

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

MONITORAMENTO DO DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS
DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

WILSON BRAGA JÚNIOR

DM 19 / 2014

UFPA / ITEC / PPGE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

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

WILSON BRAGA JÚNIOR

MONITORAMENTO DO DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

DM 19 / 2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

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

WILSON BRAGA JÚNIOR

MONITORAMENTO DO DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE
MÓDULOS 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

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)

Braga Júnior, Wilson, 1989-
Monitoramento do desempenho de diferentes
tecnologias de módulos fotovoltaicos / Wilson
Braga Júnior. - 2014.

Orientador: Wilson Negrão Macêdo;
Coorientador: João Tavares Pinho.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém,
2014.

1. Energia solar - testes. 2. Energia
elétrica - produção. I. Título.

CDD 22. ed. 621.4716

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

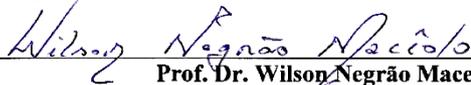
**“MONITORAMENTO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES
TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS”**

AUTOR: WILSON BRAGA JUNIOR

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.

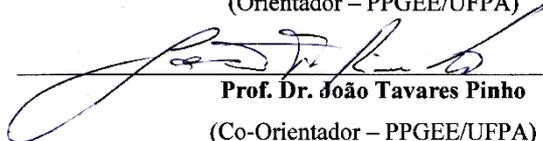
APROVADA EM: 07/08/2014

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo

(Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. João Tavares Pinho

(Co-Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo

(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)



Prof. Dr. Alaam Ubaiara Brito

(Avaliador Externo – UNIFAP)



Prof. Dr. Roberto Zilles

(Avaliador Externo – USP)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

A meus pais pelo apoio incondicional. E por serem os melhores pais do mundo.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo, que desde o primeiro momento me apoiou de maneira incrível fornecendo todo o apoio necessário para a concretização deste trabalho. Como orientador é totalmente diferente do perfil tradicional, tendo atuado de forma direta em todas as etapas. De orientador se tornou admirável amigo.

Ao Prof. Dr. João Tavares Pinho, por todo conhecimento adquirido durante as disciplinas e pelas lições de vida aprendidas nas suas palavras.

A todos os professores das demais disciplinas que contribuíram significativamente para meu desenvolvimento acadêmico.

Aos companheiros de laboratório, por todos os momentos divertidos, companhia nas filas do RU, aventuras nas comunidades ribeirinhas e todas as dificuldades superadas nesses 2 anos de convivência.

Ao Renato por todos os momentos de diversão e aprendizagem. São raras as pessoas que tem esse entusiasmo em compartilhar conhecimento. A Keila pela amizade e por ter apresentado as macros de Excel e Joy Division, que foram dois companheiros nessa jornada. Ao Alan que executou os experimentos de sombreamento e resfriamento dos módulos com muita disposição.

Ao Luis por ter comunicado a oportunidade do mestrado, sem o qual nada disso teria sido possível.

A meu irmão Alessandro por ter dado apoio em momentos de dificuldade e por ter me incentivado a desenvolver meu próprio caminho.

Aos amigos de Júlio e Fausto pelos incontáveis momentos de diversão na Steam.

Ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia (INCT-EREEA) e ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) pela bolsa de estudos durante o período de realização deste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	X
LISTA DE TABELAS	XVII
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	XVIII
RESUMO	XIX
ABSTRACT	XX
INTRODUÇÃO.....	1

CAPÍTULO 1 DESCRIÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... 4

1.1 O módulo fotovoltaico	4
1.1.1 Célula e o efeito fotovoltaico	4
1.1.2 Composição básica de um módulo fotovoltaico.....	6
1.1.3 Comportamento das grandezas elétricas.....	8
1.1.4 Breve histórico da aplicação dos módulos fotovoltaicos.....	12
1.2 O estado da arte dos módulos fotovoltaicos	14
1.2.1 A energia fotovoltaica no mundo	14
1.2.2 Detalhes das aplicações dos módulos FV.....	17
1.3 Parâmetros característicos de módulos fotovoltaicos comerciais.....	20
1.3.1 Eficiência	22
1.3.2 Corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e fator de forma.....	25
1.3.3 Coeficientes de temperatura	29

CAPÍTULO 2 DESCRIÇÃO DO CAMPO DE TESTES E DO TRATAMENTO DE DADOS..... 33

2.1 O campo de testes	33
2.2 Descrição dos equipamentos.....	34
2.3 Tratamento de dados.....	40
2.4 Operação do sistema.....	49

CAPÍTULO 3 RESULTADOS..... 56

3.1 O recurso solar	56
3.1.1 Equipamentos e comparação das medidas de irradiância.....	59
3.1.2 Análise dos dados de irradiação solar.....	64
3.1.3 Questões pontuais em relação a medição da irradiação solar.....	80
3.2 Análise dos módulos FV	82

3.2.1	Módulos mono e policristalino.....	82
3.2.2	Módulos fabricante Sanyo.....	94
3.2.3	Módulos de filme fino.....	100
3.3	Cálculo dos coeficientes de variação das grandezas em função da temperatura.....	108
3.4	Análise de sombreamento.....	119
3.5	Comparação dos resultados.....	128
3.6	Distribuição de frequência da eficiência, Voc e Vmp.....	135
CONCLUSÃO.....		143
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		146
Apêndice A.....		151
Apêndice B.....		154
Apêndice C.....		158
Apêndice D.....		161
Apêndice E.....		163
Apêndice F.....		165
Apêndice G.....		168

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Representação em corte de uma célula fotovoltaica.	4
Figura 1.2 – Junção p-n a nível atômico.....	5
Figura 1.3 – Difusão de elétrons na junção p-n.....	6
Figura 1.4 – Visão em corte dos componentes de um módulo fotovoltaico.	7
Figura 1.5 – Visão do módulo fotovoltaico.....	7
Figura 1.6 – Caixa de conexão típica de um módulo fotovoltaico.....	8
Figura 1.7 – Variações em estilos da tecnologia fotovoltaica presentes no mercado.	8
Figura 1.8 – V_{mp} e V_{oc} de um módulo ao longo do dia.	9
Figura 1.9 – Curva IV de célula de silício monocristalino experimental.....	10
Figura 1.10 – Curva IV, e curvas de potência e resistência associadas a cada ponto.	11
Figura 1.11 – Influência da irradiância e temperatura na curva IV do módulo.....	11
Figura 1.12 – Influência da irradiância e temperatura na curva de potência de um módulo....	12
Figura 1.13 – Potência instalada em sistemas fotovoltaicos acumulada mundial.	14
Figura 1.14 – Potência instalada em sistemas fotovoltaicos anualmente no mundo.....	15
Figura 1.15 – Potência instalada acumulada total por país em sistemas fotovoltaicos até o ano de 2013.	16
Figura 1.16 – Participação de sistemas isolados e sistemas conectados a rede na matriz fotovoltaica.	17
Figura 1.17 – Preços de instalações e módulos fotovoltaicos por ano.	18
Figura 1.18 – Capacidade de produção e participação no mercado por tecnologias de módulos.	19
Figura 1.19 – Capacidade de produção para tecnologias de módulos alternativos.	20
Figura 1.20 – Análise de eficiência dos módulos do banco de dados.	23
Figura 1.21 – Análise dos módulos do fabricante Kyocera.....	25
Figura 1.22 – Influência do número de células na tensão de circuito aberto dos módulos do banco de dados.	26
Figura 1.23 – Corrente de curto-circuito dos módulos do banco de dados.	26
Figura 1.24 – Corrente de curto-circuito por unidade de área dos módulos do banco de dados.	27
Figura 1.25 – Fator de forma dos módulos do banco de dados.	28
Figura 1.26 – Relação entre: (a) corrente de curto-circuito e de máxima potência; (b) tensão de circuito aberto e tensão de máxima potência dos módulos do banco de dados.	29

Figura 1.27 – Coeficiente de variação da potência em função da temperatura.	30
Figura 1.28 – Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura dos módulos do banco de dados.	31
Figura 1.29 – Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura dos módulos do banco de dados.	31
Figura 2.1 – Linha do tempo dos eventos do campo de testes.	33
Figura 2.2 – Bases metálicas de suporte dos módulos.	34
Figura 2.3 – Sensor de irradiância instalado no campo.	35
Figura 2.4 – (a) Sensores de temperatura (b) estação meteorológica.	35
Figura 2.5 – Detalhamento dos quadros de conexão.	36
Figura 2.6 – Detalhamento dos quadros de conexão.	37
Figura 2.7 – Quadro interno do GEDAE.	39
Figura 2.8 – Esquema de ligação entre os dispositivos.	40
Figura 2.9 – Esquema geral de interligação dos componentes.	40
Figura 2.10 – Visualização da tela ao acessar os datacenters.	41
Figura 2.11 – <i>Layout</i> da Aba de medições dos módulos dos arquivos diários gerados automaticamente.	45
Figura 2.12 – Gráficos gerados com a planilha “Tradutor de curva IV”	47
Figura 2.13 – Aba “gráfica” dos arquivos diários gerados automaticamente.	48
Figura 2.14 – <i>Layout</i> do arquivo mensal gerado automaticamente.	49
Figura 2.15 – Fluxo de arquivos durante o tratamento de dados.	49
Figura 2.16 – Verificação de erros através da macro “achaerros”.	50
Figura 2.17 – Número falhas nas medidas diárias para o período monitorado.	52
Figura 2.18 – Problema na vedação da placa do piranômetro.	54
Figura 2.19 – <i>Layout</i> do posicionamento dos módulos durante os testes.	54
Figura 2.20 – <i>Layout</i> do sistema modificado para os testes pontuais.	55
Figura 3.1 – Exemplo de cálculo das horas de sol pleno.	56
Figura 3.2 – Irradiância extraterrestre medida por diversas estações espaciais.	57
Figura 3.3 – Irradiância extraterrestre corrigida.	57
Figura 3.4 – Componentes da irradiação.	58
Figura 3.5 – Sensor de irradiância no campo de testes.	59
Figura 3.6 – Comparação entre as medidas dos sensores monocristalino e policristalino.	59
Figura 3.7 – Comparação das medidas dos sensores mono e policristalino.	60
Figura 3.8 – Estação meteorológica do GEDAE com destaque para o piranômetro.	61

