,23	7,70	6%
700 < x ≤ 800	176,56	65,91	8,12	5%	700 < x ≤ 800	155,88	49,17	7,01	4%
800 < x ≤ 900	201,63	59,47	7,71	4%	800 < x ≤ 900	178,11	46,45	6,82	4%
x > 900	222,44	66,61	8,16	4%	x > 900	196,05	48,62	6,97	4%

Fonte – Elaboração própria.

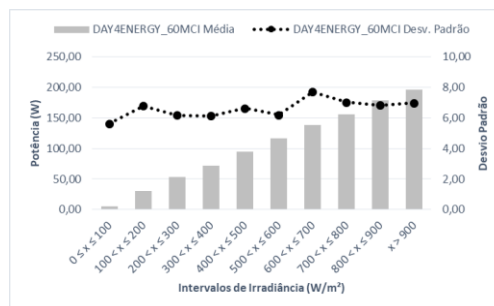
Para os módulos YGLY245P e SW230 percebe-se que o modelo foi mais preciso para irradiâncias maiores que 800 até 900 W/m<sup>2</sup>, ao passo que os valores menos precisos estão em uma categoria anterior, portanto percebe-se que há um limiar estreito entre as categorias para a aplicabilidade do modelo. Para os módulos KD250GH-4FB2 e 60MCI, em geral (com exceção de alguns pontos), percebe-se que há uma relação direta entre as variabilidades das estimativas realizadas e o aumento da irradiância, onde tal fato pode ser observado na Figura 4.15.

Figura 4.15 – Evolução das variabilidades observadas modelo do circuito equivalente ideal (M11) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.





(c)



(d)

Fonte – Elaboração própria.

M12 nada mais é do que as estimativas obtidas através de M11 multiplicado pelo fator de redução  $f_{FV}$  definido no modelo HOMER para modelos baseados em circuitos equivalentes, que conforme citado é de  $f_{FV}=0,886$ . Dessa forma, não há alteração no comportamento evolutivo das variabilidades das estimativas com relação ao aumento da irradiância, mas sim existe uma melhoria nos valores de desvio padrão observados, o que significa dizer que aumenta a precisão do modelo com o uso do fator de redução, conforme se observa na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 – Análise descritiva do modelo do circuito equivalente ideal com  $f_{FV}$  aplicado (M12) durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,98	68,83	8,30	119%	0 ≤ x ≤ 100	6,27	55,08	7,42	118%
100 < x ≤ 200	34,98	62,47	7,90	23%	100 < x ≤ 200	31,70	47,62	6,90	22%
200 < x ≤ 300	61,13	57,63	7,59	12%	200 < x ≤ 300	55,48	43,31	6,58	12%
300 < x ≤ 400	85,46	40,90	6,40	7%	300 < x ≤ 400	77,86	33,16	5,76	7%
400 < x ≤ 500	109,97	47,93	6,92	6%	400 < x ≤ 500	101,20	41,86	6,47	6%
500 < x ≤ 600	133,27	64,02	8,00	6%	500 < x ≤ 600	122,77	54,53	7,38	6%
600 < x ≤ 700	158,02	64,80	8,05	5%	600 < x ≤ 700	145,56	53,00	7,28	5%
700 < x ≤ 800	178,33	94,54	9,72	5%	700 < x ≤ 800	164,35	65,22	8,08	5%
800 < x ≤ 900	208,78	39,10	6,25	3%	800 < x ≤ 900	192,41	31,32	5,60	3%
x > 900	229,88	46,89	6,85	3%	x > 900	211,76	40,56	6,37	3%

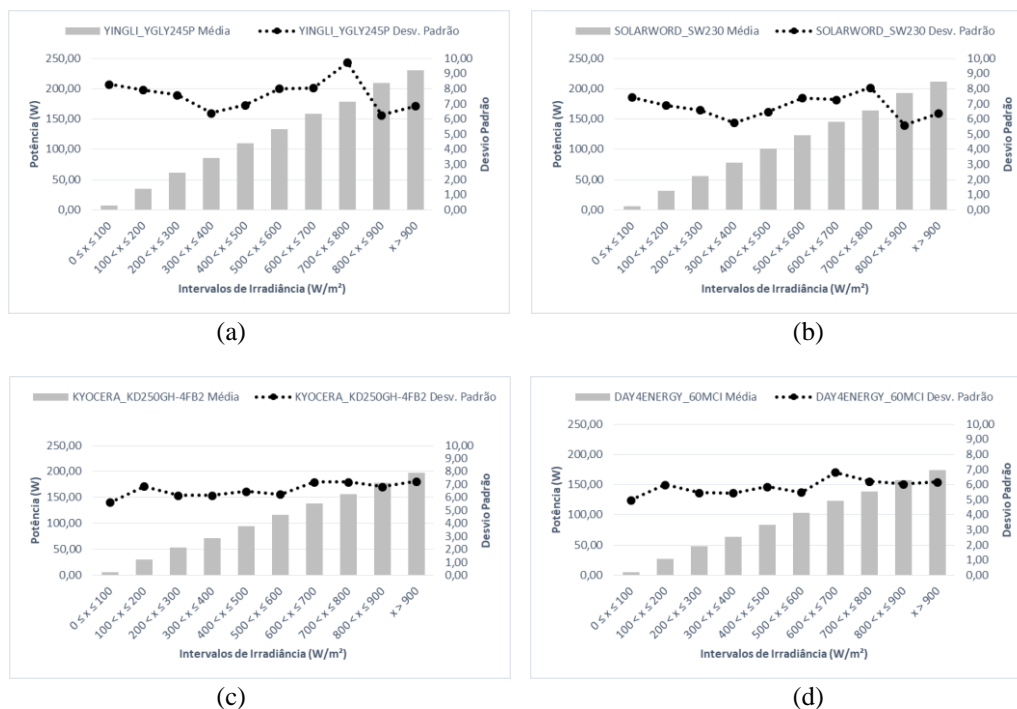
  

KYOCERA_KD250GH-4FB2					DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	5,54	31,53	5,61	101%	0 ≤ x ≤ 100	4,89	24,79	4,98	102%
100 < x ≤ 200	29,98	47,07	6,86	23%	100 < x ≤ 200	26,49	36,04	6,00	23%
200 < x ≤ 300	53,86	37,85	6,15	11%	200 < x ≤ 300	47,52	29,85	5,46	11%
300 < x ≤ 400	71,56	38,03	6,17	9%	300 < x ≤ 400	63,13	29,54	5,44	9%
400 < x ≤ 500	94,73	41,70	6,46	7%	400 < x ≤ 500	83,78	34,47	5,87	7%
500 < x ≤ 600	116,08	38,99	6,24	5%	500 < x ≤ 600	102,84	30,05	5,48	5%
600 < x ≤ 700	138,53	51,64	7,19	5%	600 < x ≤ 700	122,79	46,50	6,82	6%
700 < x ≤ 800	156,43	51,74	7,19	5%	700 < x ≤ 800	138,11	38,60	6,21	4%
800 < x ≤ 900	178,65	46,68	6,83	4%	800 < x ≤ 900	157,81	36,46	6,04	4%
x > 900	197,08	52,29	7,23	4%	x > 900	173,70	38,17	6,18	4%

Fonte – Elaboração própria.

Portanto, o fator de redução quando aplicado permite reduzir a deficiência do modelo baseado no circuito equivalente ideal, o qual é composto apenas por uma fonte de corrente e um diodo, tornando-se não representativo, em termos operacionais, para o comportamento de uma célula/módulo fotovoltaico. As melhorias também podem ser observadas por meio da comparação entre as Figuras 4.15 e 4.16. Entretanto, mesmo com a melhoria em diversos casos alguns modelos de potência ainda são mais interessantes, em termos de precisão.

Figura 4.16 – Evolução das variabilidades observadas modelo do circuito equivalente ideal com fFV aplicado (M12) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

O modelo baseado no circuito equivalente real (M13) também necessita de métodos iterativos, o que aumenta a complexidade de aplicação. A principal observação quanto as estimativas realizadas por este modelo em relação ao desvio padrão é que ele é menos preciso para irradiâncias maiores  $600 \text{ W/m}^2$ , sendo que tal comportamento pode ser observado para todos os módulos utilizado neste trabalho (YGLY245P, SW230, KD250GH-4FB2 e 60MCI), conforme se mostrado através da Tabela 4.17 e a Figura 4.17. Entretanto, as altas variabilidades podem estar relacionadas ao uso dos parâmetros inadequados e/ou o método iterativo aplicado, pois a robustez do modelo indica que, apesar da complexidade envolvida, permitiria boas estimativas, principalmente quando associado à um método de resolução de sistemas, como o de Newton ou Newton-Raphson, por exemplo.

Tabela 4.17 – Análise descritiva do modelo do circuito equivalente real (M13) aplicado durante a estimativa de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

YINGLI_YGLY245P					SOLARWORD_SW230				
Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação	Ht,β (W/m²)	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	6,50	82,36	9,08	140%	0 ≤ x ≤ 100	5,75	64,93	8,06	140%
100 < x ≤ 200	34,18	66,14	8,13	24%	100 < x ≤ 200	30,83	47,61	6,90	22%
200 < x ≤ 300	60,47	88,02	9,38	16%	200 < x ≤ 300	54,48	58,44	7,64	14%
300 < x ≤ 400	83,68	67,48	8,21	10%	300 < x ≤ 400	75,45	41,39	6,43	9%
400 < x ≤ 500	103,39	63,71	7,98	8%	400 < x ≤ 500	94,72	45,73	6,76	7%
500 < x ≤ 600	123,65	81,83	9,05	7%	500 < x ≤ 600	113,94	62,55	7,91	7%
600 < x ≤ 700	149,46	115,26	10,74	7%	600 < x ≤ 700	137,75	89,67	9,47	7%
700 < x ≤ 800	161,22	149,68	12,23	8%	700 < x ≤ 800	149,52	101,07	10,05	7%
800 < x ≤ 900	185,39	89,69	9,47	5%	800 < x ≤ 900	172,54	63,92	7,99	5%
x > 900	208,66	174,06	13,19	6%	x > 900	193,64	122,97	11,09	6%

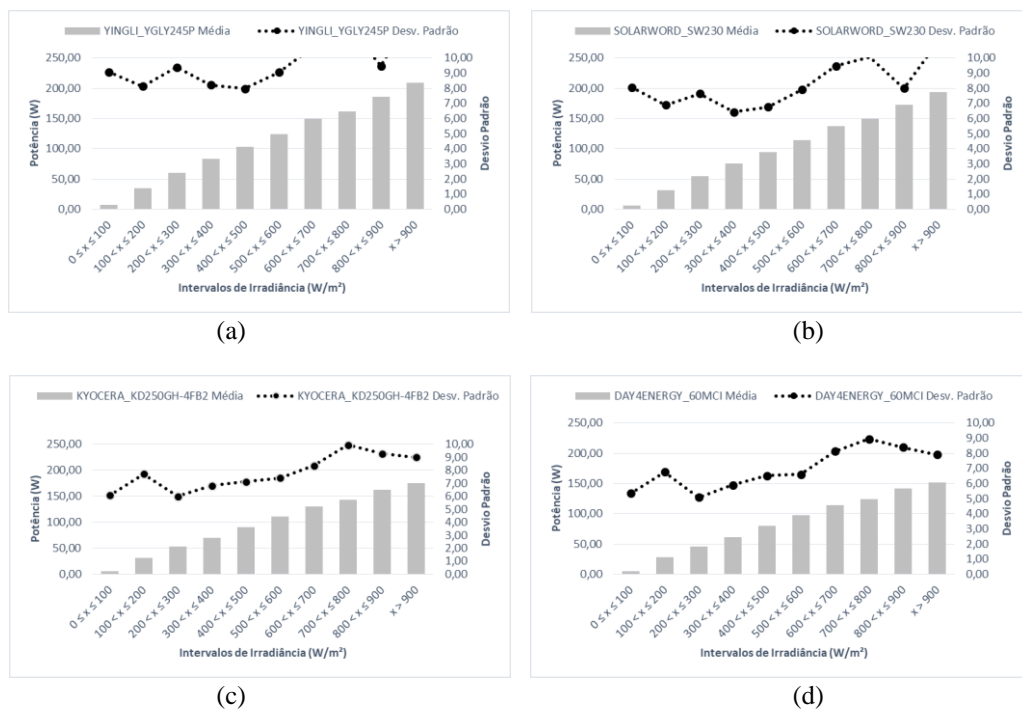
KYOCERA_KD250GH-4FB2				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	5,01	37,05	6,09	121%
100 < x ≤ 200	31,32	59,56	7,72	25%
200 < x ≤ 300	53,01	35,88	5,99	11%
300 < x ≤ 400	70,14	46,59	6,83	10%
400 < x ≤ 500	91,01	50,68	7,12	8%
500 < x ≤ 600	110,52	54,94	7,41	7%
600 < x ≤ 700	130,31	70,14	8,37	6%
700 < x ≤ 800	142,70	98,95	9,95	7%
800 < x ≤ 900	162,40	86,42	9,30	6%
x > 900	174,82	81,30	9,02	5%

DAY4ENERGY_60MCI				
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média	Variância	Desv. Padrão	Coef. Variação
0 ≤ x ≤ 100	4,34	28,60	5,35	123%
100 < x ≤ 200	27,54	45,58	6,75	25%
200 < x ≤ 300	46,18	25,86	5,09	11%
300 < x ≤ 400	61,14	34,77	5,90	10%
400 < x ≤ 500	79,87	42,57	6,52	8%
500 < x ≤ 600	97,12	43,77	6,62	7%
600 < x ≤ 700	114,27	66,14	8,13	7%
700 < x ≤ 800	124,30	80,03	8,95	7%
800 < x ≤ 900	141,67	70,37	8,39	6%
x > 900	151,84	62,42	7,90	5%

Fonte – Elaboração própria.

Os valores do desvio padrão de algumas categorias de irradiância para os módulos YGLY245P e SW230 foram maiores do que 10, portanto esses pontos não aparecem na Figura 4.17, porém podem ser verificados de maneira detalhada na Tabela 4.17. Onde, conforme supracitado, tal fato pode estar ligado ao uso de parâmetros inadequados e/ou método interativo aplicado.

Figura 4.17 – Evolução das variabilidades observadas modelo do circuito equivalente real (M12) durante as estimativas de desempenho: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.



Fonte – Elaboração própria.

Outro tipo de abordagem analítica usando a estatística tradicional (descritiva) é comparar todos os modelos em uma mesma categoria, ou seja, qual modelo é mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho de cada módulo avaliado. Para isso, também utiliza-se o desvio padrão, uma vez que os demais indicadores de variabilidade utilizados neste trabalho são matematicamente derivações dele. Sendo assim, foram reunidos os valores do desvio padrão de cada modelo por categoria, onde o 1º menor e o 2º menor valor foi destacado nas tabelas de cada módulo avaliado, conforme código de cores estabelecido na Figura 4.18.

Figura 4.18 – Código de cores utilizado para verificação do 1º menor e o 2º menor valor do indicador quando comparado todos os modelos em uma mesma categoria.

Classificação	
1º menor	2º menor

Fonte – Elaboração própria.

O primeiro módulo verificado é o modelo YGLY245P da fabricante Yingli, onde a organização dos valores de desvio padrão das respectivas estimativas de desempenho de todos os modelos aplicados, estão organizados na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo YGLY245P.

Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	9,07	7,94	11,71	5,82	7,37	8,04	9,45	7,96	8,58	8,20	6,69	9,36	8,30	9,08
100 < x ≤ 200	8,67	7,06	7,27	8,44	6,86	8,89	8,80	7,07	8,73	7,97	5,95	8,92	7,90	8,13
200 < x ≤ 300	8,02	6,67	6,67	6,63	6,57	7,51	8,18	6,25	7,30	6,81	5,95	8,57	7,59	9,38
300 < x ≤ 400	6,85	5,72	6,54	6,85	5,70	7,48	6,59	5,27	7,37	6,41	5,87	7,22	6,40	8,21
400 < x ≤ 500	7,46	6,09	5,73	6,09	6,12	7,57	6,74	5,37	7,87	6,93	5,13	7,81	6,92	7,98
500 < x ≤ 600	8,52	6,82	6,43	6,82	6,88	7,72	7,87	5,59	7,90	7,28	5,74	9,03	8,00	9,05
600 < x ≤ 700	8,18	6,60	6,29	6,60	6,66	6,25	7,68	4,80	6,27	5,95	5,55	9,09	8,05	10,74
700 < x ≤ 800	10,03	7,71	7,33	7,71	7,82	7,76	9,41	4,80	8,38	7,54	6,49	10,97	9,72	12,23
800 < x ≤ 900	6,40	5,29	5,09	5,29	5,36	5,49	5,86	2,64	6,77	5,19	4,45	7,06	6,25	9,47
x > 900	6,31	6,71	6,56	6,71	6,78	4,72	7,33	4,26	6,13	4,51	5,65	7,73	6,85	13,19

Fonte – Elaboração própria.