Figura 3.9 – Resposta espectral do piranômetro e das células de referência.....	62
Figura 3.10 – Comparação entre medidas do piranômetro da estação meteorológica e dos sensores fotovoltaicos do campo de testes.	63
Figura 3.11 – Irradiância medida pelo piranômetro (esquerda) e medida pelos sensores fotovoltaicos (direita).	64
Figura 3.12 – irradição diária (a) de outubro a julho e (b) agosto.	65
Figura 3.13 – Irradiações médias diárias por mês.	67
Figura 3.14 – Perfis de irradiância com (a) sombreamento rápido e (b) sombreamento prolongado típicos dos meses de outubro a novembro.....	67
Figura 3.15 – Perfil de irradiância com chuva ao fim de tarde típico do mês de dezembro. ...	68
Figura 3.16 – Perfil de irradiância devido a elevada nebulosidade e chuva, típico meses de janeiro a abril.	68
Figura 3.17 – Perfis de irradiância com (a) sombreamento rápido e (b) com sombreamento somente a tarde típicos dos meses de maio e junho.	69
Figura 3.18 – Perfil de irradiância com poucas nuvens rápidas típico dos meses de junho a agosto.....	69
Figura 3.19 – Curva de irradiância média diária (a) de outubro a maio e (b) de junho a agosto.	70
Figura 3.20 – Gráfico do dia médio para todo o período analisado.	71
Figura 3.21 – Influência da chuva no fim de tarde no gráfico de irradiância média global.	72
Figura 3.22 – Distribuição de frequência de irradiação em função da irradiância (a) de outubro a julho e (b) agosto.	73
Figura 3.23 – Gráfico da distribuição de irradiação em função da irradiância por mês, para todas as medidas.	75
Figura 3.24 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função da irradiância por mês (a) de outubro a julho e (b) agosto.	76
Figura 3.25 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função da irradiância para todas as medidas.	77
Figura 3.26 – Distribuição do número de dias em função da irradiação diária (a) de outubro a janeiro e (b) de fevereiro a agosto.	78
Figura 3.27 – Distribuição do número de dias em função da irradiação diária para todas medidas.	80
Figura 3.28 – Pontos de sombreamento de um dos sensores.	81
Figura 3.29 – Curva de irradiância com problemas nos dados.....	82

Figura 3.30 – Visão geral dos módulos mono e policristalinos.....	83
Figura 3.31 – Energia diária dos módulos mono e policristalinos.	84
Figura 3.32 – Energia diária gerada em função da irradiação para módulos mono e policristalinos.	86
Figura 3.33 – Eficiência diária do módulos (a) S_19, (b) SW230, (c) 60MCI e (d) YL185....	88
Figura 3.34 – Exemplo gráfico do cálculo do numerador e do denominador do <i>Performance Ratio</i>	90
Figura 3.35 – Distribuição de frequência dos módulos (a) Aleo (Sanyo-S19), (b) Solarworld, (c) Day4energy e (d)Yingli.	91
Figura 3.36 – Detalhes da célula HIT.....	95
Figura 3.37 – Visão geral e dos módulos Sanyo.	95
Figura 3.38 – Energia gerada diariamente pelos módulos (a) HIT235 e (b) HIT205.	96
Figura 3.39 – Energia diária gerada em função da irradiação dos módulos do fabricante Sanyo.	97
Figura 3.40 – Eficiência diária dos módulos do fabricante Sanyo.	98
Figura 3.41 – Distribuição de frequência dos módulos do fabricante Sanyo.	99
Figura 3.42 – <i>Layout</i> dos módulos de filme fino.....	101
Figura 3.43 – Geração de energia diária dos módulos de filme fino.....	102
Figura 3.44 – Energia diária gerada em função da irradiação dos módulos de filme fino.	103
Figura 3.45 – Eficiência diária dos módulos de filme fino.	104
Figura 3.46 – Rachadura do módulo X120.	105
Figura 3.47 – Distribuição de frequência dos módulos de filme fino.	106
Figura 3.48 – Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto por faixas de irradiância do módulo S_19 BEMS03.....	110
Figura 3.49 – Análise dos coeficientes de temperatura da tensão de circuito aberto por faixas de 100 W/m ² de irradiância para o módulo S_19 BEMS03	111
Figura 3.50 – Análise do coeficiente de tensão de circuito aberto por faixas de 100 W/m ² de irradiância do módulo S_19 BEMS03.....	113
Figura 3.51 – Identificação de problema na medição de temperatura no módulo da posição BEMS03.	114
Figura 3.52 – Valores de potência na máxima potência em função da temperatura, classificados por irradiância antes do tratamento de dados para o módulo S_19 BEMS03...	115

Figura 3.53 – Valores de potência em função da temperatura classificados por irradiância após o tratamento de dados (correção para condição de 1000 W/m^2) para o módulo S_19 BEMS03.	116
Figura 3.54 – Circuito do módulo (a) sem a atuação do diodo (células uniformemente iluminadas) e (b) com uma célula sombreada e o diodo atuando.....	120
Figura 3.55 – Sombreamentos realizados nos módulos FVs durante os testes.	121
Figura 3.56 – Simulação de sombreamento em um módulo FV.	122
Figura 3.57 – Curva IV para as diversas condições de sombreamento vertical.	123
Figura 3.58 – Curva de potência para o sombreamento de 50% do módulo 60MCI e SW240.	124
Figura 3.59 – Curva IV para as diversas condições de sombreamento Horizontal.	126
Figura 3.60 – Módulo FV em (a) funcionamento normal (b) sombreamento vertical e (c) sombreamento horizontal.	126
Figura 3.61 – Circuitos de diodo de passagem para os módulos (a) SW230 e (b) 60MCI. ...	127
Figura 3.62 – Exemplo de comportamento típico de módulos fotovoltaicos sombreados....	128
Figura 3.63 – Eficiência média global dos módulos comparada com seus valores nominais.	129
Figura 3.64 – Produtividade média global diária de todos módulos FVs avaliados experimentalmente.....	130
Figura 3.65 – <i>Performance ratio</i> média global de todos módulos.	130
Figura 3.66 – Eficiência média diária em função da energia média diária para todos módulos.	131
Figura 3.67 – Eficiência diária em função da temperatura média diária de 05:00 a 19:00 de todos módulos.....	132
Figura 3.68 – Energia diária média mensal de todos módulos.....	133
Figura 3.69 – Eficiência média mensal de todos módulos.	133
Figura 3.70 – <i>Performance ratio</i> média mensal de todos módulos exceto o HIT235.....	134
Figura 3.71 – Produtividade média mensal de todos os módulos.	135
Figura 3.72 – Distribuição de frequência da energia gerada em função da eficiência para módulos mono e policristalinos.....	136
Figura 3.73 – Distribuição de frequência da energia gerada em função da eficiência para módulos do fabricante Sanyo.	137
Figura 3.74 – Exemplo de redução da eficiência para o módulo HIT-205DNKHE1.	138

Figura 3.75 – Distribuição de frequência da energia gerada em função da eficiência para módulos de filme fino.....	138
Figura 3.76 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função de Voc e da energia em função Vmp para os módulos mono e policristalinos.....	139
Figura 3.77 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função de Voc e energia em função de Vmp para os módulos do fabricante Sanyo.	141
Figura 3.78 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função de Voc e energia em função de Vmp para os módulos de filme fino.....	141
Figura A.1 – Performance ratio do módulos (a) S_19, (b) SW230, (c) 60MCI (d) YL185...	151
Figura A.2 - Performance ratio diário do módulo HIT235.	152
Figura A.3 - Performance ratio diário do módulos de filme fino.....	153
Figura A.4 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo S_19.	154
Figura A.5 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo SW230.	155
Figura A.6 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo 60MCI.....	155
Figura A.7 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo YL185.	156
Figura A.8 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo HIT235.....	156
Figura A.9 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo HIT205.....	156
Figura A.10 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulos de filme fino.	157
Figura A.11 – Relações Imp/Isc, Vmp/Voc e fator de forma para os módulos S_19.	158
Figura A.12 – Relações Imp/Isc, Vmp/Voc e fator de forma para os módulos SW230.	158
Figura A.13 – Relações Imp/Isc, Vmp/Voc e fator de forma para os módulos 60MCI.....	159
Figura A.14 – Relações Imp/Isc, Vmp/Voc e fator de forma para o módulo YL185.	159
Figura A.15 – Relação entre correntes (Imp/Isc) e tensões (Vmp/Voc) em função da potência do módulo HIT235.	159
Figura A.16 – Relação entre correntes (Imp/Isc) e tensões (Vmp/Voc) em função da potência do módulo HIT205.	159
Figura A.17 – Relação entre correntes (Imp/Isc) e tensões (Vmp/Voc) em função da potência dos módulos de filme fino.	160
Figura A.18 – Fator de forma em função da potência dos módulos mono e policristalinos..	161
Figura A.19 – Fator de forma em função da potência dos módulos da tecnologia HIT.....	161
Figura A.20 – Fator de forma em função da potência dos módulos de filme fino.....	162
Figura A.21 – Vmp e Imp em função da irradiância para os módulos mono e policristalinos.	163
Figura A.22 – Vmp e Imp em função da irradiância para os módulos da tecnologia HIT.....	164

Figura A.23 – V_{mp} e I_{mp} em função da irradiância para os módulos de filme fino.	164
Figura A.24 – Distribuição de frequência do módulo X120 com o período que ele esteve danificado.	165
Figura A.25 – Relação entre correntes (I_{sc} e I_{mp}) e tensões (V_{oc} e V_{mp}) do módulo X120 com o período que ele esteve danificado.	166
Figura A.26 – Relação entre correntes (I_{sc} e I_{mp}) e tensões (V_{oc} e V_{mp}) em função da potência para o módulo X120 com o período que ele esteve danificado.	166
Figura A.27 – Curvas IV para o módulo X120 medidas com bom funcionamento e no período danificado.	167
Figura A.28 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos S_19.	168
Figura A.29 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos SW230.	168
Figura A.30 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos 60MCI.	168
Figura A.31 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior do módulo YL185.	169
Figura A.32 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos HIT.	169
Figura A.33 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos de filme fino.	169

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Descrição da tecnologia e número de modelos de módulos para cada fabricante presente na pesquisa.	21
Tabela 2.1 – Identificação dos módulos presentes nos testes.....	53
Tabela 3.1 – Desvio padrão, maior valor e menor valor de irradiação solar nos meses analisados.	66
Tabela 3.2 – Valores de placa dos módulos mono e policristalinos.....	83
Tabela 3.3 – Valores de V_{mp}/V_{oc} médios por faixa de irradiância para os módulos mono e policristalinos.	94
Tabela 3.4 – Valores nominais dos módulos do fabricante Sanyo.....	95
Tabela 3.5 – Valores de V_{mp}/V_{oc} médios por faixa de irradiância para os módulos do fabricante Sanyo.	100
Tabela 3.6 – Valores nominais dos módulos de filme fino.....	100
Tabela 3.7 – Valores de V_{mp}/V_{oc} médios por faixa de irradiância para os módulos de filme fino.....	107
Tabela 3.8 Coeficientes de variação de parâmetros elétricos em função da temperatura para os módulos em teste.	108
Tabela 3.9 – Coeficientes de variação das tensões em função da temperatura calculados para o módulo S_19.....	112
Tabela 3.10 – Comparação entre os coeficientes de tensão em função da temperatura medidos e nominais.....	117
Tabela 3.11 – Comparação entre os coeficientes de variação da potência em função da temperatura medidos e nominais.....	118
Tabela 3.12 – Comparação entre os coeficientes de corrente em função da temperatura medidos e nominais.	118
Tabela 3.13 – Valores de percentuais da energia elétrica diária produzida dos módulos FVs sombreados verticalmente em função do módulo FV não sombreado.....	122
Tabela 3.14 – Valores de percentuais da energia elétrica diária produzida dos módulos FVs sombreados horizontalmente em 100% e 75%, em função do módulo FVs não sombreado.	125
Tabela 3.15 – Valores de percentuais da energia elétrica diária produzida dos módulos FVs sombreados horizontalmente em 50% e 25%, em função do módulo FVs não sombreado... ..	125

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

INCT-EREEA – Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia.