Analisando a Tabela 4.18 percebe-se que o modelo PVFORM (M3) foi mais preciso em suas estimativas para irradiâncias de até 100 W/m<sup>2</sup>, ao passo que o modelo HOMER (M10) se apresentou como a segunda melhor alternativa para estimar o desempenho nessa e em outras categorias de irradiâncias, como para as maiores que 500 W/m<sup>2</sup> até 900 W/m<sup>2</sup>, tendo as menores variabilidades quando comparados aos outros modelos para maiores que 100 W/m<sup>2</sup> até 300 W/m<sup>2</sup> e em 400 W/m<sup>2</sup> até 500 W/m<sup>2</sup>. Outro modelo que se destacou em termos de precisão durante as estimativas de desempenho (potência máxima) foi o modelo simplificado (M7) apresentado por Bellini *et. al* (2009), tendo as melhores estimativas para intervalos de irradiâncias maiores que 300 W/m<sup>2</sup> até 400 W/m<sup>2</sup> e para maiores que 500 W/m<sup>2</sup> até superiores a 900 W/m<sup>2</sup>, além de ter sido o segundo melhor em maiores que 200 W/m<sup>2</sup> até 300 W/m<sup>2</sup> e 400 W/m<sup>2</sup> até 500 W/m<sup>2</sup>. Portanto, em termos de precisão, para o módulo analisado, o modelo mais indicado para estimar o desempenho seria M7 seguido por M10. Apesar da análise pontual neste momento, ao fim deste Capítulo são apresentados ordenadamente os modelos mais indicados, relacionando não apenas precisão, mas também exatidão e esforço.

De maneira análoga, a Tabela 4.19 expressa o comportamento do indicador desvio padrão das estimativas de desempenho realizadas pela aplicação dos modelos para o módulo SW230 da fabricante SolarWord.

Tabela 4.19 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo SW230.

Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	8,16	7,41	9,26	5,44	6,87	6,54	8,23	7,45	8,09	7,70	6,24	8,38	7,42	8,06
100 < x ≤ 200	7,64	6,58	6,68	7,86	6,40	6,01	7,64	6,62	8,25	7,44	5,54	7,79	6,90	6,90
200 < x ≤ 300	7,06	6,15	6,26	6,06	6,05	6,20	7,11	5,80	6,93	6,38	5,43	7,43	6,58	7,64
300 < x ≤ 400	6,30	5,19	6,06	6,18	5,17	4,76	6,03	4,87	6,99	5,97	5,29	6,50	5,76	6,43
400 < x ≤ 500	7,08	5,62	5,44	5,62	5,65	4,96	6,44	5,03	7,37	6,45	4,73	7,30	6,47	6,76
500 < x ≤ 600	7,97	6,33	6,14	6,33	6,38	5,83	7,46	5,24	7,47	6,80	5,33	8,33	7,38	7,91
600 < x ≤ 700	7,42	6,10	5,95	6,10	6,16	6,24	7,26	4,48	5,88	5,58	5,14	8,22	7,28	9,47
700 < x ≤ 800	8,39	7,08	6,90	7,08	7,19	6,75	7,91	4,46	7,91	7,06	5,97	9,11	8,08	10,05
800 < x ≤ 900	5,77	4,81	4,71	4,81	4,88	5,14	5,41	2,34	6,34	4,81	4,05	6,32	5,60	7,99
x > 900	5,99	6,05	5,97	6,05	6,11	7,04	6,60	3,74	5,73	4,22	5,09	7,19	6,37	11,09

Fonte – Elaboração própria.

Conforme se observa o comportamento de M7 e M10 são semelhantes quando aplicados ao do módulo da SolarWord, logo os mais indicados. Entretanto, o modelo não-linear de cinco pontos ou cinco parâmetros (M5) se mostrou mais preciso para o intervalo de irradiâncias maiores que 300 W/m<sup>2</sup> até 400 W/m<sup>2</sup>, além de ter sido o segundo mais indicado para estimar o desempenho nos intervalos de maiores que 100 W/m<sup>2</sup> até 200 W/m<sup>2</sup> e 400 W/m<sup>2</sup> até 500 W/m<sup>2</sup>.

Analisando de maneira similar o módulo KD250GH-4FB2 da fabricante Kyocera, os resultados são expostos na Tabela 4.20.

Tabela 4.20 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo KD250GH-4FB2.

Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	6,15	6,70	7,05	4,28	6,17	6,55	6,36	6,71	7,25	6,95	5,64	6,34	5,61	6,09
100 < x ≤ 200	7,33	7,28	6,99	8,10	7,07	6,50	7,63	7,04	7,50	7,33	5,87	7,74	6,86	7,72
200 < x ≤ 300	6,82	6,22	7,73	7,57	6,16	6,64	6,70	6,11	8,35	7,45	6,55	6,94	6,15	5,99
300 < x ≤ 400	6,64	6,26	9,22	9,02	6,24	5,93	6,60	5,79	7,66	6,92	7,82	6,96	6,17	6,83
400 < x ≤ 500	6,91	6,34	6,30	6,34	6,37	5,82	6,75	5,56	7,60	6,98	5,34	7,29	6,46	7,12
500 < x ≤ 600	6,65	6,12	6,09	6,12	6,18	6,11	6,50	5,01	8,34	7,17	5,15	7,05	6,24	7,41
600 < x ≤ 700	7,65	7,38	7,34	7,38	7,49	6,49	7,32	5,38	9,34	8,26	6,21	8,11	7,19	8,37
700 < x ≤ 800	7,29	7,29	7,26	7,29	7,38	4,87	7,30	4,48	7,08	6,42	6,14	8,12	7,19	9,95
800 < x ≤ 900	7,12	6,95	6,92	6,95	7,07	5,42	6,75	3,17	9,38	7,54	5,85	7,71	6,83	9,30
x > 900	7,62	6,96	6,92	6,96	7,11	5,39	6,91	15,64	9,34	7,66	5,86	8,16	7,23	9,02

Fonte – Elaboração própria.

Basicamente, o modelo M7 se mostrou ainda como o mais preciso durante a maioria estimativas de desempenho do módulo KD250GH-4FB2, porém para uma segunda melhor opção o modelo M10 e M5 dividem a maioria das categorias preestabelecidas.

E por fim, a Tabela 4.21 fecha o ciclo de análise estatística descritiva dos modelos aplicados na previsão de desempenho dos módulos utilizados neste trabalho, expondo os resultados para o 60MCI da fabricante Day4Energy.

Tabela 4.21 – Verificação do modelo é mais indicado, em termos de precisão, para estimar o desempenho do módulo 60MCI.

Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	5,49	6,29	5,20	4,02	5,79	5,79	5,45	6,34	6,81	6,54	5,29	5,62	4,98	5,35
100 < x ≤ 200	6,45	6,84	6,50	7,61	6,63	5,73	6,44	6,65	7,04	6,89	5,51	6,78	6,00	6,75
200 < x ≤ 300	6,13	5,78	7,39	7,06	5,73	5,45	5,81	5,87	7,70	6,93	6,10	6,17	5,46	5,09
300 < x ≤ 400	5,88	5,96	9,04	8,61	5,94	4,94	5,59	5,62	6,95	6,45	7,45	6,13	5,44	5,90
400 < x ≤ 500	6,29	6,04	6,15	6,04	6,06	4,64	5,70	5,42	6,97	6,51	5,08	6,63	5,87	6,52
500 < x ≤ 600	5,87	5,70	5,81	5,70	5,76	4,77	5,60	4,87	7,65	6,65	4,80	6,19	5,48	6,62
600 < x ≤ 700	7,26	6,99	7,12	6,99	7,09	5,29	6,78	5,33	8,58	7,68	5,89	7,70	6,82	8,13
700 < x ≤ 800	6,25	6,99	7,08	6,99	7,06	4,12	5,84	4,27	6,50	6,02	5,88	7,01	6,21	8,95
800 < x ≤ 900	6,29	6,56	6,66	6,56	6,67	4,15	5,56	2,76	8,40	6,96	5,52	6,82	6,04	8,39
x > 900	6,51	6,44	6,55	6,44	6,58	4,04	5,45	12,27	8,42	7,09	5,42	6,97	6,18	7,90

Fonte – Elaboração própria.

Assim, conforme se observa na Tabela 4.21 o modelo M5 ganha destaque durante a estimativa de desempenho do módulo 60MCI, tornando-se o mais preciso para a maioria das categorias de irradiância e ainda apresenta boas estimativas para as demais, ao passo que M7 e M10 dividem a segunda melhor opção entre irradiâncias superiores a 400 W/m<sup>2</sup> até 800 W/m<sup>2</sup>. Além disso, os modelos de baseados nos circuitos equivalentes aparecem pontualmente como melhor e segunda melhor opção para os módulos 60MCI e KD250GH-4FB2.

Dessa forma, após identificado os modelos com melhor comportamento em termos de precisão, a seguir é feita a análise estatística comparativa, onde para isso os indicadores descritos do tópico 4.1.2 são aplicados e utilizados como norteadores da respectiva avaliação.

#### 4.4 Análise estatística comparativa

Após a observação dos modelos em termos de precisão, agora é o momento de se analisar os mesmos quanto à exatidão, ou seja, nesse tipo de análise são comparados dois conjuntos de dados: os assumidos como de referência, provenientes das medições realizadas pelo sistema de monitoramento; e as estimativas de desempenho, caracterizadas pelas respectivas potências máximas desenvolvidas pelos módulos a cada condição operacional. Para isso, assim como na análise estatística descritiva, foram admitidas duas vertentes de análise.

A primeira consiste em verificar o comportamento de cada modelo, buscando observar as relações com o aumento da irradiância, conforme anteriormente definido. Sendo assim, utilizou-se do mesmo código de cores da Figura 4.3 para classificar ordinalmente o comportamento das estimativas de cada modelo, traduzido por meio dos indicadores característicos que comparam os valores de potência estimados *versus* os obtidos experimentalmente. Sendo eles o MAE (média dos erros absolutos) e RMSE (diferença média quadrática).



Novamente percebeu-se diferentes comportamentos durante as aplicações dos modelos para os módulos utilizados no estudo. Portanto, as análises sob essa perspectiva são realizadas módulo a módulo. Assim, a Tabela 4.22 exibe os resultados da análise para o módulo YGLY245P da fabricante Yingli.

Tabela 4.22 – Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa de desempenho do módulo YGLY245P.

ME							M1						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	7,66	0,30	0,29	0,54	-0,25	0 ≤ x ≤ 100	7,91	6,78	1,18	3,81	1,95	-1,13
100 < x ≤ 200	39,41	38,57	0,89	1,38	1,17	-0,83	100 < x ≤ 200	39,41	33,29	6,12	41,44	6,44	-6,12
200 < x ≤ 300	67,89	66,96	1,10	1,83	1,35	-0,93	200 < x ≤ 300	67,89	57,04	10,85	121,28	11,01	-10,85
300 < x ≤ 400	93,41	93,62	0,90	1,44	1,20	0,20	300 < x ≤ 400	93,41	79,18	14,24	204,55	14,30	-14,24
400 < x ≤ 500	118,05	121,03	3,01	11,32	3,36	2,98	400 < x ≤ 500	118,05	100,49	17,56	310,23	17,61	-17,56
500 < x ≤ 600	140,94	146,78	5,84	37,39	6,11	5,84	500 < x ≤ 600	140,94	120,57	20,38	417,56	20,43	-20,38
600 < x ≤ 700	164,51	173,22	8,71	77,73	8,82	8,71	600 < x ≤ 700	164,51	142,07	22,44	506,71	22,51	-22,44
700 < x ≤ 800	182,53	196,90	14,37	214,13	14,63	14,37	700 < x ≤ 800	182,53	159,51	23,02	537,45	23,18	-23,02
800 < x ≤ 900	207,46	230,94	23,48	559,61	23,66	23,48	800 < x ≤ 900	207,46	183,87	23,59	558,34	23,63	-23,59
x > 900	226,53	252,97	26,44	705,43	26,56	26,44	x > 900	226,53	201,70	24,83	619,03	24,88	-24,83

M2							M3						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	10,65	2,82	13,19	3,63	2,74	0 ≤ x ≤ 100	7,91	3,65	4,26	34,24	5,85	-4,26
100 < x ≤ 200	39,41	44,27	4,86	26,95	5,19	4,86	100 < x ≤ 200	39,41	32,18	7,23	54,50	7,38	-7,23
200 < x ≤ 300	67,89	67,55	1,84	4,81	2,19	-0,34	200 < x ≤ 300	67,89	54,63	13,27	205,59	14,34	-13,27
300 < x ≤ 400	93,41	88,30	5,11	28,56	5,34	-5,11	300 < x ≤ 400	93,41	77,84	15,58	255,42	15,98	-15,58
400 < x ≤ 500	118,05	108,15	9,90	100,32	10,02	-9,90	400 < x ≤ 500	118,05	100,49	17,56	310,23	17,61	-17,56
500 < x ≤ 600	140,94	126,89	14,05	200,57	14,16	-14,05	500 < x ≤ 600	140,94	120,57	20,38	417,56	20,43	-20,38
600 < x ≤ 700	164,51	147,15	17,36	305,44	17,48	-17,36	600 < x ≤ 700	164,51	142,07	22,44	506,71	22,51	-22,44
700 < x ≤ 800	182,53	163,16	19,37	383,51	19,58	-19,37	700 < x ≤ 800	182,53	159,51	23,02	537,45	23,18	-23,02
800 < x ≤ 900	207,46	185,79	21,67	471,35	21,71	-21,67	800 < x ≤ 900	207,46	183,87	23,59	558,34	23,63	-23,59
x > 900	226,53	202,66	23,87	572,06	23,92	-23,87	x > 900	226,53	201,70	24,83	619,03	24,88	-24,83

M4							M5						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	6,17	1,76	7,64	2,76	-1,74	0 ≤ x ≤ 100	7,91	6,45	1,47	5,11	2,26	-1,45
100 < x ≤ 200	39,41	31,32	8,09	70,14	8,38	-8,09	100 < x ≤ 200	39,41	36,64	3,49	20,90	4,57	-2,76
200 < x ≤ 300	67,89	54,59	13,30	180,94	13,45	-13,30	200 < x ≤ 300	67,89	63,03	5,87	50,44	7,10	-4,86
300 < x ≤ 400	93,41	76,58	16,83	285,20	16,89	-16,83	300 < x ≤ 400	93,41	89,11	5,86	49,25	7,02	-4,30
400 < x ≤ 500	118,05	98,02	20,03	403,13	20,08	-20,03	400 < x ≤ 500	118,05	118,03	3,38	24,95	4,99	-0,02
500 < x ≤ 600	140,94	118,32	22,62	514,20	22,68	-22,62	500 < x ≤ 600	140,94	143,38	4,46	27,66	5,26	2,44
600 < x ≤ 700	164,51	140,09	24,42	599,56	24,49	-24,42	600 < x ≤ 700	164,51	164,26	4,43	36,41	6,03	-0,25
700 < x ≤ 800	182,53	158,02	24,51	608,38	24,67	-24,51	700 < x ≤ 800	182,53	192,92	10,64	161,30	12,70	10,39
800 < x ≤ 900	207,46	183,03	24,43	598,88	24,47	-24,43	800 < x ≤ 900	207,46	222,21	15,03	259,39	16,11	14,75
x > 900	226,53	201,25	25,28	641,43	25,33	-25,28	x > 900	226,53	236,93	10,40	177,64	13,33	10,40

M6							M7						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	7,87	0,04	0,00	0,06	-0,04	0 ≤ x ≤ 100	7,91	6,78	1,18	3,82	1,96	-1,13
100 < x ≤ 200	39,41	39,18	0,22	0,06	0,24	-0,22	100 < x ≤ 200	39,41	33,58	5,83	38,79	6,23	-5,83
200 < x ≤ 300	67,89	67,43	0,46	0,22	0,47	-0,46	200 < x ≤ 300	67,89	56,74	11,15	130,49	11,42	-11,15
300 < x ≤ 400	93,41	92,65	0,77	0,60	0,77	-0,77	300 < x ≤ 400	93,41	77,90	15,52	244,76	15,64	-15,52
400 < x ≤ 500	118,05	116,88	1,17	1,39	1,18	-1,17	400 < x ≤ 500	118,05	97,94	20,11	408,58	20,21	-20,11
500 < x ≤ 600	140,94	139,37	1,57	2,49	1,58	-1,57	500 < x ≤ 600	140,94	115,53	25,42	653,24	25,56	-25,42
600 < x ≤ 700	164,51	162,51	2,00	4,04	2,01	-2,00	600 < x ≤ 700	164,51	132,52	32,00	1034,11	32,16	-32,00
700 < x ≤ 800	182,53	180,03	2,50	6,28	2,51	-2,50	700 < x ≤ 800	182,53	144,63	37,90	1460,85	38,22	-37,90
800 < x ≤ 900	207,46	204,19	3,27	10,70	3,27	-3,27	800 < x ≤ 900	207,46	154,90	52,56	2779,25	52,72	-52,56
x > 900	226,53	222,90	3,63	13,20	3,63	-3,63	x > 900	226,53	154,50	72,03	5239,57	72,38	-72,03