CNPq – Conselho Nacional de Pesquisa.

FV – Fotovoltaico.

GEDAE – Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas.

PMP – Ponto de máxima potência.

Imp – Corrente no ponto de máxima potência.

Vmp – Tensão no ponto de máxima potência.

Pmp – Potência no ponto de máxima potência.

CIS – Tipo de célula de filme fino composta por Disseleneto de Cobre Índio.

CIGS – Tipo de célula FV de filme fino composta por Disseleneto de Cobre Índio e Gálio.

IEA – Agência Internacional de Energia.

STC – Condições padrão de teste. Irradiância a 1.000 W/m^2 , 25° C , massa de ar de 1,5 e velocidade do vento de 1 m/s.

NOCT – Condição nominal de operação. 800 W/m^2 , 20° C , massa de ar de 1,5 e velocidade do vento de 1 m/s.

H_β – Irradiância medida no plano do gerador.

Voc – Tensão de circuito aberto.

Isc – Corrente de curto-circuito.

PR – Produtividade.

BEMS – Utilizado para identificar a posição em que o módulo está conectado ao sistema de medição.

Mpp, Mp1 e Mp7 – Identificadores dos três *datacenters*.

Macro – Conjunto de instruções programadas no excel visando automatização de tarefas.

P_{FV} – Potência instantânea do gerador fotovoltaico

P_{FV}^0 – Potência de placa do gerador fotovoltaico.

Egd – Energia gerada pelo módulo diariamente

Rd – irradiação diária.

$H_{t,\beta}$ – Irradiância medida no plano do gerador no instante t.

η_{fv} – Eficiência do gerador fotovoltaico.

PR – *Performance ratio*.

RESUMO

Este trabalho consiste na avaliação experimental de 13 módulos fotovoltaicos de 5 diferentes tecnologias. Para isso foi instalado na área externa do laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas na Universidade Federal do Pará um campo de testes para medição de módulos a sol real, com os testes realizados no período de 21/10/12 a 30/08/2013. Essas medições possibilitaram a aquisição das principais variáveis de interesse nessa aplicação que são: irradiação solar, temperatura da parte posterior dos módulos, tensão e corrente elétrica e curva IV. A partir dessas medições foram calculados parâmetros como eficiência, desempenho global, produtividade, entre outros. Essas grandezas determinam as características de geração dos módulos fotovoltaicos e são fundamentais para se entender seu funcionamento, sendo elas apresentadas detalhadamente na forma gráfica ao longo deste trabalho. Além dos dados experimentais, o estudo traz como contribuição um panorama geral sobre o estado da arte de módulos fotovoltaicos, experiências adquiridas durante o período de monitoramento, características do sistema de aquisição de dados desenvolvido e uma análise da influência de sombreamento no desempenho dos módulos fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, módulo fotovoltaico, análise de desempenho.

ABSTRACT

This work consists in an experimental analysis of 13 photovoltaic modules and 5 different technologies. For this, a test field for module measurement under real sun conditions was installed in the outdoor area of the Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas at the Universidade Federal do Pará, being the tests realized in the period between 21/10/2013 to 30/08/2013. Those measurements allowed the acquisition of the principal variables of interest of this kind of application, which are: solar radiation, module temperature, module's voltage, current and IV curve. With the obtained data was possible to evaluate the most important photovoltaic parameters such as efficiency, performance ration, productivity, among others. These quantities determine the generation characteristics of this kind of equipment and are very important to understand its operation; these quantities are presented in detail in graphical format throughout the text. In addition, this study brings other contributions, like the description of the system developed for the data processing, the experiences during the monitoring period, an overview of the state of art for photovoltaic modules and an analysis of the shading influence on the photovoltaic module's performance.

Keywords: Photovoltaic solar energy, photovoltaic module, performance analysis.

INTRODUÇÃO

A utilização da tecnologia fotovoltaica como alternativa na produção de eletricidade é uma realidade vivida em diversos países do mundo. No Brasil, com a publicação da Resolução Normativa 482, há uma indicação de que essa tecnologia passe a ser cada vez mais disseminada no país. Com isso, cresce também a necessidade de se aumentar o conhecimento sobre a operação das diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, principalmente nas condições de clima do Brasil. O clima da região Norte tem bastante relevância nesse contexto, por se apresentar condição bem diferente das condições de operação encontrada nos países da Europa, nos quais esses equipamentos tem grande parte das suas aplicações, além de ser uma região de elevado recurso solar.

Dada a importância da tecnologia solar fotovoltaica no cenário mundial e nacional, este trabalho pretende ser uma contribuição para a ampliação dos conhecimentos a respeito do funcionamento dos módulos fotovoltaicos. Ele consiste na análise do desempenho de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos medidos a sol real. Para isso, foram utilizados dados de sistema de medições nas dependências do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA). O principal objetivo deste trabalho é, a partir dos dados obtidos desse campo de teste, desenvolver a caracterização individual de cada módulo fotovoltaico através do levantamento de seus parâmetros elétricos nas condições climáticas de Belém do Pará.

Na literatura há vários estudos de desempenho energético de módulos fotovoltaicos e grande parte das metodologias de análise e figuras de mérito foram aproveitadas para a aplicação nesta pesquisa. Cada um desses estudos foca em uma característica específica, e esse trabalho reúne as análises mais relevantes e aplica nos dados gerados pelo sistema. Como exemplo de estudos nessa área, em Tiba (2012) destaca-se o desenvolvimento de uma análise de desempenho de módulos fotovoltaicos baseado na relação de temperatura e eficiência em dois locais no Nordeste do Brasil. Uma completa análise sobre o desempenho energético de sistemas fotovoltaicos é apresentada por Kymakis et al. (2009) com um sistema conectado à rede com potência de 171,36 kW que além das variáveis tradicionais também apresenta um diagrama de Sankey com uma análise detalhada de perdas, desde o módulo até o inversor.

Além dos estudos voltados para a análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos foram encontrados assuntos mais voltados para o foco deste trabalho, que envolve a comparação de várias tecnologias de módulos fotovoltaicos. Desses trabalhos, Cañete et al.

(2014) se destaca apresentando uma comparação de módulos de silício cristalino, amorfo, e módulos de telureto de cádmio. Nessas análises as tecnologias são comparadas graficamente em relação a variáveis como eficiência diária, desempenho global (performance ratio) e produtividade. Essas análises foram replicadas aos dados gerados no campo de testes e os resultados são apresentados nesta pesquisa.

Além da análise dos resultados gerados pelo campo de testes, este trabalho também descreve um panorama da tecnologia no mundo e aborda detalhes a respeito do tratamento de dados. Todos esses assuntos estão organizados em três capítulos.

O primeiro capítulo apresenta o equipamento em análise neste trabalho, o módulo fotovoltaico. O primeiro tópico primeiro tópico abordam os conhecimentos básicos sobre esse equipamento, já o segundo faz uma análise do estado da arte dos módulos abordando suas aplicações no mundo, a distribuição das diferentes tecnologias e uma breve análise de custos. O terceiro tópico trata de uma pesquisa realizada com datashets de 280 módulos fotovoltaicos. Nessa pesquisa foram levantadas e avaliadas suas principais características elétricas de placa, fornecendo uma visão geral sobre as grandezas típicas desses equipamentos.

No segundo capítulo são abordadas questões referentes ao campo de testes utilizado para a realização da parte experimental desta pesquisa. Ele é subdividido em quatro tópicos, sendo que os dois primeiros descrevem as características dos equipamentos em teste, seu posicionamento no campo, as ligações do sistema, etc. No terceiro tópico é apresentado o sistema utilizado para aquisição de dados e um roteiro para a utilização dos *scripts* que faz o tratamento da informação. O mecanismo de tratamento de dados foi inteiramente elaborado durante este trabalho, e é uma ferramenta fundamental para o campo de testes, já que o sistema gera arquivos em um formato que dificulta a avaliação. No quarto tópico é abordado o histórico de operação do sistema desde sua implantação, abordando as principais alterações e os problemas ocorridos.

O terceiro e último capítulo trata dos resultados coletados no campo de testes. Ele está dividido em seis tópicos. O primeiro aborda questões referentes ao recurso solar do período de medição. O segundo e o terceiro mostram os resultados dos módulos em teste, principalmente através de gráficos das figuras de mérito mais relevantes. No quarto tópico é apresentada uma análise de sombreamento que tem por objetivo descrever o desempenho dos módulos nessas condições. O quinto tópico é uma comparação de valores globais de desempenho dos módulos fotovoltaicos em teste. O sexto e último aborda a distribuição de

frequência dos valores de tensão e eficiência dos módulos, estabelecendo a faixa típica de valores dessas grandezas para cada um dos equipamentos em teste.

CAPÍTULO 1

DESCRIÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

1.1 O módulo fotovoltaico

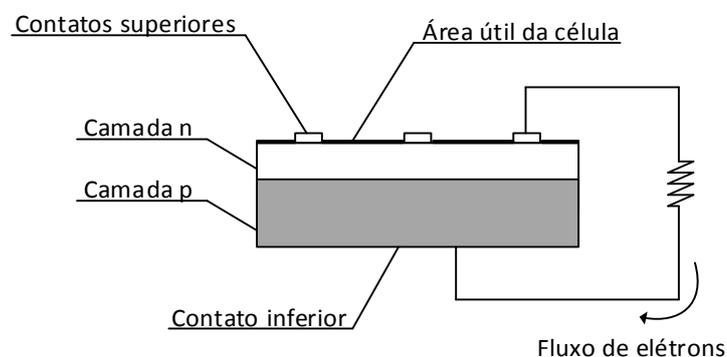
Este tópico inicial visa descrever de maneira simples os principais temas referentes ao módulo FV. Essa abordagem inicial introduz os conceitos básicos necessários para o entendimento da pesquisa apresentada posteriormente, descrevendo o funcionamento, o histórico e detalhes da aplicação desse equipamento.

1.1.1 Célula e o efeito fotovoltaico

O equipamento em análise nesta dissertação é o módulo FV. Ele é um dispositivo de conversão energética que converte diretamente energia solar em energia elétrica. Essa conversão é promovida a partir do efeito fotovoltaico, que consiste no surgimento de uma diferença de potencial em um semicondutor, quando exposto ao Sol. Porém, para que seja possível o aproveitamento do efeito fotovoltaico para fins práticos é necessário a adaptação do semicondutor em uma célula, que, como definido pela NBR10899 é o “conversor elementar” dessa tecnologia.

A maioria das células fotovoltaicas comerciais tem são constituídas de duas camadas semicondutores, contatos metálicos superiores e inferiores e a área útil de recepção da energia solar. A Figura 1.1 ilustra uma célula fotovoltaica com suas partes principais.

Figura 1.1 – Representação em corte de uma célula fotovoltaica.



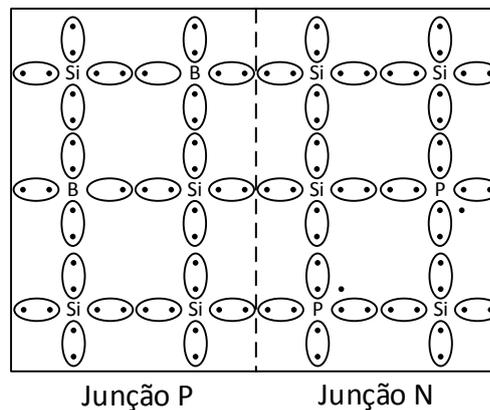
Fonte: Elaboração própria.

Para a produção das células o semicondutor mais utilizado na indústria fotovoltaica é o silício, pois esse elemento já possui um grande número de aplicações na indústria eletrônica, com processos de tratamento bastante desenvolvidos. Além do silício, existem células de

outros elementos como o germânio e o selênio, ou formadas por ligas e compostos como telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS), entre outros.

Independentemente do material utilizado para a fabricação da célula seu princípio de funcionamento é basicamente o mesmo, sendo fundamentado no campo elétrico interno estabelecido pela junção p-n. Inicialmente, para se obter essa junção são introduzidos elementos, também conhecidos como dopantes, que alteram as propriedades elétricas originais do semiconductor. Na camada p da junção são ligados elementos que possuem uma quantidade menor de elétrons na camada de valência que o semiconductor, e na camada n são inseridos elementos que tem uma quantidade maior de elétrons na camada de valência. Para exemplificar a Figura 1.2 ilustra como se dá a formação da junção p-n a nível atômico para a célula de Silício.

Figura 1.2 – Junção p-n a nível atômico.



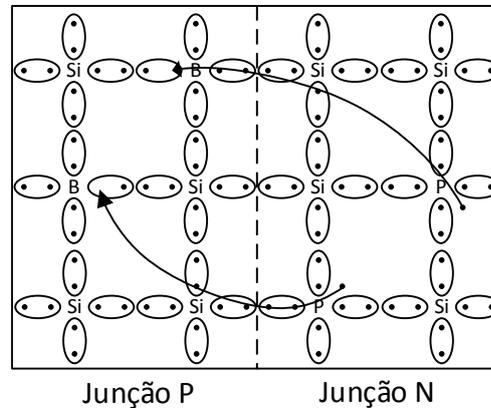
Fonte: Elaboração própria.

O silício possui 4 elétrons na sua camada de valência, logo pela regra do octeto, ele deverá fazer 4 ligações para atingir sua estabilidade atômica. O modelo da Figura 1.2 representa a rede cristalina de silício dopada pelo elemento boro a esquerda, formando a parte p da junção, e pelo elemento fósforo a direita, que forma a parte n. Na parte p nota-se que a rede cristalina apresenta lacunas onde o elemento boro está presente, já que ele possui apenas 3 elétrons na sua camada de valência. Já na junção n, onde o fósforo está presente a rede cristalina apresenta excesso de elétrons, pois esse elemento possui 5 elétrons na sua camada de valência.

Apesar do balanço de cargas positivas e cargas negativas de cada um dos lados da junção ser igual a zero, a estrutura apresenta um desequilíbrio na constituição da rede cristalina, pois em um lado há excesso de elétrons para alcançar as oito ligações enquanto no outro há falta. Para estabelecer o balanço estrutural da rede, apesar do balanço de cargas, os

elétrons não emparelhados do lado n irão se deslocar naturalmente para o lado p para manter o equilíbrio estrutural, em um processo chamado difusão, como apresentado na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Difusão de elétrons na junção p-n.



Fonte: Elaboração própria.

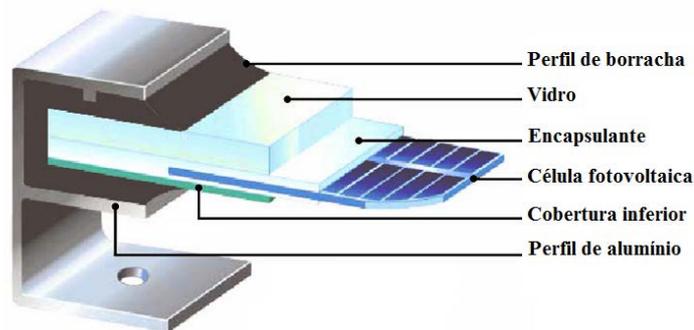
Note que, apesar do equilíbrio da rede estar garantido agora pelos oito elétrons na camada de valência, a junção p apresenta excesso de elétrons. Essa distribuição desigual de carga nas junções cria uma diferença de potencial entre elas, que cresce à medida que mais elétrons se deslocam. Esse deslocamento continua até um ponto em que o valor desse campo é suficiente para cessar a transferência de elétrons para a junção p, provocando assim um equilíbrio na rede cristalina.

Estabelecido o equilíbrio da junção p-n, caso a área útil da célula seja exposta a irradiação solar, fótons de energia suficiente para excitar elétrons do arranjo cristalino serão absorvidos e esses elétrons serão acelerados pela diferença de potencial estabelecida. Essa movimentação se dá da junção p para a n, fazendo com que os contatos superiores recebam o fluxo de elétrons que percorrerá o circuito externo, possibilitando o aproveitamento energético.

1.1.2 Composição básica de um módulo fotovoltaico

Os módulos FV são equipamentos compostos por várias células conectadas em uma estrutura. Nessa estrutura as células são envolvidas por um encapsulante chamado de Acetato de Vinil Etileno (EVA), que é responsável pelo isolamento elétrico dos contatos da célula, além de fornecer maior resistência para o conjunto. Esse material faz a interface entre a célula e o vidro, que na maioria dos casos é temperado. Esses componentes são moldurados por um perfil de alumínio que percorre toda a borda do módulo, prendendo-se a este através de uma tira de borracha. Uma visão em corte do módulo fotovoltaico é apresentada na Figura 1.4.

Figura 1.4 – Visão em corte dos componentes de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado do site Powerway.

Essa combinação estrutural faz com que o módulo tenha, além de elevada resistência mecânica, maior facilidade de montagem devido a sua simplicidade. A Figura 1.5 mostra a imagem de um módulo fotovoltaico típico presente atualmente no mercado.

Figura 1.5 – Visão do módulo fotovoltaico.

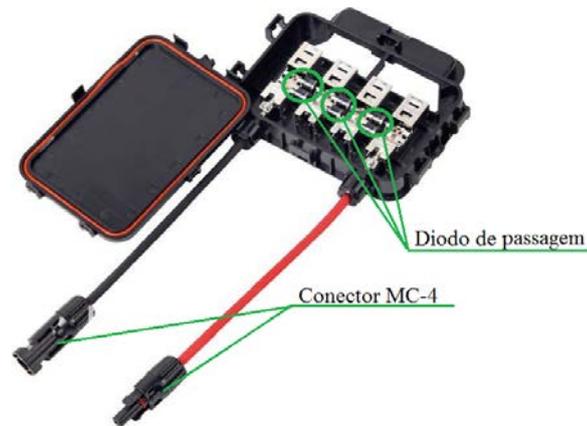


Fonte: Catálogo fabricante Aleo.

Na figura 1.5 é possível observar o grande número de células conectadas, com o detalhe para os contatos metálicos das células mostrados à direita. O módulo mostrado possui dimensões de 1,66 m x 0,99 m com um peso total de 21 kg.

Os módulos FV possuem também uma caixa de conexão, onde é feita a soldagem dos terminais do circuito de associação das células. Nela estão normalmente integrados diodos de passagem, responsáveis pela minimização da queda de desempenho do módulo em casos de sombreamento e encaixes para a saída dos cabos de conexão dos módulos ao circuito externo. A Figura 1.6 mostra um modelo de caixa de conexão de um módulo fotovoltaico.

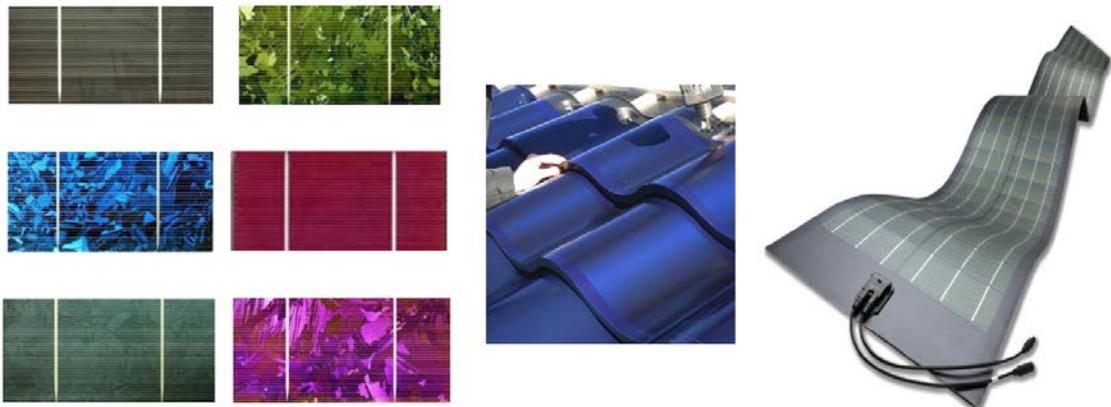
Figura 1.6 – Caixa de conexão típica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado do site Supplierlist.