M8							M9						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	7,23	0,83	2,05	1,43	-0,68	0 ≤ x ≤ 100	7,91	7,07	1,01	2,90	1,70	-0,84
100 < x ≤ 200	39,41	38,14	2,77	13,97	3,74	-1,27	100 < x ≤ 200	39,41	36,03	3,42	18,55	4,31	-3,38
200 < x ≤ 300	67,89	64,27	7,54	113,80	10,67	-6,22	200 < x ≤ 300	67,89	61,24	6,70	56,96	7,55	-6,65
300 < x ≤ 400	93,41	90,03	6,74	84,34	9,18	-4,88	300 < x ≤ 400	93,41	85,71	7,90	72,63	8,52	-7,71
400 < x ≤ 500	118,05	118,79	3,79	27,77	5,27	0,74	400 < x ≤ 500	118,05	111,77	6,62	52,19	7,22	-6,28
500 < x ≤ 600	140,94	144,42	5,12	37,92	6,16	3,48	500 < x ≤ 600	140,94	135,43	5,97	43,18	6,57	-5,51
600 < x ≤ 700	164,51	166,45	4,34	37,78	6,15	1,94	600 < x ≤ 700	164,51	157,40	7,60	66,79	8,17	-7,11
700 < x ≤ 800	182,53	196,80	14,27	275,73	16,61	14,27	700 < x ≤ 800	182,53	183,01	4,93	37,02	6,08	0,48
800 < x ≤ 900	207,46	231,18	23,72	624,36	24,99	23,72	800 < x ≤ 900	207,46	213,80	7,29	66,43	8,15	6,34
x > 900	226,53	246,97	20,44	522,09	22,85	20,44	x > 900	226,53	230,53	5,97	60,38	7,77	4,00



M10							M11						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	5,71	2,22	12,81	3,58	-2,20	0 ≤ x ≤ 100	7,91	7,88	0,12	0,04	0,20	-0,03
100 < x ≤ 200	39,41	28,03	11,38	138,61	11,77	-11,38	100 < x ≤ 200	39,41	39,48	0,26	0,12	0,35	0,07
200 < x ≤ 300	67,89	48,03	19,86	402,33	20,06	-19,86	200 < x ≤ 300	67,89	68,99	1,11	1,48	1,22	1,10
300 < x ≤ 400	93,41	66,67	26,75	719,65	26,83	-26,75	300 < x ≤ 400	93,41	96,46	3,04	9,75	3,12	3,04
400 < x ≤ 500	118,05	84,61	33,44	1122,17	33,50	-33,44	400 < x ≤ 500	118,05	124,13	6,07	38,57	6,21	6,07
500 < x ≤ 600	140,94	101,52	39,43	1560,28	39,50	-39,43	500 < x ≤ 600	140,94	150,42	9,47	92,44	9,61	9,47
600 < x ≤ 700	164,51	119,62	44,89	2021,29	44,96	-44,89	600 < x ≤ 700	164,51	178,35	13,84	194,18	13,93	13,84
700 < x ≤ 800	182,53	134,31	48,22	2338,15	48,35	-48,22	700 < x ≤ 800	182,53	201,27	18,74	357,56	18,91	18,74
800 < x ≤ 900	207,46	154,82	52,64	2774,55	52,67	-52,64	800 < x ≤ 900	207,46	235,65	28,19	799,80	28,28	28,19
x > 900	226,53	169,83	56,70	3219,49	56,74	-56,70	x > 900	226,53	259,46	32,93	1086,08	32,96	32,93

M12							M13						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	7,91	6,98	0,93	2,30	1,52	-0,93	0 ≤ x ≤ 100	7,91	6,50	1,41	2,89	1,70	-1,41
100 < x ≤ 200	39,41	34,98	4,43	20,60	4,54	-4,43	100 < x ≤ 200	39,41	34,18	5,23	34,10	5,84	-5,23
200 < x ≤ 300	67,89	61,13	6,77	46,37	6,81	-6,77	200 < x ≤ 300	67,89	60,47	7,42	65,72	8,11	-7,42
300 < x ≤ 400	93,41	85,46	7,95	63,49	7,97	-7,95	300 < x ≤ 400	93,41	83,68	9,73	110,77	10,52	-9,73
400 < x ≤ 500	118,05	109,97	8,08	65,87	8,12	-8,08	400 < x ≤ 500	118,05	103,39	14,66	224,90	15,00	-14,66
500 < x ≤ 600	140,94	133,27	7,67	60,30	7,77	-7,67	500 < x ≤ 600	140,94	123,65	17,29	306,66	17,51	-17,29
600 < x ≤ 700	164,51	158,02	6,49	43,13	6,57	-6,49	600 < x ≤ 700	164,51	149,46	15,05	244,71	15,64	-15,05
700 < x ≤ 800	182,53	178,33	4,20	21,36	4,62	-4,20	700 < x ≤ 800	182,53	161,22	21,31	471,72	21,72	-21,31
800 < x ≤ 900	207,46	208,78	1,91	5,46	2,34	1,32	800 < x ≤ 900	207,46	185,39	22,07	507,88	22,54	-22,07
x > 900	226,53	229,88	3,35	13,10	3,62	3,35	x > 900	226,53	208,66	17,87	359,44	18,96	-17,87

Fonte – Elaboração própria.

É possível perceber que para os modelos: empírico (ME); o de coeficiente de temperatura (M1); a adaptação feita por Marion (2008), M2; o PVFORM (M3); o de potência MPPT (M4); o analítico (M6); o denominado como simplificado por Bellini *et. al* (2009), M7; o HOMER (M10); e o baseado no circuito equivalente ideal (M11) existe uma relação inversamente proporcional entre a exatidão das estimativas e o aumento da irradiância, ou seja, a medida que a irradiância aumenta os valores dos indicadores também aumentam, o que significa dizer que mais “distantes” estão as estimativas de desempenho dos valores medidos, admitidos como referência.

Casos de comportamento particular são observados para os modelos: não linear de cinco parâmetros (M5); de Anderson (M8), de Bleasser (M9), o baseado no circuito equivalente ideal com aplicação do fator de redução HOMER (M12); e o baseado no circuito equivalente real (M13), ou seja, não há uma relação de tendência com o aumento da irradiância. Entretanto, a Tabela 4.22 permite uma análise pontual, como por exemplo, é possível observar que todos esses modelos são mais exatos em irradiâncias de 0 até 100 W/m<sup>2</sup>, porém tornam-se pouco interessantes em intervalos diferentes, sendo: M5, M8 e M13 menos exatos para irradiâncias maiores que 800 W/m<sup>2</sup> e menores ou iguais a 900 W/m<sup>2</sup>; M9 tem baixa aderência para maiores que 300 até 400 W/m<sup>2</sup>; e M12 menos interessante para maiores que 400 até 500 W/m<sup>2</sup>.

Para o módulo SW230 da fabricante SolarWord os modelos tiveram comportamento similar, em termos de exatidão, às estimativas de desempenho do módulo YGLY245P, com exceção de M5 que apresentou uma relação inversa entre exatidão e irradiância, e não como caso particular. Sendo assim, a Tabela 4.23 mostra os resultados dos indicadores usados para analisar comparativamente a potência estimada *versus* medida para o módulo SW230.

Tabela 4.23 – Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa de desempenho do módulo SW230.

ME							M1						
Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89		0,14	0,03	0,17	0,03	0 ≤ x ≤ 100	6,89	6,33	0,65	1,22	1,10	-0,56
100 < x ≤ 200	35,57	35,14	0,49	0,41	0,64	-0,43	100 < x ≤ 200	35,57	30,93	4,63	23,15	4,81	-4,63
200 < x ≤ 300	61,69	61,09	0,71	0,65	0,81	-0,60	200 < x ≤ 300	61,69	52,93	8,77	79,06	8,89	-8,77
300 < x ≤ 400	85,83	85,81	0,50	0,51	0,71	-0,02	300 < x ≤ 400	85,83	73,02	12,80	166,24	12,89	-12,80
400 < x ≤ 500	110,39	111,91	1,64	3,33	1,83	1,52	400 < x ≤ 500	110,39	92,94	17,45	307,91	17,55	-17,45
500 < x ≤ 600	132,51	135,79	3,38	12,50	3,54	3,28	500 < x ≤ 600	132,51	111,74	20,77	435,64	20,87	-20,77
600 < x ≤ 700	155,33	160,21	4,88	25,29	5,03	4,88	600 < x ≤ 700	155,33	131,89	23,44	552,73	23,51	-23,44
700 < x ≤ 800	173,39	182,19	8,80	81,60	9,03	8,80	700 < x ≤ 800	173,39	148,18	25,21	639,24	25,28	-25,21
800 < x ≤ 900	199,04	213,65	14,60	216,44	14,71	14,60	800 < x ≤ 900	199,04	170,84	28,20	796,71	28,23	-28,20
x > 900	217,33	233,97	16,64	279,91	16,73	16,64	x > 900	217,33	187,38	29,95	897,98	29,97	-29,95

M2							M3						
Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	8,23	1,40	3,08	1,75	1,34	0 ≤ x ≤ 100	6,89	3,41	3,48	22,33	4,73	-3,48
100 < x ≤ 200	35,57	36,32	1,23	2,05	1,43	0,76	100 < x ≤ 200	35,57	29,91	5,66	33,29	5,77	-5,66
200 < x ≤ 300	61,69	58,08	3,61	15,68	3,96	-3,61	200 < x ≤ 300	61,69	50,72	10,98	131,25	11,46	-10,98
300 < x ≤ 400	85,83	77,50	8,33	71,96	8,48	-8,33	300 < x ≤ 400	85,83	71,92	13,91	198,30	14,08	-13,91
400 < x ≤ 500	110,39	96,70	13,69	191,21	13,83	-13,69	400 < x ≤ 500	110,39	92,94	17,45	307,91	17,55	-17,45
500 < x ≤ 600	132,51	114,84	17,67	316,81	17,80	-17,67	500 < x ≤ 600	132,51	111,74	20,77	435,64	20,87	-20,77
600 < x ≤ 700	155,33	134,38	20,95	442,45	21,03	-20,95	600 < x ≤ 700	155,33	131,89	23,44	552,73	23,51	-23,44
700 < x ≤ 800	173,39	149,97	23,42	552,35	23,50	-23,42	700 < x ≤ 800	173,39	148,18	25,21	639,24	25,28	-25,21
800 < x ≤ 900	199,04	171,79	27,26	744,51	27,29	-27,26	800 < x ≤ 900	199,04	170,84	28,20	796,71	28,23	-28,20
x > 900	217,33	187,85	29,48	870,00	29,50	-29,48	x > 900	217,33	187,38	29,95	897,98	29,97	-29,95

M4							M5						
Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	5,76	1,15	3,37	1,84	-1,13	0 ≤ x ≤ 100	6,89	5,47	1,43	5,48	2,34	-1,42
100 < x ≤ 200	35,57	29,11	6,46	43,81	6,62	-6,46	100 < x ≤ 200	35,57	26,28	9,29	94,56	9,72	-9,29
200 < x ≤ 300	61,69	50,65	11,05	124,29	11,15	-11,05	200 < x ≤ 300	61,69	45,59	16,10	268,41	16,38	-16,10
300 < x ≤ 400	85,83	70,63	15,19	233,17	15,27	-15,19	300 < x ≤ 400	85,83	61,88	23,94	580,90	24,10	-23,94
400 < x ≤ 500	110,39	90,65	19,74	392,76	19,82	-19,74	400 < x ≤ 500	110,39	77,05	33,34	1121,19	33,48	-33,34
500 < x ≤ 600	132,51	109,66	22,86	526,34	22,94	-22,86	500 < x ≤ 600	132,51	91,84	40,68	1665,41	40,81	-40,68
600 < x ≤ 700	155,33	130,05	25,28	642,43	25,35	-25,28	600 < x ≤ 700	155,33	109,20	46,13	2132,44	46,18	-46,13
700 < x ≤ 800	173,39	146,79	26,60	711,05	26,67	-26,60	700 < x ≤ 800	173,39	119,11	54,29	2954,78	54,36	-54,29
800 < x ≤ 900	199,04	170,06	28,99	841,45	29,01	-28,99	800 < x ≤ 900	199,04	134,53	64,52	4167,90	64,56	-64,52
x > 900	217,33	186,97	30,36	922,88	30,38	-30,36	x > 900	217,33	148,50	68,83	4740,76	68,85	-68,83

M6							M7						
Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	6,84	0,05	0,01	0,08	-0,05	0 ≤ x ≤ 100	6,89	6,35	0,63	1,11	1,05	-0,54
100 < x ≤ 200	35,57	35,34	0,22	0,05	0,23	-0,22	100 < x ≤ 200	35,57	31,37	4,19	19,01	4,36	-4,19
200 < x ≤ 300	61,69	61,27	0,42	0,18	0,43	-0,42	200 < x ≤ 300	61,69	52,97	8,72	78,58	8,86	-8,72
300 < x ≤ 400	85,83	85,17	0,66	0,44	0,66	-0,66	300 < x ≤ 400	85,83	72,48	13,35	181,13	13,46	-13,35
400 < x ≤ 500	110,39	109,42	0,96	0,94	0,97	-0,96	400 < x ≤ 500	110,39	91,38	19,01	365,73	19,12	-19,01
500 < x ≤ 600	132,51	131,24	1,28	1,65	1,28	-1,28	500 < x ≤ 600	132,51	108,02	24,50	607,28	24,64	-24,50
600 < x ≤ 700	155,33	153,71	1,62	2,63	1,62	-1,62	600 < x ≤ 700	155,33	124,10	31,23	985,35	31,39	-31,23
700 < x ≤ 800	173,39	171,38	2,01	4,06	2,02	-2,01	700 < x ≤ 800	173,39	135,79	37,60	1427,93	37,79	-37,60
800 < x ≤ 900	199,04	196,42	2,63	6,92	2,63	-2,63	800 < x ≤ 900	199,04	145,93	53,11	2836,01	53,25	-53,11
x > 900	217,33	214,39	2,94	8,67	2,95	-2,94	x > 900	217,33	145,99	71,34	5135,82	71,66	-71,34

M8							M9						
Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	6,81	0,36	0,37	0,61	-0,08	0 ≤ x ≤ 100	6,89	6,70	0,56	0,61	0,78	-0,19
100 < x ≤ 200	35,57	36,03	2,09	6,19	2,49	0,46	100 < x ≤ 200	35,57	33,77	1,93	5,23	2,29	-1,80
200 < x ≤ 300	61,69	60,75	5,42	55,64	7,46	-3,41	200 < x ≤ 300	61,69	57,39	4,41	22,92	4,79	-4,30
300 < x ≤ 400	85,83	85,35	4,40	40,56	6,37	-1,93	300 < x ≤ 400	85,83	80,30	5,67	36,52	6,04	-5,53
400 < x ≤ 500	110,39	112,51	3,12	19,03	4,36	2,13	400 < x ≤ 500	110,39	104,57	6,02	39,84	6,31	-5,81
500 < x ≤ 600	132,51	136,60	4,42	31,15	5,58	4,09	500 < x ≤ 600	132,51	126,66	6,05	40,63	6,37	-5,85
600 < x ≤ 700	155,33	157,31	4,47	36,93	6,08	1,98	600 < x ≤ 700	155,33	147,28	8,33	80,86	8,99	-8,05
700 < x ≤ 800	173,39	185,81	12,42	198,63	14,09	12,42	700 < x ≤ 800	173,39	171,02	4,24	24,55	4,95	-2,37
800 < x ≤ 900	199,04	218,20	19,18	411,43	20,28	19,15	800 < x ≤ 900	199,04	199,69	3,33	16,83	4,10	0,65
x > 900	217,33	233,18	15,85	328,38	18,12	15,85	x > 900	217,33	215,47	5,17	32,38	5,69	-1,86

M10							M11						
Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m²)	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	5,33	1,59	6,72	2,59	-1,56	0 ≤ x ≤ 100	6,89	7,08	0,19	0,06	0,24	0,19
100 < x ≤ 200	35,57	26,05	9,52	95,64	9,78	-9,52	100 < x ≤ 200	35,57	35,78	0,24	0,09	0,30	0,22
200 < x ≤ 300	61,69	44,56	17,13	298,38	17,27	-17,13	200 < x ≤ 300	61,69	62,62	0,94	1,03	1,01	0,92
300 < x ≤ 400	85,83	61,49	24,34	596,73	24,43	-24,34	300 < x ≤ 400	85,83	87,88	2,06	4,56	2,13	2,06
400 < x ≤ 500	110,39	78,25	32,13	1038,05	32,22	-32,13	400 < x ≤ 500	110,39	114,22	3,84	15,64	3,95	3,84
500 < x ≤ 600	132,51	94,08	38,43	1483,89	38,52	-38,43	500 < x ≤ 600	132,51	138,57	6,05	38,25	6,18	6,05
600 < x ≤ 700	155,33	111,05	44,28	1966,97	44,35	-44,28	600 < x ≤ 700	155,33	164,29	8,96	81,91	9,05	8,96
700 < x ≤ 800	173,39	124,77	48,63	2370,85	48,69	-48,63	700 < x ≤ 800	173,39	185,49	12,10	150,20	12,26	12,10
800 < x ≤ 900	199,04	143,85	55,20	3049,35	55,22	-55,20	800 < x ≤ 900	199,04	217,17	18,13	330,32	18,17	18,13
x > 900	217,33	157,77	59,56	3549,84	59,58	-59,56	x > 900	217,33	239,01	21,68	470,85	21,70	21,68

M12						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	6,27	0,62	1,13	1,06	-0,62
100 < x ≤ 200	35,57	31,70	3,86	15,57	3,95	-3,86
200 < x ≤ 300	61,69	55,48	6,21	39,04	6,25	-6,21
300 < x ≤ 400	85,83	77,86	7,96	63,67	7,98	-7,96
400 < x ≤ 500	110,39	101,20	9,19	84,69	9,20	-9,19
500 < x ≤ 600	132,51	122,77	9,74	95,83	9,79	-9,74
600 < x ≤ 700	155,33	145,56	9,77	96,11	9,80	-9,77
700 < x ≤ 800	173,39	164,35	9,05	84,10	9,17	-9,05
800 < x ≤ 900	199,04	192,41	6,63	44,82	6,69	-6,63
x > 900	217,33	211,76	5,57	31,52	5,61	-5,57

M13						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,89	5,75	1,15	2,09	1,44	-1,15
100 < x ≤ 200	35,57	30,83	4,74	28,57	5,35	-4,74
200 < x ≤ 300	61,69	54,48	7,22	61,35	7,83	-7,22
300 < x ≤ 400	85,83	75,45	10,38	120,16	10,96	-10,38
400 < x ≤ 500	110,39	94,72	15,67	252,99	15,91	-15,67
500 < x ≤ 600	132,51	113,94	18,57	352,31	18,77	-18,57
600 < x ≤ 700	155,33	137,75	17,58	318,63	17,85	-17,58
700 < x ≤ 800	173,39	149,52	23,87	585,32	24,19	-23,87
800 < x ≤ 900	199,04	172,54	26,50	716,82	26,77	-26,50
x > 900	217,33	193,64	23,69	587,66	24,24	-23,69

Fonte – Elaboração própria.