Os módulos atuais, em sua maioria, seguem o padrão mostrado, com variações nas dimensões e nas características elétricas. Porém, no mercado existem tecnologias alternativas desenvolvidas para diferentes tipos de arquitetura, como módulos flexíveis, células coloridas, e células integradas em telhas. A Figura 1.7 ilustra algumas dessas variações.

Figura 1.7 – Variações em estilos da tecnologia fotovoltaica presentes no mercado.



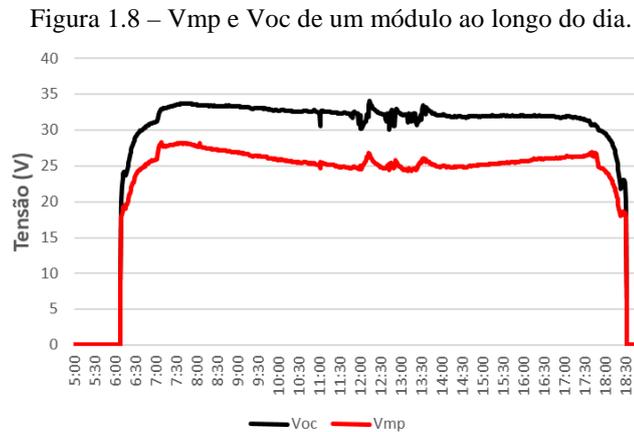
Fonte: Adaptado Sites Qsolar, Sidesolar, e catálogo Global Solar.

Essas soluções refletem as variadas possibilidades de integração da tecnologia as arquiteturas já existentes ou em edificações a serem construídas.

1.1.3 Comportamento das grandezas elétricas

Este subtópico apresenta como as características elétricas de tensão, corrente e potência do módulo FV se comportam durante sua operação. O aparecimento da tensão na célula, módulo ou gerador fotovoltaica está associado ao nível de irradiância incidente no plano destes dispositivos, sendo a tensão praticamente constante para níveis acima um determinado valor. A Figura 1.8, obtida com os dados experimentais, ilustra a variação das

tensões de máxima potência e circuito aberto ao longo de um dia de operação de um módulo FV.



Fonte: Elaboração própria.

Nesse gráfico é possível observar que a tensão de circuito aberto atinge o valor próximo a 33 V em torno de 7:30 h e permanece praticamente constante até o final do dia, com pequenas variações em torno de 12:00 h, provavelmente devido à queda brusca da irradiância devido a nuvens passageiras e ao aumento da temperatura do módulo FV. Ressalta-se que o valor da tensão é característico da célula, e depende dos constituintes da rede cristalina e do grau de organização desenvolvido no processo de fabricação da célula. Para células de silício o valor da tensão de circuito aberto fica em torno de 0,6 V por célula. No caso do módulo mostrado na Figura 1.8, que possui 60 células, sua tensão de circuito aberto por célula é de 0,55 V, relativamente próximo do valor típico apresentado. Os módulos fotovoltaicos possuem geralmente todas suas células conectadas em série. Nesse tipo de conexão as tensões individuais de cada célula são somadas para atingir valores que permitam aplicações práticas dessa tecnologia.

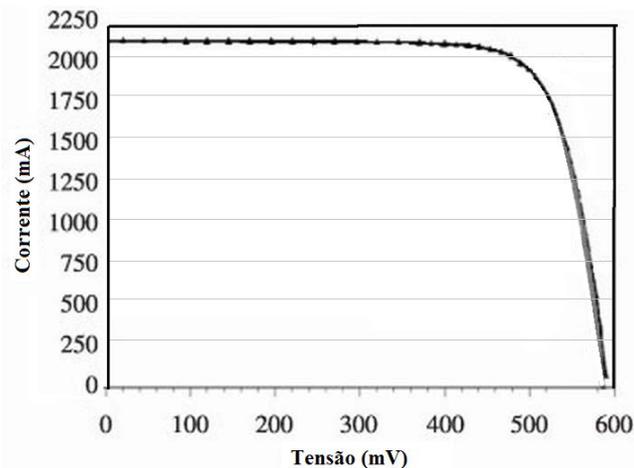
O valor de tensão da célula tem uma relação forte com sua temperatura, pois variações na temperatura são capazes de alterar as propriedades do arranjo cristalino. Quanto maior a temperatura maior será a queda na tensão desenvolvida pela célula. Esse comportamento pode ser observado na tensão de máxima potência na Figura 1.8 que cai significativamente até a metade do dia, depois volta a subir ligeiramente. Isso indica a redução de tensão com o aumento da temperatura, já que próximo ao meio dia é onde ocorrem as temperaturas mais elevadas do módulo.

Em contrapartida, a corrente gerada pela célula fotovoltaica está diretamente associada a sua área útil e ao nível de irradiância. Isso porque quanto maior a área útil da célula e maior a quantidade de fótons incidentes, maior será a quantidade de elétrons excitados.

Outro aspecto importante na geração da célula é que ela deve ser conectada a um circuito externo para que seja possível o estabelecimento do circuito elétrico por onde a energia elétrica irá fluir. Esse circuito possui uma resistência que irá influenciar diretamente nas suas características de geração. Resumindo, as grandezas elétricas desenvolvidas pela célula dependem basicamente da temperatura da célula, do nível de incidência de irradiação e da resistência do circuito externo ao qual ela é submetida.

Fixando-se a temperatura e a irradiância é possível traçar a curva IV da célula que relaciona seus parâmetros elétricos a uma dada condição de operação. Essa curva indica todas as associações possíveis entre tensão e corrente, sendo possível identificar esse par de variáveis por um ponto qualquer do gráfico. Para ilustrar os valores típicos de uma célula fotovoltaica é apresentada a Figura 1.9 que mostra o resultado da medição de uma célula desenvolvida na PUC-RS, quando submetida a STC.

Figura 1.9 – Curva IV de célula de silício monocristalino experimental.

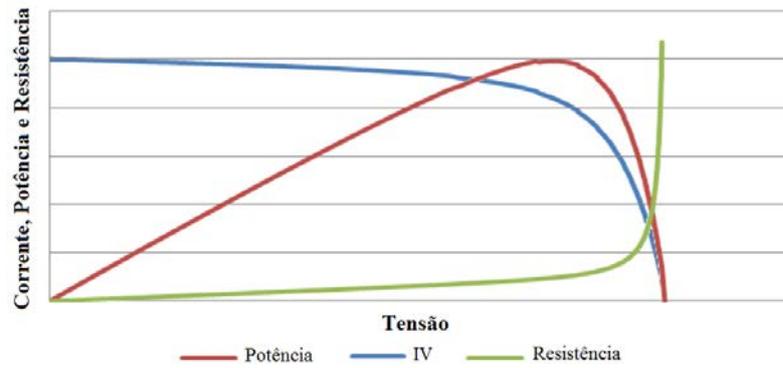


Fonte: Moehlecke e Zanesco (2012).

Caso a célula da Figura 1.9 opere em circuito aberto, sem geração de corrente, a tensão observada nos terminais da célula é de aproximadamente 0,6 V, em contrapartida caso os terminais sejam curto circuitados a corrente será de aproximadamente 2,12 A. Essas são as duas condições extremas que representam os casos de resistência externa infinita e zero respectivamente. Das várias possibilidades de resistência entre esses valores, a célula em questão vai operar em um ponto diferente na curva IV, ou seja, é o circuito externo que indica o ponto de operação da célula fotovoltaica, em uma dada condição de irradiância e temperatura.

Sabendo que a potência elétrica é o produto da corrente pela tensão para cada resistência haverá uma potência específica. A Figura 1.10 apresenta as curvas típicas de resistência e potência para cada ponto da curva IV.

Figura 1.10 – Curva IV, e curvas de potência e resistência associadas a cada ponto.

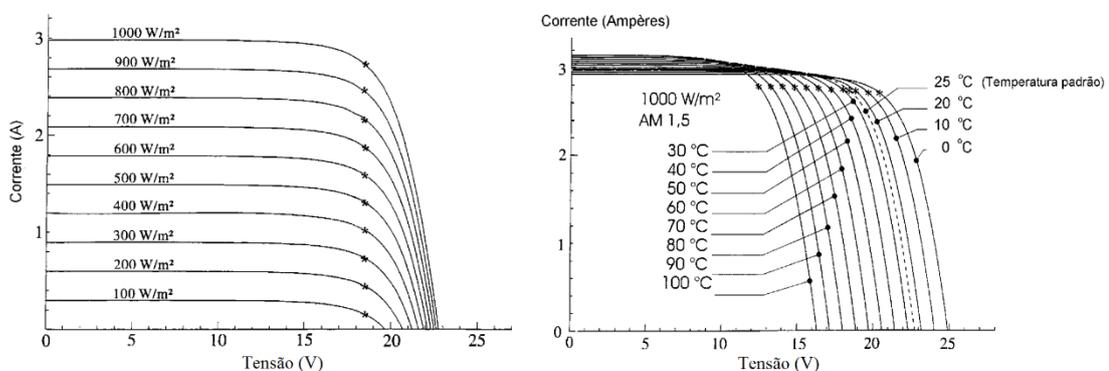


Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 1.10 a curva azul representa a curva IV. Fixando-se um ponto nessa curva e traçando uma linha vertical encontra-se a potência, em vermelho, e a resistência, em verde, quando essa reta intercepta as outras curvas. Uma observação importante nesse gráfico é que a curva de potência possui um máximo denominado Ponto de Máxima Potência (PMP), e esse ponto tem um valor correspondente de corrente chamado de Corrente de Máxima Potência (I_{mp}) e um de tensão chamado Tensão de Máxima Potência (V_{mp}).

Uma vez estabelecidas as relações entre as características elétricas da célula fotovoltaica, resta saber como as condições de temperatura e irradiância afetam o desempenho do módulo FV. A Figura 1.11 mostra o comportamento típico de um módulo para variações nessas duas grandezas.

Figura 1.11 – Influência da irradiância e temperatura na curva IV do módulo.