Para o módulo KD250GH-4FB2 da fabricante Kyocera observou-se que a exatidão das estimativas diminui à medida que a irradiância aumenta para os modelos: analítico (M6); simplificado (M7); Anderson (M8); Bleasser (M9); HOMER (M10); o baseado no circuito equivalente ideal (M11); e o baseado no circuito equivalente real (M13). Enquanto que os demais modelos (ME, M1, M2, M3, M4, M5 e M12) apresentaram um comportamento particular para os diferentes intervalos definidos, conforme se pode observar através da Tabela 4.24. Essa mudança de comportamento observada na aplicação de diferentes módulos, mesmo sendo de uma mesma tecnologia, pode estar relacionada às propriedades construtivas e/ou aos parâmetros utilizados durante o desenvolvimento das estimativas.

Tabela 4.24– Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa do módulo KD250GH-4FB2.

ME						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,10	0,19	0,09	0,29	-0,15
100 < x ≤ 200	33,96	32,68	1,28	1,81	1,35	-1,28
200 < x ≤ 300	60,53	59,08	1,46	2,36	1,54	-1,46
300 < x ≤ 400	79,84	78,40	1,44	2,41	1,55	-1,44
400 < x ≤ 500	104,59	103,91	0,81	0,89	0,94	-0,68
500 < x ≤ 600	126,77	127,34	0,86	1,44	1,20	0,57
600 < x ≤ 700	149,41	152,06	2,65	8,96	2,99	2,65
700 < x ≤ 800	166,46	172,58	6,12	39,26	6,27	6,12
800 < x ≤ 900	187,61	197,05	9,44	92,91	9,64	9,44
x > 900	204,03	218,23	14,20	205,45	14,33	14,20

M1						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,54	0,43	0,26	0,51	0,29
100 < x ≤ 200	33,96	33,94	0,41	0,24	0,49	-0,02
200 < x ≤ 300	60,53	59,66	0,90	3,65	1,91	-0,87
300 < x ≤ 400	79,84	78,33	1,59	2,88	1,70	-1,51
400 < x ≤ 500	104,59	102,09	2,55	7,53	2,74	-2,50
500 < x ≤ 600	126,77	123,92	2,96	9,58	3,10	-2,85
600 < x ≤ 700	149,41	146,23	3,32	12,81	3,58	-3,19
700 < x ≤ 800	166,46	163,58	2,88	8,79	2,97	-2,88
800 < x ≤ 900	187,61	185,62	1,99	4,62	2,15	-1,99
x > 900	204,03	203,14	0,89	1,17	1,08	-0,89

M2						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,94	0,83	1,02	1,01	0,69
100 < x ≤ 200	33,96	35,05	1,09	1,42	1,19	1,09
200 < x ≤ 300	60,53	60,71	0,66	2,95	1,72	0,18
300 < x ≤ 400	79,84	79,26	0,78	0,96	0,98	-0,58
400 < x ≤ 500	104,59	102,87	1,92	4,26	2,06	-1,72
500 < x ≤ 600	126,77	124,56	2,36	6,34	2,52	-2,21
600 < x ≤ 700	149,41	146,72	2,88	9,88	3,14	-2,69
700 < x ≤ 800	166,46	163,94	2,52	6,85	2,62	-2,52
800 < x ≤ 900	187,61	185,83	1,78	3,78	1,94	-1,77
x > 900	204,03	203,22	0,82	1,02	1,01	-0,81

M3						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,25	3,38	18,27	4,27	-3,38
100 < x ≤ 200	33,96	32,35	2,05	11,20	3,35	-1,61
200 < x ≤ 300	60,53	57,87	2,78	31,20	5,59	-2,66
300 < x ≤ 400	79,84	76,12	3,79	44,48	6,67	-3,71
400 < x ≤ 500	104,59	102,09	2,55	7,53	2,74	-2,50
500 < x ≤ 600	126,77	123,92	2,96	9,58	3,10	-2,85
600 < x ≤ 700	149,41	146,23	3,32	12,81	3,58	-3,19
700 < x ≤ 800	166,46	163,58	2,88	8,79	2,97	-2,88
800 < x ≤ 900	187,61	185,62	1,99	4,62	2,15	-1,99
x > 900	204,03	203,14	0,89	1,17	1,08	-0,89

M4						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	5,92	0,34	0,21	0,45	-0,33
100 < x ≤ 200	33,96	31,90	2,06	4,73	2,18	-2,06
200 < x ≤ 300	60,53	57,15	3,38	14,36	3,79	-3,38
300 < x ≤ 400	79,84	75,70	4,14	17,79	4,22	-4,14
400 < x ≤ 500	104,59	99,54	5,05	26,85	5,18	-5,05
500 < x ≤ 600	126,77	121,59	5,18	28,34	5,32	-5,18
600 < x ≤ 700	149,41	144,27	5,14	29,19	5,40	-5,14
700 < x ≤ 800	166,46	162,08	4,38	19,67	4,44	-4,38
800 < x ≤ 900	187,61	184,66	2,95	9,49	3,08	-2,95
x > 900	204,03	202,78	1,25	2,01	1,42	-1,25

M5						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,38	0,37	0,30	0,55	0,12
100 < x ≤ 200	33,96	32,47	2,40	7,11	2,67	-1,49
200 < x ≤ 300	60,53	58,71	2,29	10,51	3,24	-1,82
300 < x ≤ 400	79,84	76,44	3,78	19,25	4,39	-3,40
400 < x ≤ 500	104,59	99,50	5,45	35,75	5,98	-5,09
500 < x ≤ 600	126,77	119,93	7,41	63,67	7,98	-6,84
600 < x ≤ 700	149,41	140,78	8,64	88,96	9,43	-8,64
700 < x ≤ 800	166,46	159,28	7,27	72,91	8,54	-7,18
800 < x ≤ 900	187,61	178,42	9,21	107,16	10,35	-9,19
x > 900	204,03	196,31	7,72	77,64	8,81	-7,72

M6						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,22	0,04	0,00	0,05	-0,03
100 < x ≤ 200	33,96	33,79	0,16	0,03	0,17	-0,16
200 < x ≤ 300	60,53	60,18	0,35	0,13	0,35	-0,35
300 < x ≤ 400	79,84	79,33	0,51	0,27	0,52	-0,51
400 < x ≤ 500	104,59	103,82	0,77	0,60	0,78	-0,77
500 < x ≤ 600	126,77	125,71	1,06	1,13	1,06	-1,06
600 < x ≤ 700	149,41	148,00	1,41	2,00	1,41	-1,41
700 < x ≤ 800	166,46	164,67	1,79	3,20	1,79	-1,79
800 < x ≤ 900	187,61	185,40	2,21	4,89	2,21	-2,21
x > 900	204,03	201,44	2,59	6,84	2,62	-2,59

M7						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,55	0,45	0,29	0,54	0,30
100 < x ≤ 200	33,96	33,77	0,74	0,83	0,91	-0,19
200 < x ≤ 300	60,53	59,30	1,29	4,66	2,16	-1,24
300 < x ≤ 400	79,84	77,06	2,84	9,37	3,06	-2,77
400 < x ≤ 500	104,59	98,99	5,60	34,38	5,86	-5,60
500 < x ≤ 600	126,77	117,87	8,90	83,17	9,12	-8,90
600 < x ≤ 700	149,41	135,42	13,99	201,76	14,20	-13,99
700 < x ≤ 800	166,46	146,88	19,58	392,29	19,81	-19,58
800 < x ≤ 900	187,61	156,13	31,47	1014,09	31,84	-31,47
x > 900	204,03	143,42	60,61	4086,93	63,93	-60,61

M8						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	7,01	0,90	1,69	1,30	0,76
100 < x ≤ 200	33,96	36,45	3,19	18,79	4,33	1,92
200 < x ≤ 300	60,53	67,95	8,84	88,08	9,39	5,49
300 < x ≤ 400	79,84	89,54	11,18	136,35	11,68	7,23
400 < x ≤ 500	104,59	119,05	14,46	226,76	15,06	14,46
500 < x ≤ 600	126,77	146,02	19,25	406,68	20,17	19,25
600 < x ≤ 700	149,41	174,68	25,27	677,75	26,03	25,27
700 < x ≤ 800	166,46	202,96	36,50	1379,45	37,14	36,50
800 < x ≤ 900	187,61	231,21	43,60	1977,88	44,47	43,60
x > 900	204,03	260,76	56,73	3281,86	57,29	56,73

M9						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,85	0,74	0,90	0,95	0,59
100 < x ≤ 200	33,96	35,24	1,29	4,38	2,09	1,28
200 < x ≤ 300	60,53	64,59	4,20	23,35	4,83	4,06
300 < x ≤ 400	79,84	85,21	5,38	35,47	5,96	5,38
400 < x ≤ 500	104,59	112,65	8,06	73,32	8,56	8,06
500 < x ≤ 600	126,77	137,85	11,08	138,94	11,79	11,08
600 < x ≤ 700	149,41	164,33	14,91	240,46	15,51	14,91
700 < x ≤ 800	166,46	188,67	22,21	511,93	22,63	22,21
800 < x ≤ 900	187,61	214,81	27,20	770,62	27,76	27,20
x > 900	204,03	239,99	35,96	1317,54	36,30	35,96

M10						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	5,51	0,76	1,19	1,09	-0,75
100 < x ≤ 200	33,96	28,58	5,38	31,38	5,60	-5,38
200 < x ≤ 300	60,53	50,24	10,30	110,51	10,51	-10,30
300 < x ≤ 400	79,84	65,95	13,88	195,09	13,97	-13,88
400 < x ≤ 500	104,59	85,96	18,63	350,21	18,71	-18,63
500 < x ≤ 600	126,77	104,34	22,43	506,28	22,50	-22,43
600 < x ≤ 700	149,41	123,12	26,29	694,81	26,36	-26,29
700 < x ≤ 800	166,46	137,73	28,73	827,12	28,76	-28,73
800 < x ≤ 900	187,61	156,29	31,32	982,30	31,34	-31,32
x > 900	204,03	171,04	32,99	1089,46	33,01	-32,99

M11						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	6,25	0,05	0,00	0,07	0,00
100 < x ≤ 200	33,96	33,84	0,13	0,03	0,17	-0,12
200 < x ≤ 300	60,53	60,79	0,27	0,11	0,33	0,26
300 < x ≤ 400	79,84	80,76	0,93	0,99	0,99	0,92
400 < x ≤ 500	104,59	106,92	2,33	5,80	2,41	2,33
500 < x ≤ 600	126,77	131,01	4,24	18,77	4,33	4,24
600 < x ≤ 700	149,41	156,35	6,94	49,05	7,00	6,94
700 < x ≤ 800	166,46	176,56	10,10	103,05	10,15	10,10
800 < x ≤ 900	187,61	201,63	14,03	198,36	14,08	14,03
x > 900	204,03	222,44	18,41	341,46	18,48	18,41

M12						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	5,54	0,71	1,11	1,06	-0,71
100 < x ≤ 200	33,96	29,98	3,98	16,50	4,06	-3,98
200 < x ≤ 300	60,53	53,86	6,67	44,87	6,70	-6,67
300 < x ≤ 400	79,84	71,56	8,28	68,87	8,30	-8,28
400 < x ≤ 500	104,59	94,73	9,86	97,43	9,87	-9,86
500 < x ≤ 600	126,77	116,08	10,70	114,98	10,72	-10,70
600 < x ≤ 700	149,41	138,53	10,89	118,89	10,90	-10,89
700 < x ≤ 800	166,46	156,43	10,03	101,05	10,05	-10,03
800 < x ≤ 900	187,61	178,65	8,96	81,04	9,00	-8,96
x > 900	204,03	197,08	6,95	49,13	7,01	-6,95

M13						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	6,25	5,01	1,24	2,14	1,46	-1,24
100 < x ≤ 200	33,96	31,32	2,64	9,47	3,08	-2,64
200 < x ≤ 300	60,53	53,01	7,52	63,50	7,97	-7,52
300 < x ≤ 400	79,84	70,14	9,70	100,92	10,05	-9,70
400 < x ≤ 500	104,59	91,01	13,58	189,78	13,78	-13,58
500 < x ≤ 600	126,77	110,52	16,25	275,24	16,59	-16,25
600 < x ≤ 700	149,41	130,31	19,10	374,83	19,36	-19,10
700 < x ≤ 800	166,46	142,70	23,75	578,20	24,05	-23,75
800 < x ≤ 900	187,61	162,40	25,21	651,38	25,52	-25,21
x > 900	204,03	174,82	29,21	867,56	29,45	-29,21

Fonte – Elaboração própria.

Para módulo 60MCI da fabricante Day4Energy, praticamente todos os modelos tiveram suas estimativas com exatidão inversamente proporcional ao aumento da irradiância, com exceção apenas dos modelos: simplificado (M7) e o modelo do circuito equivalente ideal com o fator de redução  $f_{FV}$  aplicado, os quais apesar de serem mais interessantes para baixas irradiâncias (de 0 a 100 W/m<sup>2</sup>), possuem um estreito limiar (pequena diferença nos valores dos indicadores) entre as categorias, principalmente para irradiâncias maiores que 200 W/m<sup>2</sup> e menores ou iguais a 700 W/m<sup>2</sup>. Essas observações podem ser verificadas na Tabela 4.25.

Tabela 4.25 – Análise comparativa dos modelos aplicados na estimativa de desempenho do módulo 60MCI.

ME							M1						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	5,43	0,19	0,05	0,22	0,19	0 ≤ x ≤ 100	5,24	6,14	0,99	1,53	1,24	0,90
100 < x ≤ 200	29,03	29,07	0,09	0,03	0,18	0,03	100 < x ≤ 200	29,03	31,89	2,86	8,31	2,88	2,86
200 < x ≤ 300	51,63	52,53	0,90	2,54	1,59	0,90	200 < x ≤ 300	51,63	55,86	4,43	21,94	4,68	4,22
300 < x ≤ 400	68,01	69,68	1,67	3,44	1,85	1,67	300 < x ≤ 400	68,01	73,34	5,34	29,41	5,42	5,34
400 < x ≤ 500	88,81	92,50	3,69	14,57	3,82	3,69	400 < x ≤ 500	88,81	95,92	7,11	51,26	7,16	7,11
500 < x ≤ 600	107,64	113,58	5,94	36,96	6,08	5,94	500 < x ≤ 600	107,64	116,39	8,75	77,88	8,82	8,75
600 < x ≤ 700	126,74	135,79	9,04	84,10	9,17	9,04	600 < x ≤ 700	126,74	137,12	10,38	110,77	10,52	10,38
700 < x ≤ 800	140,27	153,67	13,40	181,24	13,46	13,40	700 < x ≤ 800	140,27	153,22	12,95	169,16	13,01	12,95
800 < x ≤ 900	157,47	175,52	18,05	329,58	18,15	18,05	800 < x ≤ 900	157,47	173,98	16,51	274,07	16,56	16,51
x > 900	170,57	194,10	23,53	558,02	23,62	23,53	x > 900	170,57	190,20	19,63	386,33	19,66	19,63

M2							M3						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	4,89	0,37	0,23	0,48	-0,35	0 ≤ x ≤ 100	5,24	2,70	2,54	10,45	3,23	-2,54
100 < x ≤ 200	29,03	28,44	0,64	0,47	0,68	-0,59	100 < x ≤ 200	29,03	30,39	2,59	9,54	3,09	1,36
200 < x ≤ 300	51,63	52,59	1,28	5,05	2,25	0,96	200 < x ≤ 300	51,63	54,24	4,79	27,62	5,26	2,60
300 < x ≤ 400	68,01	70,44	2,43	6,91	2,63	2,43	300 < x ≤ 400	68,01	71,31	5,81	37,69	6,14	3,30
400 < x ≤ 500	88,81	93,48	4,67	22,69	4,76	4,67	400 < x ≤ 500	88,81	95,92	7,11	51,26	7,16	7,11
500 < x ≤ 600	107,64	114,40	6,76	47,01	6,86	6,76	500 < x ≤ 600	107,64	116,39	8,75	77,88	8,82	8,75
600 < x ≤ 700	126,74	135,59	8,84	81,33	9,02	8,84	600 < x ≤ 700	126,74	137,12	10,38	110,77	10,52	10,38
700 < x ≤ 800	140,27	152,09	11,82	141,50	11,90	11,82	700 < x ≤ 800	140,27	153,22	12,95	169,16	13,01	12,95
800 < x ≤ 900	157,47	173,31	15,84	252,56	15,89	15,84	800 < x ≤ 900	157,47	173,98	16,51	274,07	16,56	16,51
x > 900	170,57	189,95	19,38	377,09	19,42	19,38	x > 900	170,57	190,20	19,63	386,33	19,66	19,63

M4							M5						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	5,56	0,41	0,24	0,49	0,32	0 ≤ x ≤ 100	5,24	5,58	0,44	0,32	0,56	0,34
100 < x ≤ 200	29,03	29,97	0,93	0,93	0,97	0,93	100 < x ≤ 200	29,03	28,66	1,09	1,77	1,33	-0,38
200 < x ≤ 300	51,63	53,51	2,16	7,51	2,74	1,87	200 < x ≤ 300	51,63	50,41	1,44	4,44	2,11	-1,22
300 < x ≤ 400	68,01	70,88	2,88	9,16	3,03	2,88	300 < x ≤ 400	68,01	65,28	2,76	9,48	3,08	-2,73
400 < x ≤ 500	88,81	93,52	4,71	22,97	4,79	4,71	400 < x ≤ 500	88,81	83,87	4,98	28,45	5,33	-4,94
500 < x ≤ 600	107,64	114,21	6,57	44,50	6,67	6,57	500 < x ≤ 600	107,64	100,45	7,28	57,93	7,61	-7,19
600 < x ≤ 700	126,74	135,29	8,55	76,25	8,73	8,55	600 < x ≤ 700	126,74	117,11	9,64	100,31	10,02	-9,64
700 < x ≤ 800	140,27	151,82	11,54	134,96	11,62	11,54	700 < x ≤ 800	140,27	130,72	9,55	98,03	9,90	-9,55
800 < x ≤ 900	157,47	173,08	15,61	245,62	15,67	15,61	800 < x ≤ 900	157,47	145,52	11,95	150,18	12,25	-11,95
x > 900	170,57	189,86	19,29	373,67	19,33	19,29	x > 900	170,57	158,52	12,05	152,08	12,33	-12,05

M6							M7						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	5,18	0,05	0,00	0,07	-0,05	0 ≤ x ≤ 100	5,24	6,18	1,04	1,72	1,31	0,95
100 < x ≤ 200	29,03	28,80	0,23	0,06	0,24	-0,23	100 < x ≤ 200	29,03	31,95	2,92	8,90	2,98	2,92
200 < x ≤ 300	51,63	51,17	0,46	0,22	0,47	-0,46	200 < x ≤ 300	51,63	56,36	4,88	26,04	5,10	4,73
300 < x ≤ 400	68,01	67,35	0,66	0,44	0,66	-0,66	300 < x ≤ 400	68,01	73,41	5,40	30,11	5,49	5,40
400 < x ≤ 500	88,81	87,83	0,98	0,97	0,99	-0,98	400 < x ≤ 500	88,81	94,86	6,05	38,09	6,17	6,05
500 < x ≤ 600	107,64	106,34	1,30	1,69	1,30	-1,30	500 < x ≤ 600	107,64	113,38	5,74	36,36	6,03	5,74
600 < x ≤ 700	126,74	125,08	1,67	2,79	1,67	-1,67	600 < x ≤ 700	126,74	130,84	4,39	22,39	4,73	4,10
700 < x ≤ 800	140,27	138,23	2,04	4,16	2,04	-2,04	700 < x ≤ 800	140,27	143,12	3,01	11,14	3,34	2,85
800 < x ≤ 900	157,47	155,00	2,47	6,10	2,47	-2,47	800 < x ≤ 900	157,47	153,81	3,80	23,91	4,89	-3,66
x > 900	170,57	167,71	2,86	8,22	2,87	-2,86	x > 900	170,57	146,12	24,45	844,63	29,06	-24,45

M8							M9						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	6,59	1,44	3,83	1,96	1,36	0 ≤ x ≤ 100	5,24	6,59	1,44	3,19	1,79	1,35
100 < x ≤ 200	29,03	34,21	5,25	32,23	5,68	4,64	100 < x ≤ 200	29,03	33,21	4,18	19,19	4,38	4,18
200 < x ≤ 300	51,63	63,56	11,48	148,36	12,18	10,11	200 < x ≤ 300	51,63	60,63	9,02	87,08	9,33	9,00
300 < x ≤ 400	68,01	83,77	14,82	242,86	15,58	13,37	300 < x ≤ 400	68,01	79,93	11,93	145,81	12,08	11,93
400 < x ≤ 500	88,81	110,97	22,16	503,64	22,44	22,16	400 < x ≤ 500	88,81	105,53	16,72	285,65	16,90	16,72
500 < x ≤ 600	107,64	136,00	28,36	834,48	28,89	28,36	500 < x ≤ 600	107,64	129,05	21,41	472,94	21,75	21,41
600 < x ≤ 700	126,74	162,64	35,89	1323,35	36,38	35,89	600 < x ≤ 700	126,74	153,73	26,99	745,70	27,31	26,99
700 < x ≤ 800	140,27	188,50	48,23	2357,61	48,56	48,23	700 < x ≤ 800	140,27	176,24	35,97	1306,01	36,14	35,97
800 < x ≤ 900	157,47	214,56	57,09	3316,21	57,59	57,09	800 < x ≤ 900	157,47	200,59	43,12	1883,74	43,40	43,12
x > 900	170,57	241,52	70,95	5085,76	71,31	70,95	x > 900	170,57	223,85	53,28	2861,82	53,50	53,28

M10							M11						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	5,17	0,25	0,11	0,33	-0,07	0 ≤ x ≤ 100	5,24	5,52	0,28	0,11	0,33	0,28
100 < x ≤ 200	29,03	26,85	2,18	5,33	2,31	-2,18	100 < x ≤ 200	29,03	29,90	0,87	0,87	0,93	0,87
200 < x ≤ 300	51,63	47,03	4,65	25,60	5,06	-4,60	200 < x ≤ 300	51,63	53,63	2,00	6,03	2,46	2,00
300 < x ≤ 400	68,01	61,76	6,25	40,15	6,34	-6,25	300 < x ≤ 400	68,01	71,25	3,24	11,43	3,38	3,24
400 < x ≤ 500	88,81	80,76	8,05	65,83	8,11	-8,05	400 < x ≤ 500	88,81	94,56	5,75	34,33	5,86	5,75
500 < x ≤ 600	107,64	98,00	9,64	94,70	9,73	-9,64	500 < x ≤ 600	107,64	116,08	8,44	72,25	8,50	8,44
600 < x ≤ 700	126,74	115,46	11,29	130,83	11,44	-11,29	600 < x ≤ 700	126,74	138,59	11,84	141,81	11,91	11,84
700 < x ≤ 800	140,27	129,01	11,26	127,20	11,28	-11,26	700 < x ≤ 800	140,27	155,88	15,61	245,25	15,66	15,61
800 < x ≤ 900	157,47	146,49	10,98	121,13	11,01	-10,98	800 < x ≤ 900	157,47	178,11	20,64	428,21	20,69	20,64
x > 900	170,57	160,15	10,43	109,01	10,44	-10,43	x > 900	170,57	196,05	25,47	652,07	25,54	25,47

M12							M13						
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE	Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	Média(med)	Média(calc)	MAE	MSE	RMSE	MBE
0 ≤ x ≤ 100	5,24	4,89	0,39	0,39	0,62	-0,35	0 ≤ x ≤ 100	5,24	4,34	0,90	1,22	1,10	-0,90
100 < x ≤ 200	29,03	26,49	2,54	6,73	2,59	-2,54	100 < x ≤ 200	29,03	27,54	1,49	4,67	2,16	-1,49
200 < x ≤ 300	51,63	47,52	4,19	18,79	4,33	-4,11	200 < x ≤ 300	51,63	46,18	5,53	38,13	6,17	-5,46
300 < x ≤ 400	68,01	63,13	4,88	24,48	4,95	-4,88	300 < x ≤ 400	68,01	61,14	6,87	53,46	7,31	-6,87
400 < x ≤ 500	88,81	83,78	5,03	25,72	5,07	-5,03	400 < x ≤ 500	88,81	79,87	8,94	85,11	9,23	-8,94
500 < x ≤ 600	107,64	102,84	4,80	23,79	4,88	-4,80	500 < x ≤ 600	107,64	97,12	10,52	120,03	10,96	-10,52
600 < x ≤ 700	126,74	122,79	3,95	16,38	4,05	-3,95	600 < x ≤ 700	126,74	114,27	12,47	165,99	12,88	-12,47
700 < x ≤ 800	140,27	138,11	2,16	5,15	2,27	-2,16	700 < x ≤ 800	140,27	124,30	15,97	270,61	16,45	-15,97
800 < x ≤ 900	157,47	157,81	0,72	1,01	1,01	0,34	800 < x ≤ 900	157,47	141,67	15,80	265,14	16,28	-15,80
x > 900	170,57	173,70	3,13	11,13	3,34	3,13	x > 900	170,57	151,84	18,73	362,45	19,04	-18,73

Fonte – Elaboração própria.

A segunda vertente de análise estatística comparativa consiste em verificar qual modelo é mais indicado, em termos de exatidão, para cada categoria de irradiância, de maneira análoga ao realizado durante a avaliação descritiva. Entretanto, desta vez o indicador utilizado para esse processo foi o MBE (média dos desvios), o qual verifica quão sobrestimada ou subestimada fora a previsão de desempenho em relação ao valor de referência admitido, onde quanto mais próximo de 0 for o valor do indicador significa que mais exato foi a estimativa realizada. Para isso, a classificação entre o 1º e o 2º melhor modelo, foi realizada utilizando o mesmo código de cores preestabelecido na Figura 4.18. Sendo assim, os resultados obtidos do indicador para cada modelo aplicado aos respectivos módulos podem ser observados por meio do resumo de resultados mostrado na Tabela 4.26.

Tabela 4.26 – Verificação do modelo mais indicado, em termos de exatidão, para estimar o desempenho de casa módulo: (a) YGLY245P; (b) SW230; (c) KD250GH-4FB2; (d) 60MCI.

Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	-0,25	-1,13	2,74	-4,26	-1,74	-1,45	-0,04	-1,13	-0,68	-0,84	-2,20	-0,03	-0,93	-1,41
100 < x ≤ 200	-0,83	-6,12	4,86	-7,23	-8,09	-2,76	-0,22	-5,83	-1,27	-3,38	-11,38	0,07	-4,43	-5,23
200 < x ≤ 300	-0,93	-10,85	-0,34	-13,27	-13,30	-4,86	-0,46	-11,15	-6,22	-6,65	-19,86	1,10	-6,77	-7,42
300 < x ≤ 400	0,20	-14,24	-5,11	-15,58	-16,83	-4,30	-0,77	-15,52	-4,88	-7,71	-26,75	3,04	-7,95	-9,73
400 < x ≤ 500	2,98	-17,56	-9,90	-17,56	-20,03	-0,02	-1,17	-20,11	0,74	-6,28	-33,44	6,07	-8,08	-14,66
500 < x ≤ 600	5,84	-20,38	-14,05	-20,38	-22,62	2,44	-1,57	-25,42	3,48	-5,51	-39,43	9,47	-7,67	-17,29
600 < x ≤ 700	8,71	-22,44	-17,36	-22,44	-24,42	-0,25	-2,00	-32,00	1,94	-7,11	-44,89	13,84	-6,49	-15,05
700 < x ≤ 800	14,37	-23,02	-19,37	-23,02	-24,51	10,39	-2,50	-37,90	14,27	0,48	-48,22	18,74	-4,20	-21,31
800 < x ≤ 900	23,48	-23,59	-21,67	-23,59	-24,43	14,75	-3,27	-52,56	23,72	6,34	-52,64	28,19	1,32	-22,07
x > 900	26,44	-24,83	-23,87	-24,83	-25,28	10,40	-3,63	-72,03	20,44	4,00	-56,70	32,93	3,35	-17,87

(a)

Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	0,03	-0,56	1,34	-3,48	-1,13	-1,42	-0,05	-0,54	-0,08	-0,19	-1,56	0,19	-0,62	-1,15
100 < x ≤ 200	-0,43	-4,63	0,76	-5,66	-6,46	-9,29	-0,22	-4,19	0,46	-1,80	-9,52	0,22	-3,86	-4,74
200 < x ≤ 300	-0,60	-8,77	-3,61	-10,98	-11,05	-16,10	-0,42	-8,72	-3,41	-4,30	-17,13	0,92	-6,21	-7,22
300 < x ≤ 400	-0,02	-12,80	-8,33	-13,91	-15,19	-23,94	-0,66	-13,35	-1,93	-5,53	-24,34	2,06	-7,96	-10,38
400 < x ≤ 500	1,52	-17,45	-13,69	-17,45	-19,74	-33,34	-0,96	-19,01	2,13	-5,81	-32,13	3,84	-9,19	-15,67
500 < x ≤ 600	3,28	-20,77	-17,67	-20,77	-22,86	-40,68	-1,28	-24,50	4,09	-5,85	-38,43	6,05	-9,74	-18,57
600 < x ≤ 700	4,88	-23,44	-20,95	-23,44	-25,28	-46,13	-1,62	-31,23	1,98	-8,05	-44,28	8,96	-9,77	-17,58
700 < x ≤ 800	8,80	-25,21	-23,42	-25,21	-26,60	-54,29	-2,01	-37,60	12,42	-2,37	-48,63	12,10	-9,05	-23,87
800 < x ≤ 900	14,60	-28,20	-27,26	-28,20	-28,99	-64,52	-2,63	-53,11	19,15	0,65	-55,20	18,13	-6,63	-26,50
x > 900	16,64	-29,95	-29,48	-29,95	-30,36	-68,83	-2,94	-71,34	15,85	-1,86	-59,56	21,68	-5,57	-23,69

(b)



Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	-0,15	0,29	0,69	-3,38	-0,33	0,12	-0,03	0,30	0,76	0,59	-0,75	0,00	-0,71	-1,24
100 < x ≤ 200	-1,28	-0,02	1,09	-1,61	-2,06	-1,49	-0,16	-0,19	1,92	1,28	-5,38	-0,12	-3,98	-2,64
200 < x ≤ 300	-1,46	-0,87	0,18	-2,66	-3,38	-1,82	-0,35	-1,24	5,49	4,06	-10,30	0,26	-6,67	-7,52
300 < x ≤ 400	-1,44	-1,51	-0,58	-3,71	-4,14	-3,40	-0,51	-2,77	7,23	5,38	-13,88	0,92	-8,28	-9,70
400 < x ≤ 500	-0,68	-2,50	-1,72	-2,50	-5,05	-5,09	-0,77	-5,60	14,46	8,06	-18,63	2,33	-9,86	-13,58
500 < x ≤ 600	0,57	-2,85	-2,21	-2,85	-5,18	-6,84	-1,06	-8,90	19,25	11,08	-22,43	4,24	-10,70	-16,25
600 < x ≤ 700	2,65	-3,19	-2,69	-3,19	-5,14	-8,64	-1,41	-13,99	25,27	14,91	-26,29	6,94	-10,89	-19,10
700 < x ≤ 800	6,12	-2,88	-2,52	-2,88	-4,38	-7,18	-1,79	-19,58	36,50	22,21	-28,73	10,10	-10,03	-23,75
800 < x ≤ 900	9,44	-1,99	-1,77	-1,99	-2,95	-9,19	-2,21	-31,47	43,60	27,20	-31,32	14,03	-8,96	-25,21
x > 900	14,20	-0,89	-0,81	-0,89	-1,25	-7,72	-2,59	-60,61	56,73	35,96	-32,99	18,41	-6,95	-29,21