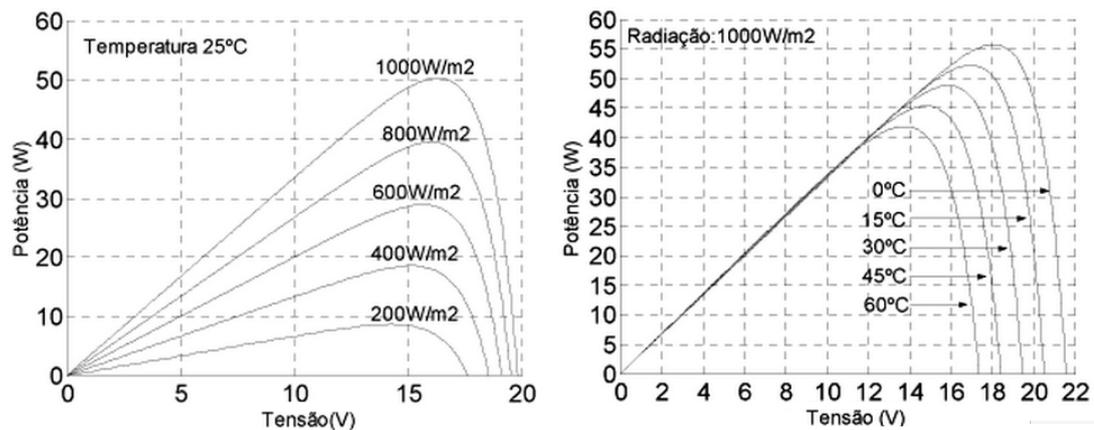
Fonte: Zilles et al. (2012).

No gráfico da esquerda mostra como a curva IV aumenta tanto no sentido da corrente quanto na tensão à medida que a irradiância aumenta, para uma temperatura constante. O

ganho de corrente é praticamente proporcional ao aumento da irradiância. Já o aumento de tensão é menos significativo que o de corrente, e tende a diminuir para níveis mais elevados de irradiância. Para a influência da temperatura observa-se uma queda considerável nos valores de tensão, enquanto há um ligeiro aumento na corrente.

Para se exemplificar essas variações em termos da curva de potência, a Figura 1.12 mostra variações de irradiância e temperatura em um módulo com potência de placa de 50 W.

Figura 1.12 – Influência da irradiância e temperatura na curva de potência de um módulo.



Fonte: Leva et al. (2004).

O gráfico da esquerda mostra que o teste na condição padrão de 1.000 W/m² e 25° C, resultou no ponto de máxima potência equivalente a potência nominal do módulo. O valor de potência máxima para a condição de 200 W/m² ficou ligeiramente abaixo de 10 W, demonstrando a redução na irradiância promove uma queda proporcional na potência. Em relação a variações da temperatura o módulo foi submetido a temperaturas de 0, 15, 30, 45 e 60° C que resultaram em uma potência máxima de 55, 53, 49, 45 e 42 W respectivamente para 1.000 W/m² de irradiância.

1.1.4 Breve histórico da aplicação dos módulos fotovoltaicos

A primeira célula fotovoltaica de silício, capaz de alimentar equipamentos, data de 1954. Já os primeiros modelos de módulos desenvolvidos para fins práticos foram fabricados em 1955 pelo laboratório Bell, com nove células em série de 30 mm de diâmetro, sendo esse modelo aplicado principalmente a sistemas de telecomunicação. Porém, a tecnologia ainda não possuía maturidade suficiente para uma aplicação terrestre em larga escala, e nos 20 anos seguintes o desenvolvimento tecnológico dos módulos se deu basicamente em pesquisas espaciais (Green, 2005).

O início das aplicações da tecnologia fotovoltaica no espaço se deu em 1958, com o sucesso da instalação de um módulo FV usado como *backup* para uma pilha convencional no satélite Vanguard I. Nessa experiência a pilha que funcionou apenas 20 dias, enquanto o módulo continuou em operação até 1964, demonstrando assim a confiabilidade da tecnologia (Bailey e Raffaele, 2003).

Depois disso outras aplicações e pesquisas espaciais desenvolveram substancialmente a tecnologia. Em 1960 que foi idealizada a substituição do contato frontal único por uma rede de contatos metálicos (Koltun 1996), em 1972 houve a melhoria no *design* interno da célula que possibilitou o aumento da eficiência, resistência a danos devido a irradiação e melhoria no desempenho para temperaturas mais elevadas (Mandelkorn e Lamneck, 1972). Em 1975, com o desenvolvimento de texturização frontal da célula foi possível uma redução considerável das perdas por reflexão (Ralph, 1975). Esses são alguns dos exemplos de como esse período foi fundamental para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica.

Em 1973, estimulado pela crise petrolífera, a indústria solar fotovoltaica se desenvolveu bastante, com melhorias principalmente no processo de fabricação, reduzindo substancialmente o custo de fabricação e aumentando assim a viabilidade do uso terrestre da tecnologia. As décadas de oitenta e noventa foram marcadas pelo incentivo a indústria solar fotovoltaica motivado principalmente pela consciência ambiental. Essa mudança se desenvolveu visando principalmente a redução dos gases de efeito estufa provocado pela queima de combustíveis fósseis nas tecnologias tradicionais. Nesse período começam a ser instaladas as usinas solares do porte de Megawatts e a difusão das instalações residenciais da tecnologia.

A partir do ano 2.000 o mercado fotovoltaico se expandiu a uma taxa acelerada, com um grande número de aplicações terrestres. Com o desenvolvimento das aplicações de sistemas fotovoltaicos nesse período observa-se basicamente duas vertentes principais de aplicação da tecnologia, uma na forma de miniusinas integradas a edificações e grandes usinas com a ocupação de amplas áreas para implantação de painéis fotovoltaicos.

Nos sistemas integrados a expansão se desenvolveu principalmente a incentivos governamentais sendo composto basicamente de sistemas conectados à rede. Isso porque sistemas isolados representam um aumento de custo considerável com o armazenamento de energia sendo aplicados somente em casos onde não há atendimento pela rede convencional. As aplicações integradas a residências favoreceram o desenvolvimento de tecnologias que possuem maior eficiência por ser preciso uma área menor para a geração de uma determinada

quantidade de energia. Já para as grandes usinas de energia solar fotovoltaica, como o espaço ocupado não é um fator determinante elas tem como alvo principal menores custos totais por unidade de energia gerada. Apesar de a tecnologia monocristalina ser dominante do mercado, 4 das 5 maiores usinas fotovoltaicas do mundo estão utilizando módulos com células de CdTe, segundo o site Solarplaza. Dessas usinas as duas maiores estão sendo construída nos Estados Unidos com potência de 550 MW cada.

Resumindo, todo esse período de desenvolvimento convergiu para a busca de um sistema robusto, com geometria simples para integração a diversas aplicações e compacto para que pudesse ser manuseado com facilidade que resultou nos padrões de módulos fotovoltaicos que se encontram atualmente no mercado.

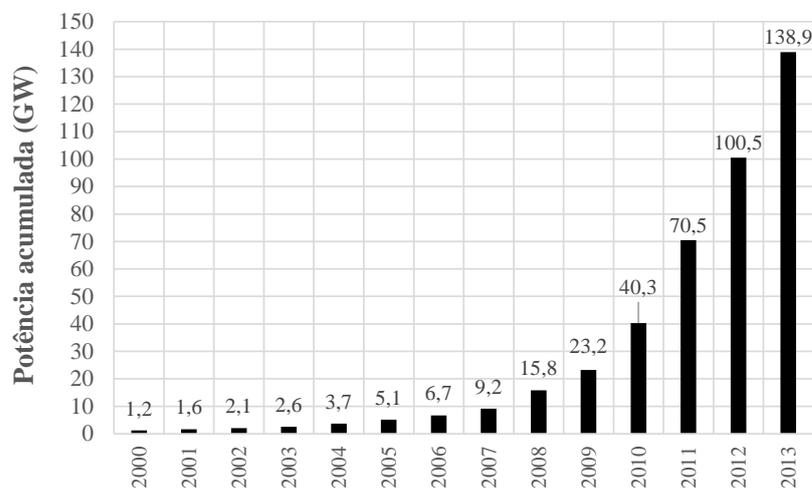
1.2 O estado da arte dos módulos fotovoltaicos

Este tópico visa fornecer uma visão numérica do desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica no mundo, com foco no módulo fotovoltaico. Para isso inicialmente é apresentado um panorama mundial da tecnologia com as características principais dos países mais relevantes relacionados à tecnologia. Em seguida são abordadas as principais aplicações dos módulos, detalhando as várias tecnologias no mercado.

1.2.1 A energia fotovoltaica no mundo

Os módulos fotovoltaicos estão em constante desenvolvimento tecnológico e suas aplicações vêm crescendo a uma elevada taxa, principalmente em alguns países da Europa. O gráfico da Figura 1.13 mostra a potência instalada total de sistemas fotovoltaicos no mundo, segundo a European Photovoltaic Industry Association (EPIA).

Figura 1.13 – Potência instalada em sistemas fotovoltaicos acumulada mundial.

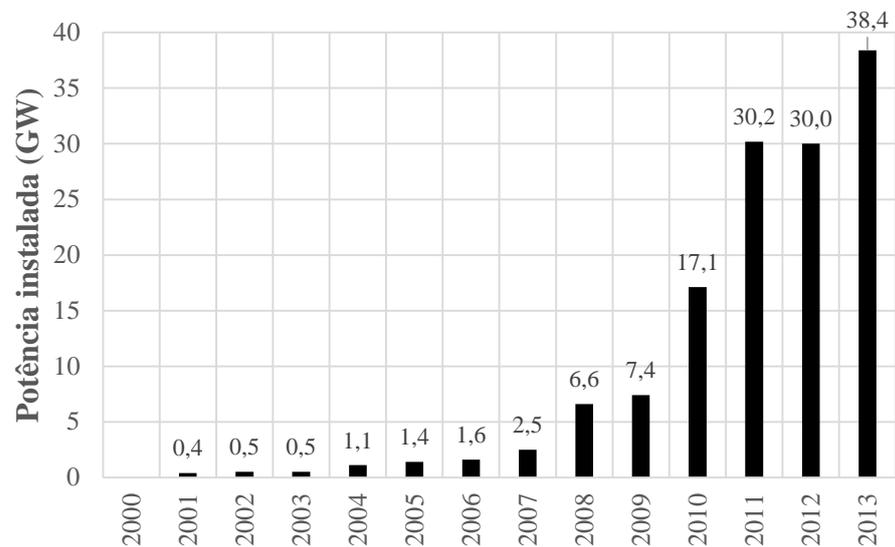


Fonte: European Photovoltaic Industry Association (2014).

Na Figura 1.13 fica claro o crescimento acelerado de instalações dessa tecnologia, principalmente a partir do ano 2000. A potência instalada mundial no final de 2013 apresenta o valor de 138,9 GW. A critério de comparação esse valor representa 44 % da potência eólica instalada total no mundo até 2013, segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), e é equivalente a potência instalada de 10 usinas de Itaipu. Apesar desse valor ainda ser baixo quando se compara com outras tecnologias convencionais, o rápido avanço da tecnologia fotovoltaica e seu potencial de desenvolvimento apontam para que ela ganhe cada vez mais representatividade no mundo.