(c)

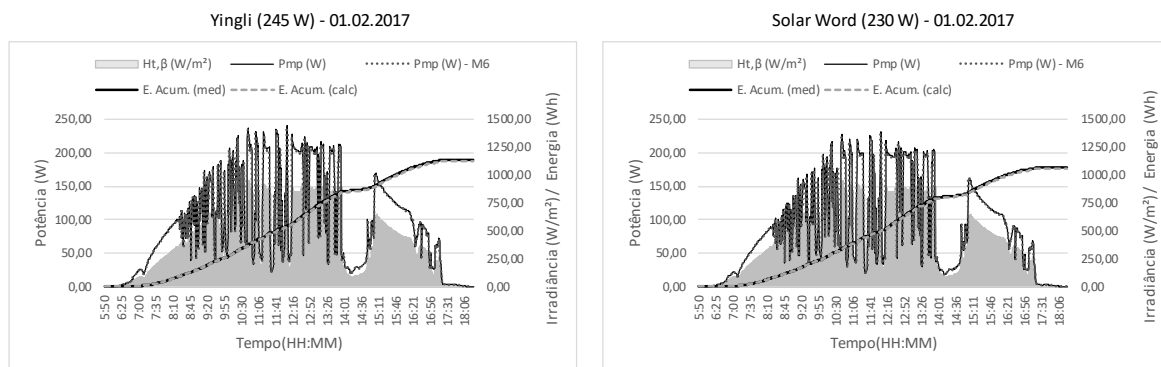
Ht,β (W/m <sup>2</sup> )	ME	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13
0 ≤ x ≤ 100	0,19	0,90	-0,35	-2,54	0,32	0,34	-0,05	0,95	1,36	1,35	-0,07	0,28	-0,35	-0,90
100 < x ≤ 200	0,03	2,86	-0,59	1,36	0,93	-0,38	-0,23	2,92	4,64	4,18	-2,18	0,87	-2,54	-1,49
200 < x ≤ 300	0,90	4,22	0,96	2,60	1,87	-1,22	-0,46	4,73	10,11	9,00	-4,60	2,00	-4,11	-5,46
300 < x ≤ 400	1,67	5,34	2,43	3,30	2,88	-2,73	-0,66	5,40	13,37	11,93	-6,25	3,24	-4,88	-6,87
400 < x ≤ 500	3,69	7,11	4,67	7,11	4,71	-4,94	-0,98	6,05	22,16	16,72	-8,05	5,75	-5,03	-8,94
500 < x ≤ 600	5,94	8,75	6,76	8,75	6,57	-7,19	-1,30	5,74	28,36	21,41	-9,64	8,44	-4,80	-10,52
600 < x ≤ 700	9,04	10,38	8,84	10,38	8,55	-9,64	-1,67	4,10	35,89	26,99	-11,29	11,84	-3,95	-12,47
700 < x ≤ 800	13,40	12,95	11,82	12,95	11,54	-9,55	-2,04	2,85	48,23	35,97	-11,26	15,61	-2,16	-15,97
800 < x ≤ 900	18,05	16,51	15,84	16,51	15,61	-11,95	-2,47	-3,66	57,09	43,12	-10,98	20,64	0,34	-15,80
x > 900	23,53	19,63	19,38	19,63	19,29	-12,05	-2,86	-24,45	70,95	53,28	-10,43	25,47	3,13	-18,73

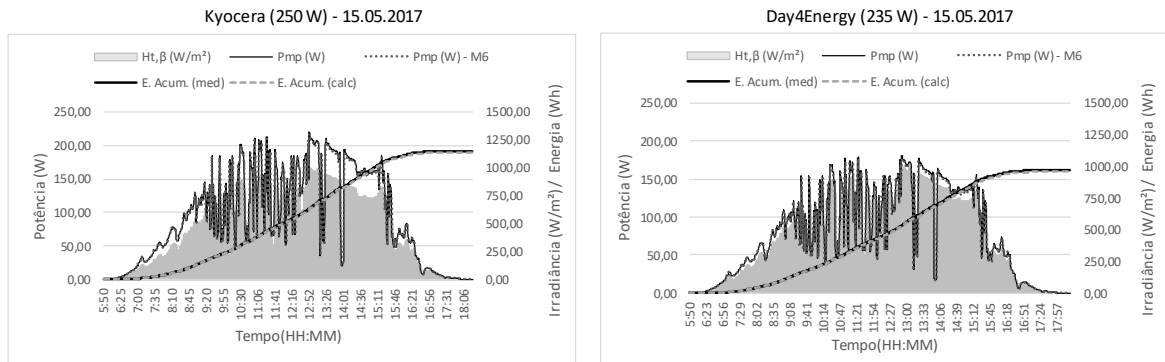
(d)

Fonte – Elaboração própria.

Conforme se observa no agrupamento do indicador MBE na Tabela 4.26 o modelo com o melhor comportamento durante as estimativas realizadas, em termos de exatidão foi o analítico (M6), apresentado por Lorenzo *et. al* (1994). É claro que é possível realizar análises pontuais quanto a isso, porém, em termos gerais, M6 foi o que mais conseguiu estar classificado entre o 1º e 2º lugar conforme o indicador MBE, ou seja, apresentou satisfatórias estimativas de máxima potência quando comparadas aos valores adotados como de referência (valores medidos experimentalmente e coletados por meio do sistema de monitoramento descrito no Capítulo 3 deste trabalho). Essa boa aderência do modelo também pode ser observada graficamente, para os diferentes módulos, através da Figura 4.19.

Figura 4.19 – Comportamento de  $P_{mp}$  e Energia medidas versus estimadas por M6.





Fonte – Elaboração própria.

Conforme se observa na Figura 4.19 os valores estimados a partir do modelo M6 estão muito próximos dos valores medidos através do sistema de monitoramento e assumidos como de referência, tornando praticamente sobrepostas as linhas medida e calculada nos gráficos. O erro chega a ser, em algumas condições operacionais, menor que 1 % tanto para a estimativa de potência como para de energia acumulada.

#### 4.5 Ordenação qualitativa dos modelos matemáticos aplicados neste trabalho

As avaliações estatísticas permitiram identificar os modelos mais aderentes, tanto em termos de precisão como de exatidão. Entretanto, conforme já citado anteriormente, isso não é suficiente para determinar um melhor modelo único, pois dependendo dos objetivos definidos durante a escolha desse modelo, pode ser que o esforço empregado (tanto computacional como no processo de obtenção das variáveis) seja um fator determinante, ou ainda mais importante que a própria acurácia do mesmo. Portanto, em geral, identificar ou definir primariamente os objetivos almejados durante o uso de um modelo de desempenho é fundamental para seleção de um que seja mais coerente com o contexto em que ele estará inserido.

Dito isto, e baseado na experiência adquirida durante a aplicação dos 14 modelos matemáticos, buscou-se classificá-los ordinalmente de maneira qualitativa, considerando basicamente 3 fatores chaves: precisão, exatidão e esforço. Para isso, fora atribuído notas de 1 a 5 para dos modelos utilizados, em cada fator considerado, visando compor um Índice Geral de Classificação (IC), o qual é o produto das notas atribuídas, e tem por objetivo representar a relação de compromisso existente no uso de cada modelo de desempenho e os 3 fatores chaves.

Conforme citado no parágrafo anterior a abordagem analítica para o estabelecimento das notas foi qualitativa, ou seja, baseada na capacidade subjetiva de interpretar os indicadores estatísticos (desvio padrão, o MAE, MSE, RMSE e MBE) e na experiência adquirida durante a aplicação dos modelos para o desenvolvimento deste trabalho. Sendo assim, esta classificação não é única e pode ser alterada à medida que novas pesquisas forem desenvolvidas.



Assim, a Tabela 4.27 destaca as notas atribuídas, bem como o respectivo Índice de Classificação, ordenando decrescentemente esse IC a fim de organizar os modelos do mais indicado para o menos indicado, considerando a relação de compromisso supracitada.

Tabela 4.27 – Classificação qualitativa dos modelos matemáticos, considerando uma relação de compromisso entre precisão, exatidão e esforço

Nome do Modelo Matemático	Abreviatura Atribuída	Precisão	Exatidão	Esforço	IC
Modelo de HOMER	M10	4	1	5	20
Modelo empírico	ME	1	4	4	16
Modelo PVFORM	M3	3	2	2	12
Modelo do coeficiente de temperatura para potência	M1	1	2	5	10
Modelo de potência MPPT	M4	1	2	5	10
Modelo analítico	M6	1	5	2	10
Modelo simplificado	M7	5	1	2	10
Modelo não-linear de cinco pontos	M5	4	2	1	8
Modelos baseados no circuito equivalente ideal com f <sub>V</sub> aplicado	M12	2	3	1	6
Modelo adaptado do coeficiente de temperatura para potência	M2	1	3	2	6
Modelo de Anderson	M8	1	1	3	3
Modelo de Bleasser	M9	1	1	3	3
Modelo baseado no circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica	M13	2	1	1	2
Modelo baseado no circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica	M11	1	1	1	1

Fonte – Elaboração própria.

Entretanto, é necessário que se realize algumas observações pontuais quanto aos resultados apresentados na Tabela 4.27. O modelo HOMER (M0) mostrou-se como o melhor dentro da relação estabelecida, isso se deu basicamente devido à relativa baixa variabilidade do modelo, em relação ao seu próprio conjunto de dados, e ao relativo baixo esforço relacionado à aplicação do mesmo, uma vez que ele utiliza apenas informações localizadas nos *datasheets* do módulos (fornecido pelos fabricantes) e fatores de redução fixos para modelos de potência e baseados em circuitos equivalentes, porém vale ressaltar que assim como o modelo empírico (ME), o de Anderson (M8) e o Bleasser (M9), faz-se necessária a atualização dos termos utilizados a medida que a tecnologia fotovoltaica dos módulos evolui.

O modelo empírico ME destacou-se devido a boa exatidão das estimativas, em relação aos valores medidos e admitidos como de referência, e a baixa complexidade durante as aplicações, pois utiliza apenas dados medidos de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , o que é possível, com os equipamentos corretos, obter-se de maneira relativamente simples através de experimentos, portanto, o modelo destaca-se em termos práticos de aplicação.

O modelo PVFORM (M3) é o terceiro na ordem, destacando-se principalmente devido a precisão observada, e que apesar de usar duas equações durante a aplicação, ela necessita apenas de informações de fácil acesso na folha de dados do fabricante do módulo.

O modelo do coeficiente de temperatura (M1), o de potência MPPT (M4), analítico (M6) e simplificado (M7), obtiveram o mesmo valor de IC (10), ou seja, teoricamente estão em

um mesmo nível, considerando a relação de compromisso, porém, novamente vale destacar que dependendo dos objetivos definidos um pode ser mais interessante que o outro, como por exemplo: se o objetivo for utilizar um modelo de alta exatidão, M6 será mais indicado, alta precisão M7 seria o mais coerente, ou ainda se é esforço o foco M1 e M4 se comportam melhor, similarmente ao que acontece com M2 e M12 respectivamente.

O modelo não-linear de 5 pontos ou cinco parâmetros se destaca pela precisão, mas torna-se pouco interessante em termos de esforço, pois para determinação dos coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  exige considerável esforço experimental. Os modelos de Anderson e Bleasser tiveram comportamento pouco interessante, porém conforme já mencionado, isto pode estar relacionado a falta de atualização do coeficiente de irradiância em virtude da evolução da tecnologia fotovoltaica dos módulos desde que este fator fora sugerido como típico por tecnologia.

Os demais modelos, baseados em circuitos equivalentes (M11 e M13), tiveram comportamentos pouco interessantes, porém conforme destacado, a metodologia interativa utilizada pode não ter sido capaz de explorar todo potencial dos modelos de desempenho, ou ainda os parâmetros utilizados podem ter interferido na acurácia dos mesmos. Entretanto, é perceptível que existe uma complexidade de aplicação relativamente alta quando comparados aos modelos classificados como de potência.

O termo esforço referido ao longo deste trabalho trata-se de tudo aquilo que foi empenhado durante a aplicação dos modelos, tal como: implementação do modelo (formulação no Excel), quantidade de parâmetros que necessitam de verificação prática, tempo de processamento, dentre outros recursos. Dessa forma, a classificação ordinal destacada na Tabela 4.27 torna-se coerente com os resultados apresentados ao longo deste capítulo.

## CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou inicialmente a evolução histórica dos modelos matemáticos nas mais diversas áreas, incluindo a Engenharia e a própria tecnologia fotovoltaica. O principal objetivo disso foi mostrar a importância que os modelos tem desempenhado ao longo da história, tanto para a área objeto de estudo (geração fotovoltaica) como para outros campos científicos importantes, como saúde e comportamento humano, por exemplo.

Especificamente para modelos matemáticos utilizados para estimar o desempenho, em termos de potência máxima e energia, de geradores/módulos fotovoltaicos percebe-se que, como principal produto, tem-se o desenvolvimento de métodos e ferramentas de cunho computacional. Sendo assim, identificar a ferramenta mais adequada e/ou a que permita avaliar de forma coerente e consistente uma possível instalação, dimensionamento ou alocação de sistemas fotovoltaicos é de extrema importância. Neste contexto, o trabalho apresentou duas metodologias de estatística aplicada para avaliar os 14 modelos utilizados aqui.

A revisão da literatura revelou que existem diversos modelos matemáticos utilizados com o fim de prever o desempenho de módulos. Entretanto, de uma forma geral, eles podem ser classificados basicamente em duas categorias: modelos de potência e modelos baseados nos circuitos equivalentes da célula/módulo fotovoltaico. Sendo assim, neste trabalho foram selecionados ao todo 14 modelos, onde 11 destes são classificados como de potência, 2 como baseados em circuitos equivalentes e 1 que é a composição de ambos. Todos os modelos selecionados foram aplicados, considerando as variáveis envolvidas em cada modelo e os respectivos métodos para obtenção real desses valores, incluindo os recursos disponíveis no Laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE).

O processo avaliativo dos modelos selecionados foi feito a partir de duas abordagens estatísticas: a descritiva, também referida como tradicional, e a comparativa, que busca relacionar as estimativas *versus* os valores medidos e admitidos como referência. Portanto, a primeira abordagem buscou avaliar as previsões realizadas, a partir dos modelos, dentro do próprio conjunto de estimativas, ou seja, o quão preciso cada modelo se mostrou durante sua aplicação, ao passo que a segunda abordagem buscou identificar os níveis de exatidão alcançados durante o processo de previsão.

Para a obtenção dos respectivos valores medidos e adotados como de referência utilizou-se um sistema de monitoramento instalado no GEDAE/UFPa em parceria com a empresa alemã CENTROTERM. Este sistema é capaz de monitorar os principais parâmetros dos geradores/módulos fotovoltaicos, bem como as respectivas condições operacionais

(temperatura e irradiância) dos mesmos. Além disso, foram utilizados experimentalmente 4 módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes e potências, porém todos de uma mesma tecnologia (policristalinos). Cada módulo foi monitorado durante 1 dia de operação, no período de 5:50 hs da manhã às 18:25 hs da tarde, com medições das características elétricas e ambientais por minuto, ou seja, são 755 pontos medidos por dia. Entretanto, devido às limitações físicas do sistema foi necessária a coleta de dados em dias diferentes, então, como estratégia metodológica o processo avaliativo foi realizado de maneira categorizada, com amplitudes de irradiância de  $100 \text{ W/m}^2$  a fim de mitigar as diferenças das condições operacionais.

Dentre os modelos avaliados, como principal conclusão, percebe-se que não há uma certa regularidade das estimativas, ou seja, cada modelo se comporta melhor em determinado nível de irradiância, o que fica ainda mais perceptível quando observado a avaliação descritiva dos diferentes módulos.

Para o módulo YGLY245P o modelo PVFORM (M3) foi mais preciso em suas estimativas para irradiâncias de até  $100 \text{ W/m}^2$ , ao passo que o modelo HOMER (M10) se apresentou como a segunda melhor alternativa para estimar o desempenho nessa e em outras categorias de irradiâncias, como para as maiores que  $500 \text{ W/m}^2$  até  $900 \text{ W/m}^2$ , tendo as menores variabilidades quando comparados aos outros modelos para maiores que  $100 \text{ W/m}^2$  até  $300 \text{ W/m}^2$  e em  $400 \text{ W/m}^2$  até  $500 \text{ W/m}^2$ . Entretanto, o modelo que se destacou em termos de precisão durante as estimativas de desempenho (potência máxima) foi o simplificado (M7) apresentado por Bellini *et. al* (2009), tendo as melhores estimativas para intervalos de irradiâncias maiores que  $300 \text{ W/m}^2$  até  $400 \text{ W/m}^2$  e para maiores que  $500 \text{ W/m}^2$  até superiores a  $900 \text{ W/m}^2$ , além de ter sido o segundo melhor em maiores que  $200 \text{ W/m}^2$  até  $300 \text{ W/m}^2$  e  $400 \text{ W/m}^2$  até  $500 \text{ W/m}^2$ . Portanto, em termos de precisão, para o módulo da fabricante Yingli, o modelo mais indicado para estimar o desempenho seria M7, seguido por M10.

Para o módulo KD250GH-4FB2, o modelo M7 também se mostrou como o mais preciso durante a maioria das estimativas de desempenho, porém para uma segunda melhor opção os modelos M10 e M5 (modelo não-linear de cinco pontos) dividem a maioria das categorias preestabelecidas.

O modelo M5 também se destacou durante a estimativa de desempenho do módulo 60MCI, tornando-se o mais preciso para a maioria das categorias de irradiância e ainda apresentou boas estimativas para as demais, ao passo que M7 e M10 dividem a segunda melhor opção entre irradiâncias superiores a  $400 \text{ W/m}^2$  até  $800 \text{ W/m}^2$ .

Para uma análise estatística comparativa o modelo que se revelou com o melhor comportamento foi o analítico (M6), apresentado por Lorenzo *et. al* (1994). É claro que é possível realizar análises pontuais quanto a isso, porém, em termos gerais, M6 foi o que mais conseguiu estar classificado entre o 1º e 2º lugar. O erro chega a ser em diversos momentos menor que 1 %, tanto para a estimativa de potência como para a de energia acumulada, quando comparadas aos valores adotados como de referência.

Assim, identificar os modelos mais aderentes a partir de um determinado parâmetro é muito importante, pois permite aplicar metodologias que utilizem o melhor modelo para realização de estimativas de geração, como por exemplo, o uso de redes neurais para modelar uma ferramenta computacional nova que simule o comportamento de sistemas fotovoltaicos.

Entretanto, vale ressaltar que considerar uma perspectiva que estabeleça uma relação de compromisso entre esforço e precisão e/ou exatidão da aplicabilidade dos modelos é de suma importância, pois a complexidade de procedimentos experimentais e matemáticos podem inviabilizar o uso do modelo ou mesmo do seu principal resultado, como é o caso de algumas ferramentas computacionais. O modelo ME (empírico) por exemplo, tem baixa complexidade de aplicação, porém apresenta satisfatórias estimativas para diversas categorias de irradiância, mostrando-se como uma alternativa viável em situações práticas de aplicação em campo ou quando de difícil acesso aos dados fornecidos pelos fabricantes.

Portanto, após a aplicação dos 14 modelos matemáticos, buscou-se classificá-los ordinalmente de maneira qualitativa, considerando basicamente 3 fatores chaves: precisão, exatidão e esforço. Para isso, foram atribuídas notas de 1 a 5 para dos modelos utilizados, em cada fator considerado, visando compor um Índice Geral de Classificação (IC), o qual é o produto das notas atribuídas, e tem por objetivo representar a relação de compromisso existente no uso de cada modelo de desempenho e os 3 fatores chaves definidos. Os resultados desse processo ordenação são apresentados na Tabela 2.27, porém importante destacar que a seleção de um melhor modelo está diretamente relacionado aos objetivos definidos para o uso de cada um, ou seja, dependendo do que se almeja determinado modelo pode ser mais coerente do que outro, dependendo do contexto em que eles estejam inseridos.

Assim, este trabalho permite nortear tanto no meio científico como na indústria aplicada, pesquisadores e fabricantes de geradores fotovoltaicos. Entretanto, acredita-se que ainda existem diversas lacunas científicas referentes ao tema abordado, sendo assim, destacam-se algumas das possibilidades de futuros trabalhos:

- As avaliações apresentadas neste trabalho foram feitas no âmbito de módulo e não de arranjo ou de sistema, porém uma abordagem interessante seria reproduzir isso para

arranjos fotovoltaicos, considerando diferentes configurações de sistemas, e/ou ainda para diferentes tecnologias;

- Outra perspectiva de avaliação seria verificar as correlações entre os parâmetros elétricos e fatores de correção, permitindo adaptar ou mesmo criar novos modelos matemáticos;
- Seria interessante também uma abordagem analítica apenas para os modelos que utilizam fatores de correção, propondo a aplicação desses fatores de maneira dinâmica, considerando as diferentes condições operacionais em que se aplicam e as próprias características elétricas e construtivas dos geradores;
- Usar técnicas bayesianas para estimar parâmetros aplicado como típicos neste trabalho;
- Propor um modelo próprio buscando mitigar as limitações observadas nos apresentados neste trabalho;
- Aplicar os conceitos de filtro de partículas *Liu-West* (parâmetros estocásticos) no processo avaliativo e desenvolvimento computacional;
- Desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de verificar o modelo com o melhor comportamento a cada condição operacional do gerador e aplicá-lo durante a geração das estimativas de desempenho, bem como permitir a exportação de relatórios com informações necessárias ao usuário.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015.

AGGARWAL, V. What are the most efficient solar panels on the market ?. 2017. Disponível em: <<http://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market>>. Acesso em: 9 out. 2017.

ANDERSON, A. J. **Final Report for Task 2.0**. National Renewable Energy Laboratory - NREL, subcontract n° TAD-4-14166-01, Oak Leaf Place, 1995.

ARGUL, F. J.; CASTRO, M.; DELGADO, A.; CARPIO, J. E.; PEIRE, J. Modeling of Grid Connected PV Buildings. **Progress in Photovoltaics**, v. 11, p. 255 – 273, 2003.

BASSANEZI, R. C. **Ensino-aprendizagem com Modelagem Matemática**. Contexto, Campinas, 2002.

BELLINI, A.; BIFARETTI, S.; IACOVONE, V.; CORNARO, C. Simplified model of a photovoltaic module. **Proceedings of the Applied Electronics**, Pilsen, Czech Republic, p. 47-51, 2009.

BLEASSER, G. PV array data translation procedure, In: **Proceeding of the 13<sup>th</sup> EU PVSEC**. 1995.

BRAGA, W. Jr. **Monitoramento do desempenho de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos**. 2014. 186 p. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica). Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém-PA, 2014.

BRASIL. Lei n. 7.783, de 28 de jun. de 1989. **Dispõe sobre o exercício do direito de greve, define as atividades essenciais, regula o atendimento das necessidades inadiáveis da comunidade, e dá outras providências**, Brasília, DF, jun. 1989.

CAMERON, C. P.; BOYSON, W. E.; RILEY, D. M. Comparison of PV system performance model predictions with measured PV system performance. In: **IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, 2008. p. 2–7.

CARVALHO, P. M. S. **Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos**. 2013. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2013.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Processamento Eletrônico da Energia Solar Fotovoltaica em Sistemas Conectados à rede Elétrica. **Revista Sba Controle & Automação**, v. 21, 2010.

CASTANHO, M. J. de P. **Construção e avaliação de um modelo matemático para prever a evolução do câncer de próstata e descrever seu crescimento utilizando a teoria dos conjuntos fuzzy**. 2005. 127 p. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 2005.

- CIULLA, G.; BRANO, V. L.; DIO, V. D.; CIPRIANI G. A Comparison of Different one-diode models for the representation of I-V Characteristic of a PV Cell. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 684 – 696, 2014.
- CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B. V.; LEAHY, M. A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. **Applied Energy**, v. 87, p. 1059–82, 2010.
- CUNHA, A. G. **Dicionário Etimológico Nova Fronteira da Língua Portuguesa**. Nova Fronteira, 2ª Edição, Rio de Janeiro, 1989.
- D'AMBRÓSIO, U. **Educação Matemática: da Teoria à Prática**. Papirus, Campinas, 1996.
- De BLAS, M. A.; TORRES, J. L.; PIETRO, E.; GARCÍA, A. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. **Renew Energy**, v. 25, p. 371 – 380, 2002.
- DJAMILA, M.; ERNEST, R. Modeling of solar irradiance and cells. In: **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control**. Springer Verlag London Limited, London, 2012. p. 31–87.
- DOBOS, A. P. **PVWatts version 5 manual, (NREL/TP-6A20-62641)**. Denver; 2014.
- DONGUE, S. B.; NJOMO, D.; EBENGAI, L. An improved nonlinear five-point model for photovoltaic modules. **International Journal of Photoenergy**, v. 2013, 11 p., 2013.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2014–2023)**. Rio de Janeiro, 2013.
- FOX, D. G. Judging Air Quality Model Performance. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 62, p. 599 – 609, 1981.
- FREEMAN, J.; WHITMORE, N.; BLAIR, A. P. Dobos validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling against measured data. In: **2014 IEEE Proceedings of the 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. 2014. p. 1932–1937.
- FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 2008. Dissertação de Mestrado. Instituto Politécnico de Bragança, Portugal, 2008.
- GERGAUD, O.; MULTON, B.; AHMED, H. B. **Analysis and experimental validation of various PV systems models**. VII International Eletrimacs Congress, Montreal, Canada, 2002.
- GILBERT, J. K.; BOULTER, C. J.; ELMDER, R. Positioning models in science education and in design and technology education. In: GILBERT, J. K.; BOULTER, C. J. (Eds.) **Developing Models in Science Education**. Kluwer, Dordrecht, 2000. p. 3-17
- GRECA, I. M.; SANTOS, F. M. T. Dificuldades da generalização das estratégias de modelação em ciências: o caso da Física e da Química. **Investigações em Ensino de Ciências**, v. 10, n. 1, 2005.
- HAMAD, A. A.; ALSAAD, M. A. A Software Application for Energy Flow Simulation of a Grid Connected Photovoltaic System. **Energy Conversion and Management**, v. 51, p. 1684 – 1689, 2010.



HIUDE, F.; XUXIN, Z.; LEI, M.; TAO, Z.; QIXING, W.; HONGYUAN, S. A comparative study on three types of solar utilization technologies for building: Photovoltaic, solar thermal and hybrid photovoltaic/thermal systems. **Energy Conversion and Management**, v. 140, p. 1-13, 2017.

JABLONKA, E.; GELLERT, U. Mathematisation – demathematisation. In: GELLERT, U.; JABLONKA, A. (Ed.) **Mathematisation and Demathematisation: Social, Philosophical and Educational Ramifications**. Sense Publishers, Rotterdam, 2007. p. 1-18.

JIANG, J. A.; WANG, J. C.; KUO, K. C.; SU, Y. L.; SHIEH, J. C.; CHOU, J. J. Analysis of the junction temperature and thermal characteristics of photovoltaic modules under various operation conditions. **Energy**, p. 293-301, 2012.

KEATING, W. **Computer simulation and expert systems for photovoltaic applications**. 1991. Tese de Doutorado. University College Cork, Ireland, 1991.

KIM, N-Y.; ROPP, M. Study of the initial light-induced degradation of PV modules using N-type dendritic web silicon cells, Conference record. In: **2006 IEEE proceedings of the 4th world conference photovoltaic energy conversion**, v. 2, 2006. p. 2212–2215.

KLISE, G. T.; STEIN, J. S. **SANDIA REPORT: Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems**. Sandia National Laboratories, California, Printed December, 2009.

KRENZINGER, A. **Desenvolvimento de modelos para simulação de sistemas de energia solar fotovoltaica**. Relatório de pós-doutorado. 1993.

Laboratório de Energia Solar (LABSOL-UFRS), **Desenvolvimento de softwares – SOLARCAD**. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

LAMBERT, T.; GILMAN, P.; LILIENTHAL, P. Micropower system modeling with HOMER. In: FARRET, F. A.; SIMOES, M. G. (Ed). **Integration of Alternative Sources of Energy**. John Wiley & Sons, 2006. p. 379–418.

LEE, G. R.; FREARSON, L.; RODDEN P. An assessment of photovoltaic modelling software using real world performance data. In: **Proceedings of the 26th European photovoltaic solar energy conference and exhibition**, 2011. p. 4339–4343.

LEE, Y. W.; KUO, C. F. J.; WENG, W. H.; HUANG, C. Y.; PENG, C. Y. Dynamic modeling and entity validation of a photovoltaic system. **Applied Energy**, v. 200, p. 370-382, 2017.

LORENZO, E.; ARAÚJO, G. L.; CUEVAS, A.; EGIDO, M. A.; MINANO, J. C; ZILLES, R. **Electricidad Solar: Ingeniería de Los Sistemas Fotovoltaicos**, Universidade Politécnica de Madrid, Progensa, 1º ed., 1994.

LUZ, C. N. M. A.; TOFOLI, F. L.; VICENTE, P. dos S.; VICENTE, E. M. Assessment of ideality factor on the performance of photovoltaic modules. **Energy Conversion and Management**, v. 167, p. 63-69, 2018.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. **Renew Sustain Energy**, v. 36, p. 304 – 315, 2014.

MACÊDO, W. N. **Estudo de sistemas de geração de eletricidade utilizando energias solar fotovoltaica e eólica**. 2002. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Pará – UFPa, Belém, 2002.

MALVONI, M.; FIORE, M. C.; MAGGIOTTO, G.; QUARTA, R.; RADICE, V.; CONGEDO, P. M.; GIORGI, M. G. Improvements in the Predictions for the Photovoltaic System Performance of the Mediterranean Regions. **Energy Conversion and Management**, v. 128, p. 191 – 202, 2016.

MANITO, A. R. A. **Modelagem do controle e avaliação de sistemas híbridos de geração e minirredes de distribuição de energia elétrica**. 2018. 166 p. Tese de Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 2018.

MARINI, J. A.; ROSSI, L. A. **Suprimento de eletricidade por meio de painel fotovoltaico: programa computacional para dimensionamento**. V Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (Clagtee), São Paulo, 2003.

MARION, B. **Comparison of predictive models for PV module performance**. Poster presented at the 33rd IEEE photovoltaic specialists conference, Renewable and Sustainable Energy Reviews, San Diego, CA, May 11–16, 2008.

MATTEWS, M. R.; GAULD, C.; STINTER, A. The pendulum: its place in science, culture and pedagogy. In: MATTEWS, M. R.; GAULD, C. F.; STINNER, A. (Ed). **The Pendulum: Scientific, Sistorical, Philosophical & Educational Perspectives**. Springer, New York, 2005. p. 1-17.

MERMOUD, S. **General features**. 2006. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/software/functionalities>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

MILONE, G. **Estatística Geral e Aplicada**, Pioneira Thomson Learning, 2004.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2018: Ano base 2018** / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. **Energy Conversion and Management**, v. 47, p. 2925-2947, 2006.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; SMYTH, M.; NORTON, B. Long term validated simulation of building integrated photovoltaic system. **Solar Energy**, v. 78, p. 163-176, 2005.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2003.

NREL, **Hybrid Optmization Model for Electric Renewable - HOMER**. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

NREL, **System Advisor Model - SAM**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

OLIVEIRA, L. G. M. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** 2017. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte, 2017.

OLIVEIRA, S. H. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos: ênfase na eletrificação de residências de baixo consumo.** 1997. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo - USP, São Paulo, 1997.

ORIOLO, A.; GANGI, A. D.; A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. **Applied Energy**, p. 1161-1177, 2012.

ORTIZ-RIVERA, E. I.; PENG, F. Z. Analytical Model for a Photovoltaic Module Using the Electrical Characteristics provided by the Manufacturer Data Sheet. **IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference**, p. 2087-2091, 2005.

PAVAN, A. M.; VERGURA, S.; MELLIT, A.; LUGHI, V. Explicit empirical model for photovoltaic devices. Experimental validation. **Solar Energy**, v. 155, p. 647-653, 2017.

PEARSALL, N. **The performance of photovoltaic (PV) systems: modelling, measurement and assessment**, Elsevier, Londres, 2017.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; Costa, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, 2ª Edição, São José dos Campos, SP, pp. 55-56, 2017.

PEREIRA, G. M. R.; LOPES, E. M. C.; OLIVEIRA, G. S. Saberes docentes sobre modelagem matemática: combinando ensino e pesquisa na educação de jovens e adultos. **Cadernos da Fucamp**, v. 16, n. 27, p. 130-144, 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPTEL – CRESESB, 1ª Edição, Rio de Janeiro, RJ, pp. 50-52, 2014.

PINHO, J. T.; THIAGO, J. L.; RENDEIRO, G.; NOGUEIRA, M.; GONZALES, W. A. **Tecnologias de Energias Renováveis: Soluções Energéticas para a Amazônia.** Ministério de Minas e Energia – MME, 1ª Edição, Brasília, 2008.

PV\*SOL, **PV\*SOL® and PV\*SOL® premium.** Disponível em: <<http://www.valentin-software.com/it/prodotti/pvsol>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

PVSyst, **Photovoltaic Software.** Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

PVWatts Calculator, **NREL's PVWatts Calculator.** Disponível em: <<https://pvwatts.nrel.gov/>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas para inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2010. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS, 2010.