Visando detalhar o crescimento da tecnologia a Figura 1.14 apresenta a potência instalada por ano, de acordo com os dados utilizados para a elaboração da Figura 1.13.

Figura 1.14 – Potência instalada em sistemas fotovoltaicos anualmente no mundo.



Fonte: European Photovoltaic Industry Association (2014).

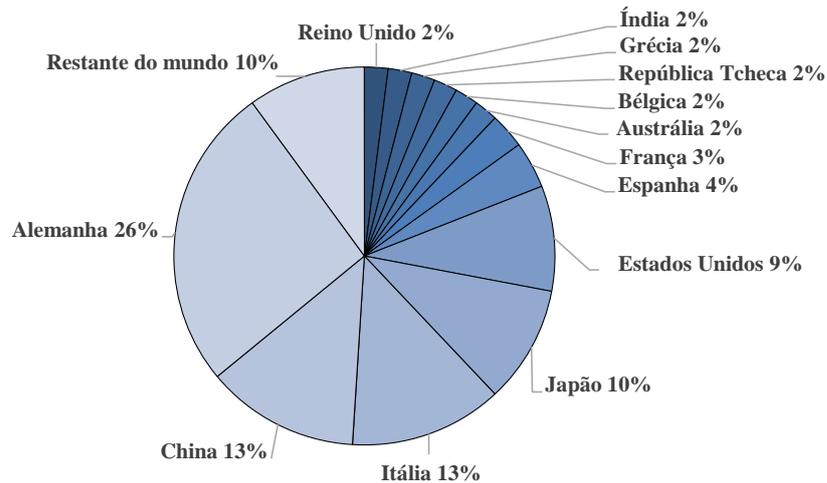
A potência instalada nos anos 2011 e 2012 foi da ordem de 30 GW, enquanto em 2013 esse valor aumentou para 38,4 GW. Esses valores representam uma expansão elevada para uma tecnologia que tem uma capacidade instalada total da ordem de 140 GW. No cenário mundial os países que apresentaram maior crescimento em 2013 foram a China com 31 % das novas instalações, o Japão com 23 %, os Estados Unidos com 13 %, e a Alemanha com 8 %.

Outra característica importante na Figura 1.154 é que a quantidade instalada, mesmo estando em constante ascensão, apresenta aumentos significativos em anos como 2008, 2010, 2011 e 2013. Isso acontece porque, apesar da tecnologia estar em pleno desenvolvimento tecnológico, ela depende significativamente de incentivos governamentais, sendo que esses aumentos atípicos são principalmente associados a essas políticas. Um exemplo disso é a

Itália, que instalou no ano de 2011 uma potência de 9,3 GW dessa tecnologia, caindo para 3,6 GW no ano de 2012.

Em relação à distribuição dos valores no mundo a Figura 1.15 mostra a participação dos principais países, segundo a Agência Internacional de Energia.

Figura 1.15 – Potência instalada acumulada total por país em sistemas fotovoltaicos até o ano de 2013.



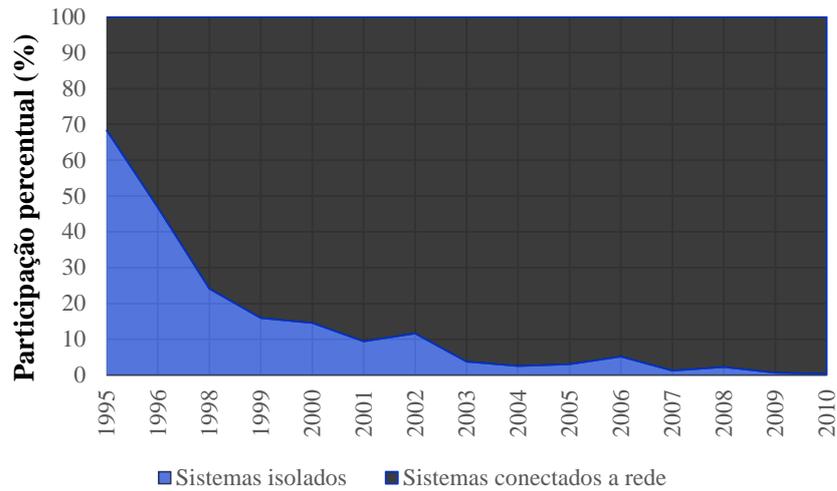
Fonte: European Photovoltaic Industry Association (2014).

Nota-se que a Alemanha é líder mundial na instalação da tecnologia fotovoltaica com 26 % da potência instalada em todo mundo. Outros países com destaque são a China e a Itália com 13 %, o Japão com 10 % e os Estados Unidos com 9 %. Apesar de serem valores percentualmente baixos, deve-se notar que essa é uma distribuição mundial, com esses países somando mais que 70 % da potência instalada mundial. O Brasil, apesar de seu elevado potencial de aproveitamento da tecnologia solar ainda não apresenta números significativos nessa tecnologia, com 45 MW instalados até o final de 2012, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA). Isso se dá principalmente por falta de investimentos governamentais e da ampla disponibilidade de outros recursos energéticos. Entretanto se espera uma mudança nesse panorama, com um dos indicativos sendo a Resolução 482 da Aneel que inseriu a micro e minigeração distribuída no cenário nacional, prevendo o sistema de compensação de energia essa geração. Nesse sistema o consumidor compensa a energia elétrica consumida pela energia gerada pelo seu sistema conectado à rede. Apesar dessa resolução ser o primeiro passo no incentivo às fontes de energia alternativa no Brasil ela não garante vantagens decisivas para o investidor, uma vez que permite no máximo a o abatimento na conta. Estratégias como a possibilidade de comercialização da energia excedente e uma tarifa diferenciada para a geração poderiam promover um maior desenvolvimento da tecnologia a nível nacional.

1.2.2 Detalhes das aplicações dos módulos FV

Em relação aos detalhes de instalação dos módulos a primeira característica interessante a se analisar é o tipo de sistema. O gráfico da Figura 1.16 apresenta a participação de sistemas conectados a rede e sistemas isolados nas instalações dos países participantes da IEA.

Figura 1.16 – Participação de sistemas isolados e sistemas conectados a rede na matriz fotovoltaica.

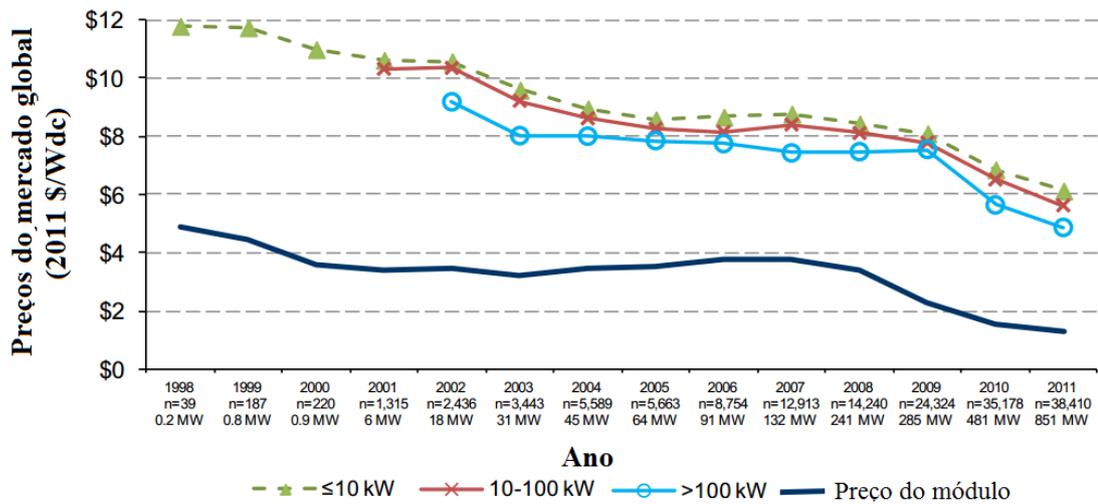


Fonte: International Energy Agency (2013).

A Figura 1.16 demonstra que a grande maioria das aplicações fotovoltaicas atualmente estão voltadas para as aplicações conectadas à rede. Em 1995 os dispositivos desenvolvidos eram destinados principalmente a sistemas isolados, porém com o desenvolvimento da tecnologia e das políticas de incentivo foi se percebendo as vantagens de sistemas conectados à rede, principalmente no que diz respeito a ausência de custo com baterias. Além disso, os sistemas conectados à rede são mais simples, podendo ser instalados em residências como geração distribuída, dando maior autonomia e postergando investimentos no sistema elétrico, como destacado por Zilles et al. (2012).

Apesar de todas essas vantagens e do cenário positivo para a tecnologia, um fato muito importante é o custo desses sistemas. Esse tem sido o principal fator limitante para que a tecnologia não ganhe proporções ainda maiores, pois a produção energética através da tecnologia fotovoltaica ainda apresenta custos relativamente altos quando comparados com outros meios de geração de energia elétrica. Uma análise de custos de sistemas fotovoltaicos é apresentada na Figura 1.17.

Figura 1.17 – Preços de instalações e módulos fotovoltaicos por ano.



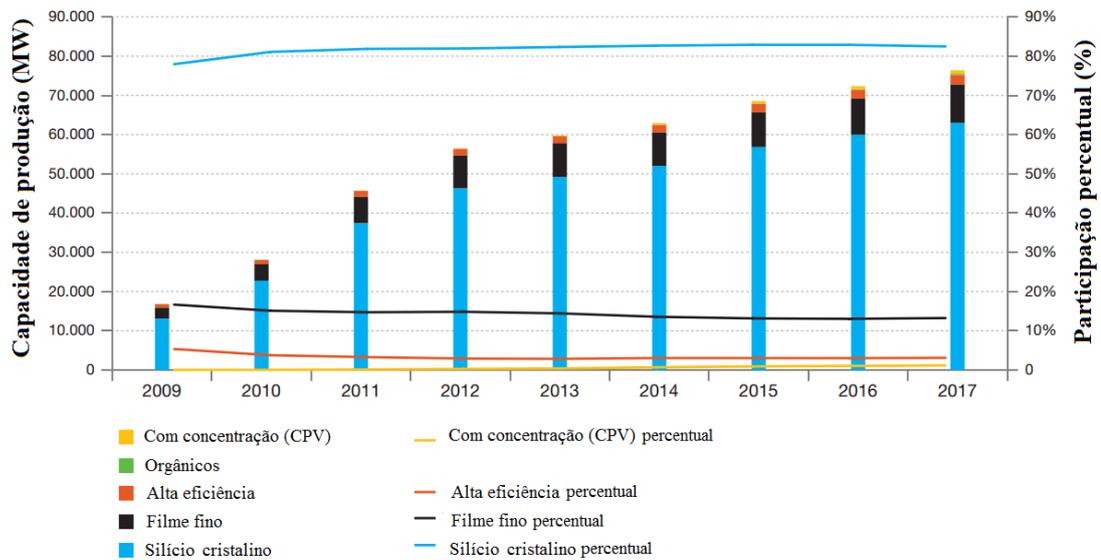
Fonte: National Renewable Energy Laboratory (2012).