- RAWAT, R.; KAUSHIK, S.C.; LAMBA, R. A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 1506–1519, 2016.
- REIS, E.; MELO, P.; ANDRADE, R.; CALAPEZ, T. **Estatística aplicada**, Edições Sílabo, Vol. 1, 6º Edição, 2015.
- ROBERTS, J. J.; ZEVALLOS, A. A. M.; CASSULA, A. M. Assessment of Photovoltaic Performance Models for System Simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1104 – 1123, 2017.
- RODRIGUES, M. J. S. **Avaliação teórica e experimental de geradores fotovoltaicos sob diferentes condições de sombreamento**. 2017. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Pará – UFPa, Belém, 2017.
- ROUMPAKIAS, E.; STAMATELOS, A. Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use existing performance models. **Energy Conversion and Management**, v. 150, p. 14-25, 2017.
- SANDSTROM, J. D. A Method for Predicting Solar Cell Current-Voltage Curve Characteristics as a Function of Incident Solar Intensity and Cell Temperature, JPL. In: **Conference Record of the Sixth Photovoltaic Specialist Conference**, IEEE. Cocoa Beach: Florida, March, 1967.
- SANTOS, J. C. V. PV CODE: a dedicated computer program for teaching and research purposes. **Sixth International Symposium on Renewable Education**, India, 1998.
- SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. 2009. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2009.
- SISIFO, **Simulação para qualidade e bancabilidade de sistemas fotovoltaicos**. Disponível em: <<https://www.sisifo.info/pt/default>>. Acesso em: 19 mar. 2019.
- STONE, R. J. Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models. **Solar Energy**, v. 51, n.4, p. 289-291, 1993.
- TAHRI, F.; TAHRI, A.; OOZEKI, T. Performance evaluation of grid-connected photovoltaic systems based on two photovoltaic module technologies under tropical climate conditions. **Energy Conversion and Management**, v. 165, p. 244-252, 2018.
- THANAKODI, S. **Modeling and simulation of grid connected photovoltaic systems using MATLAB/SIMULINK**. Dissertação de Mestrado, Malaysia University of Technology, Malaysia, 2009.
- THOLON, P.; QUEIROZ, S. A. Modelos matemáticos utilizados para descrever curvas de crescimento em aves aplicados ao melhoramento genético animal. **Ciência Rural**, v. 39, n. 7, p. 2261-2269, 2009.
- TOZZI Jr, P.; JO, J. H. A Comparative Analysis of Renewable Energy Simulation Tools: Performance Simulation Model vs. System Optimization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 390 – 398, 2017.

TSAI, H. L.; SIANG, C. S.; SU, Y. J. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. **Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science WCECS**, October 22 -24, San Francisco, USA. 2008.

VAN DYK, E. E.; MEYER, E. L.; VORSTER, F. J.; LEITCH, A.W. R. Long-term monitoring of photovoltaic devices. **Renewable Energy**, v. 25, n. 2, p. 183–197, 2002.

VECCHIA, R. D. **A modelagem matemática e a realidade do mundo cibernético**. 2012. 275 p. Tese de Doutorado. Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Rio Claro-SP, 2012.

VERA, L. H. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2004. 187 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS, 2004.

VERA, L. H.; GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Resultados simulados e medidos em um sistema fotovoltaico autônomo. **ASADES - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 12, 2008.

VERA, L. H.; KRENZINGER, A. Comparação entre valores simulados e medidos para um sistema fotovoltaico autônomo, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 2007.

VIDAL, L. C.; BARRA, E.; PINHÃO, J. C. M. S. Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB TM para estudo do uso de cargas intermitentes. **Simpósio de excelência em Gestão e Tecnologia SEGeT**. 2013.

VIEIRA FILHO, J. de A.; TORRES, P. F.; MACÊDO, W. N. Análises de parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos comerciais. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2010**, Abril 17 - 20, Gramado, RS. 2018.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, p. 1198 – 1208, 2009.

WANG, D. D.; SUEYOSHI, T. Assessment of large commercial rooftop photovoltaic system installations: Evidence from California. **Applied Energy**, v. 188, p. 45-55, 2017.

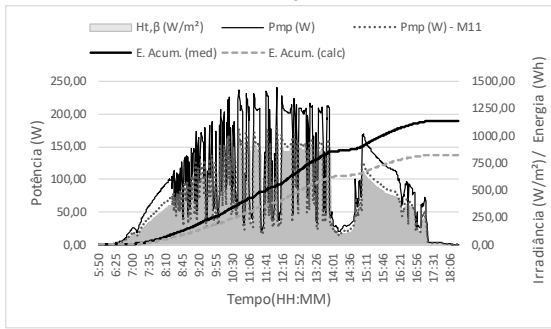
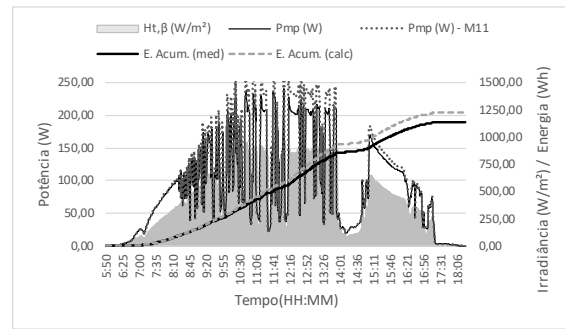
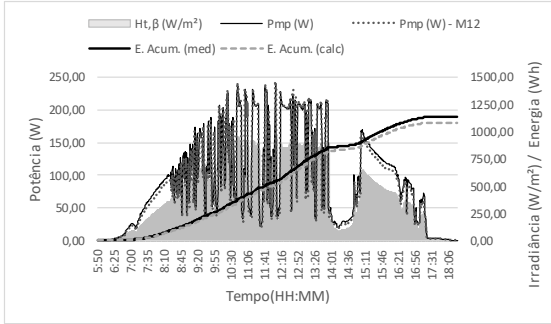
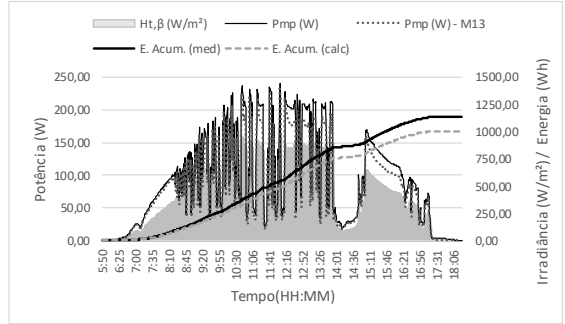
WOLF, M.; RAUSCHENBACH, H. Series resistance effects on solar cell measurements. **Advanced Energy Conversion**, v. 3, p. 455 – 479, 1963.

YATES, T.; HIBBERD, B. Production modeling for Grid-Tied PV. **Solar PRO**, v. 3, p. 30-56, 2010.

ZHOU, W.; YANG, H.; FANG, Z. A novel model for photovoltaic array performance prediction. **Applied Energy**, v. 84, p. 1187-1198, 2007

**APÊNDICE A - Comportamento de  $P_{mp}$  e Energia estimada matematicamente versus valores medidos para os módulos usados.**

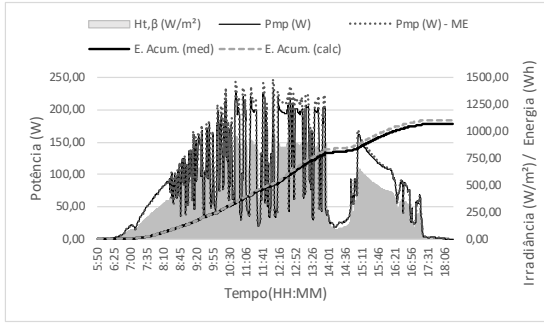


**M10****M11****M12****M13**

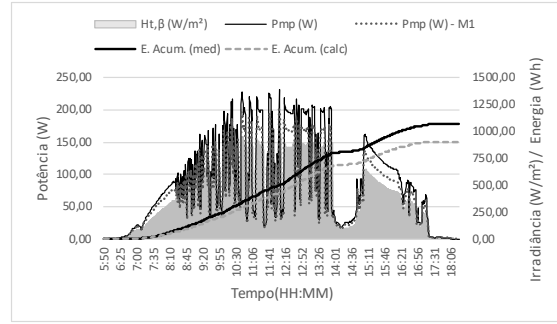


# Módulo SW230 da fabricante SolarWord

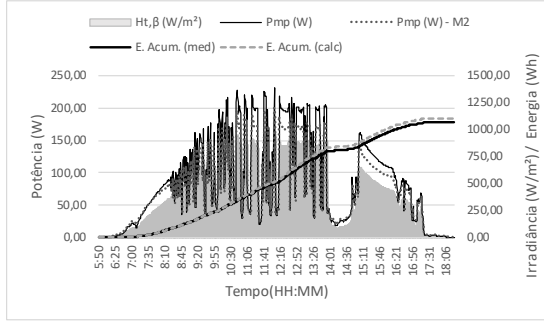
**ME**



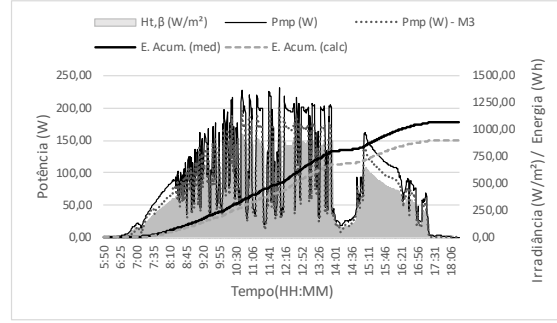
**M1**



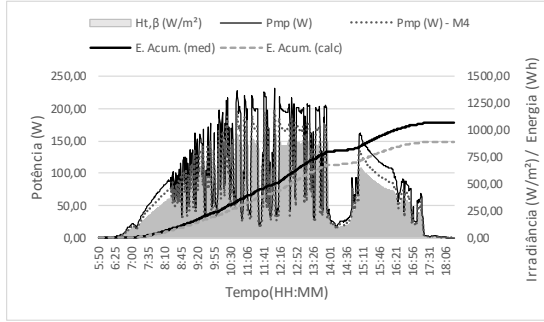
**M2**



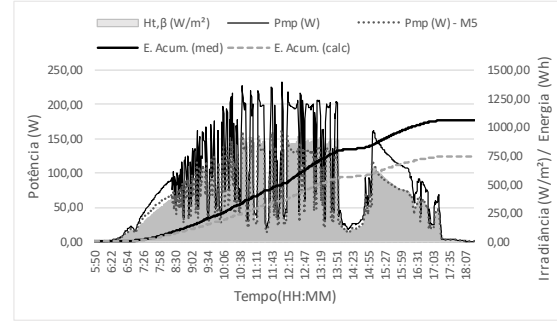
**M3**



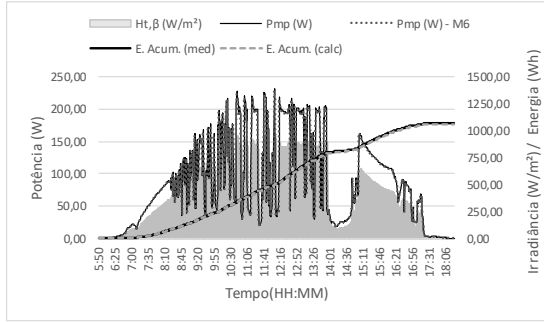
**M4**



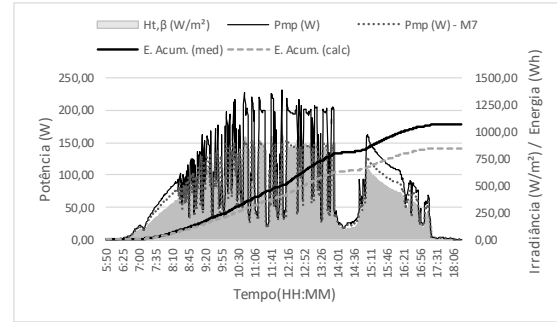
**M5**



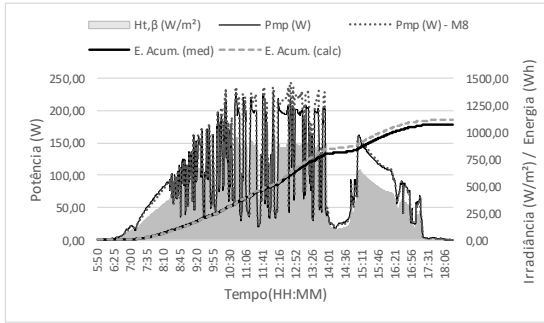
**M6**



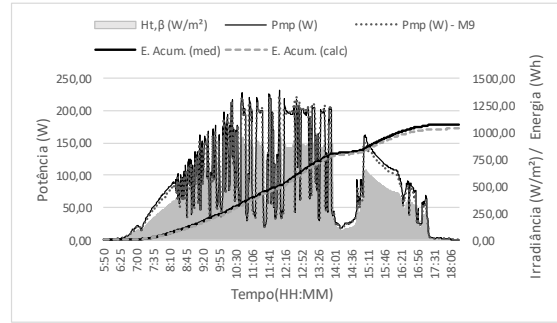
**M7**

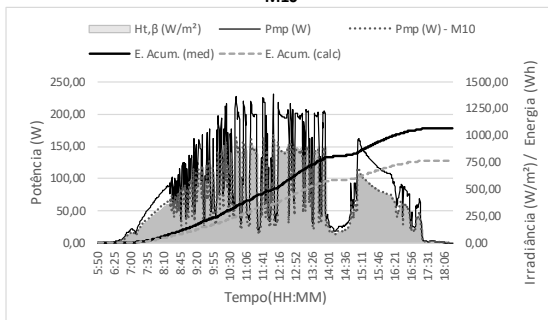
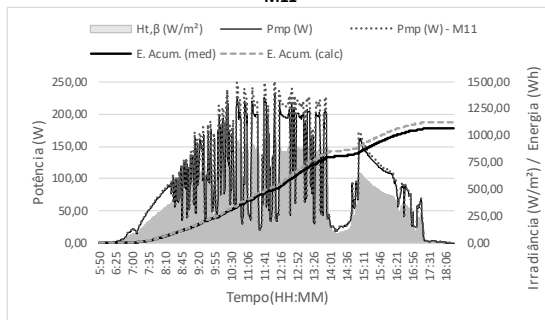
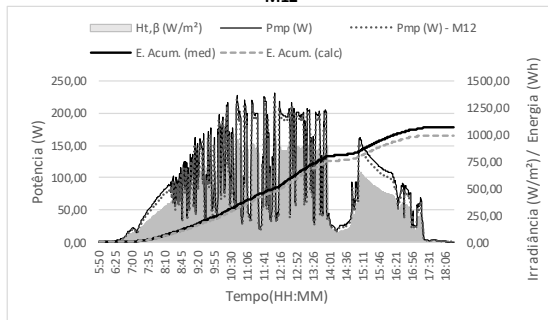
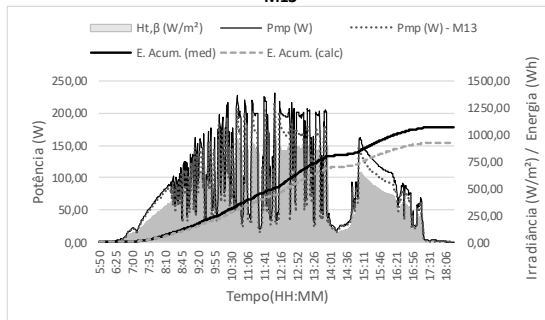


**M8**

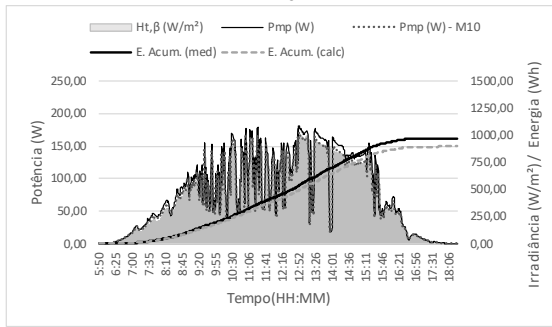
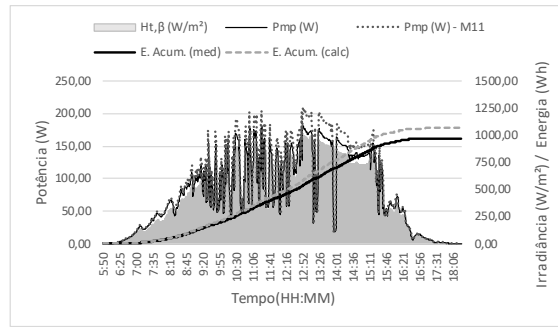
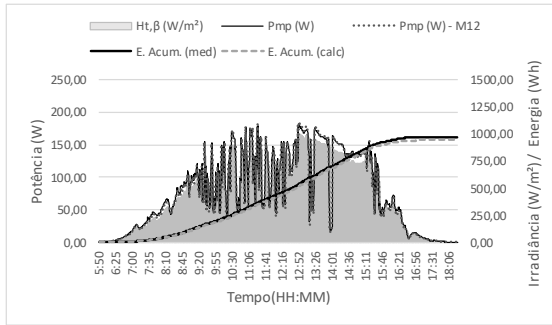


**M9**



**M10****M11****M12****M13**



**M10****M11****M12****M13**