A Figura 1.17 apresenta a análise de preços médios realizada em projetos de sistemas comerciais e residenciais conectados à rede em função do ano de instalação. O número de instalações, o número de módulos e a potência total dos projetos analisados é apresentado no eixo horizontal abaixo de cada ano, enquanto o eixo vertical representa os preços. A curva em linha contínua representa a análise dos preços dos módulos dos projetos, enquanto as outras são os preços das instalações fotovoltaicas por unidade de potência instalada, classificados em três faixas de potência.

De uma maneira geral todas as curvas apresentam um declínio considerável ao longo do tempo, que representa a queda nos preços da tecnologia. Em relação aos preços dos sistemas instalados em 2011 os valores variaram de 5 \$/W a 6 \$/W. Essa variação é associada ao fator de escala sendo que os menores valores de preços estão relacionados a instalações com potências acima de 100 kW. A curva do preço do módulo acompanha o perfil da curva das instalações, principalmente por esse ser o equipamento que responde por uma maior parcela de preços. Atualmente o módulo está com preço de pouco maior que 1 \$/W, e teve uma redução de aproximadamente cinco vezes em relação a seu preço em 1998.

Como os módulos fotovoltaicos possuem várias tecnologias é importante identificar a participação de cada uma delas no mercado fotovoltaico mundial. A Figura 1.18 mostra a capacidade de produção e a participação percentual de várias tecnologias de módulos fotovoltaicos. Nesses estudos são apresentados valores computados até 2012 pela European Photovoltaic Industry Association, que faz também uma projeção até o ano de 2017, baseado nos indicadores do mercado fotovoltaico.

Figura 1.18 – Capacidade de produção e participação no mercado por tecnologias de módulos.

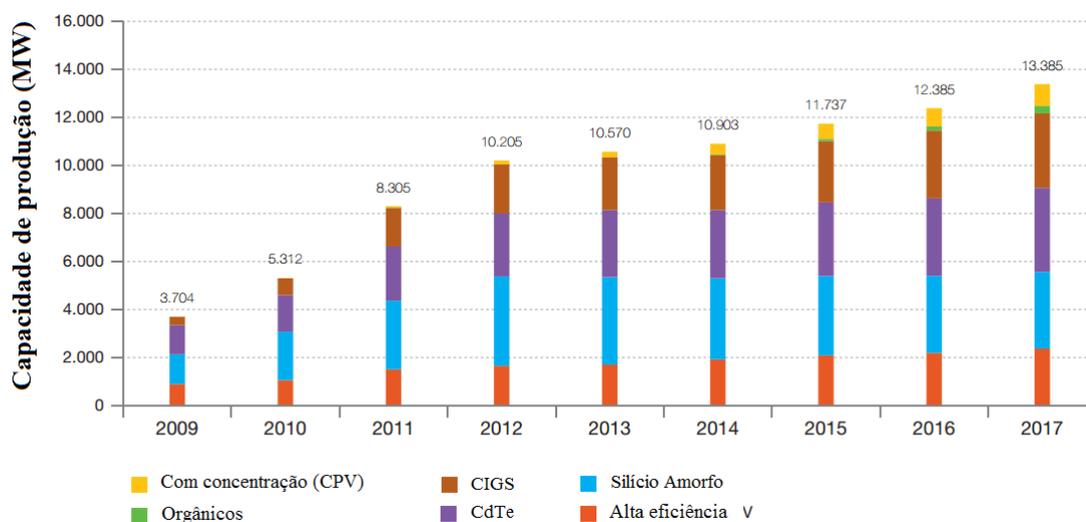


Fonte: European Photovoltaic Industry Association (2014).

Na Figura 1.18 é possível observar que a capacidade de produção em 2012 dos módulos de silício cristalino é dominante no mercado atual com 46 GW, seguido pelas modalidades de filme fino com 9 GW e os módulos de alta eficiência com cerca de 2 GW. A projeção feita indica que a capacidade de produção das tecnologias tenha um aumento até 2017, porém sem alterações consideráveis no cenário dos tipos de tecnologia. É previsto a entrada de uma pequena participação, a partir de 2014, de módulos de células orgânicas e sistemas com concentração, porém com valores desprezíveis em relação a outras tecnologias. Essa tendência de estabilidade do cenário pode ser mais facilmente visualizada pelas curvas de participação percentual, que são basicamente retas, definindo as capacidades de produção como 82 % silício cristalino, 13 % filmes finos, 4 % para módulos de alta eficiência e 1 % distribuído entre módulos com concentração e orgânicos.

A Figura 1.19 mostra essa análise excluindo os módulos de silício cristalino tradicional e divide a categoria de filme fino em CIGS, CdTe e silício amorfo.

Figura 1.19 – Capacidade de produção para tecnologias de módulos alternativos.



Fonte: European Photovoltaic Industry Association (2014).

Nota-se que em 2013 as tecnologias alternativas possuíam capacidade de produção da ordem de 10,5 GW, com uma expectativa de crescimento para 13,4 GW em 2017 representando um aumento médio anual de 640 MW. Projeta-se um crescimento considerável nas tecnologias de alta eficiência, que são os módulos com eficiência de placa acima de 20 %. É ainda esperado crescimento também para as tecnologias de disseleneto de cobre índio gálio (CIGS) e telureto de cádmio CdTe. Para a tecnologia de silício amorfo é projetada uma pequena queda, devido principalmente as baixas eficiências quando comparado com outros filmes finos. É ainda esperado que as células com concentração se desenvolvam consideravelmente nos próximos anos, representando cerca de 7 % da capacidade de instalação mundial em 2017. Em relação as células orgânicas, espera-se que elas comecem a ter alguma representatividade em 2014, porém sem uma participação significativa no nível mundial.

1.3 Parâmetros característicos de módulos fotovoltaicos comerciais

Visando descrever os parâmetros típicos dos módulos fotovoltaicos presentes atualmente no mercado foi avaliado um panorama com as principais características elétricas desses equipamentos. Esse estudo foi realizado a partir da compilação e armazenamento das informações de *datasheets* dos fabricantes em uma planilha do Excel®, criando assim um banco de dados. Essas informações foram organizadas graficamente para facilitar a visualização desses dados, sendo possível de uma maneira rápida, comparar características de um grande número de módulos. Os resultados apresentados neste tópico foram publicados em forma de artigo no Solar World Congress em 2013.

O primeiro passo no desenvolvimento desse banco de dados foi a definição de fabricantes mais relevantes no cenário internacional. Visando um método objetivo para essa definição foi estabelecido um critério de seleção que consistiu na escolha dos fabricantes de módulos mais eficientes comercializados atualmente das tecnologias: silício monocristalino, policristalino e filme fino. Foi escolhido o parâmetro eficiência, pois valores altos para essa grandeza representam que o fabricante detém um elevado desenvolvimento tecnológico na produção de módulos. Esses fabricantes foram identificados com o auxílio da plataforma Solar Plaza que faz a classificação de várias características do setor fotovoltaico, como módulos mais eficientes, maiores usinas solares, inversores mais eficientes, entre outras. De acordo com essa classificação foram selecionados os fabricantes, e em seguida pesquisados todos os modelos de módulos produzidos por eles. Alguns fabricantes foram excluídos dessa pesquisa por não possuir um número significativo de dados a respeito dos seus produtos em sua página da internet. Os fabricantes selecionados após essa etapa são mostrados na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Descrição da tecnologia e número de modelos de módulos para cada fabricante presente na pesquisa.

Fabricante	Tecnologia	Número de módulos
Kyocera	Monocristalino / Policristalino	62
Yingli	Monocristalino / Policristalino	20
Atersa	Monocristalino / Policristalino	34
China	Monocristalino / Policristalino	38
Sunenergy	Monocristalino / Policristalino	66
CNPV Solar	Monocristalino / Policristalino	26
Sanyo	Filme fino	11
Avancis	Filme fino	9
Global Solar	Filme fino	4
Solar Frontier	Filme fino	5
Nanosolar	Filme fino	5

Fonte: Elaboração própria.

Os módulos dos fabricantes Avancis e Solar Frontier são da tecnologia CIS, os da Global Solar são módulos flexíveis da tecnologia CIGS e os da Nanosolar também são CIGS, porém rígidos. As grandezas utilizadas para caracterizar esses equipamentos foram as características elétricas e outras variáveis como fator de forma, eficiência e os coeficientes de temperatura.

Após a escolha dos módulos foi realizada a transferência da informação contida em cada um dos *datasheets* para um banco de dados em forma de tabelas no software Excel[®]. A seguir são apresentadas e analisadas cada uma dessas características.

1.3.1 Eficiência

Uma das principais características de qualquer dispositivo de conversão de energia é a eficiência, pois ela determina a quantidade de energia inicial que é efetivamente convertida em energia útil. Com os módulos fotovoltaicos essa grandeza funciona da mesma maneira, porém é necessário se fazer algumas observações em relação à eficiência de módulos quando comparada a eficiência de outras tecnologias de conversão energética.

A maioria dos geradores convencionais de energia elétrica necessita de uma energia primária que possui diversos problemas relacionados ao seu uso, tais como: logística, problemas ambientais e custos elevados. Exemplos desses casos são custos e problemas ambientais da queima de hidrocarbonetos, impactos ambientais e sociais de grandes usinas hidrelétricas, e riscos ambientais relacionados à energia nuclear. Nesse aspecto a energia solar e as energias renováveis de maneira geral, apresentam grande vantagem em relação às tecnologias convencionais, por não possuírem custos ou impactos significativos com o uso do recurso. Porém, a tecnologia fotovoltaica possui eficiência energética baixa quando comparado com processos tradicionais, pois o dispositivo não consegue converter em energia elétrica grande parte da energia presente nos raios solares que incidem na sua superfície.

Apesar da baixa eficiência de conversão fotovoltaica, deve-se ressaltar que a quantidade da energia solar não aproveitada nesse processo não implica em produção de resíduos, emissão de gases poluentes e elevados gastos com aquisição de combustível. Então, eficiência dos módulos fotovoltaicos deve ser vista somente como medida do desenvolvimento da sua tecnologia.

O cálculo da eficiência de módulos fotovoltaicos é determinado pela Equação 1.1.

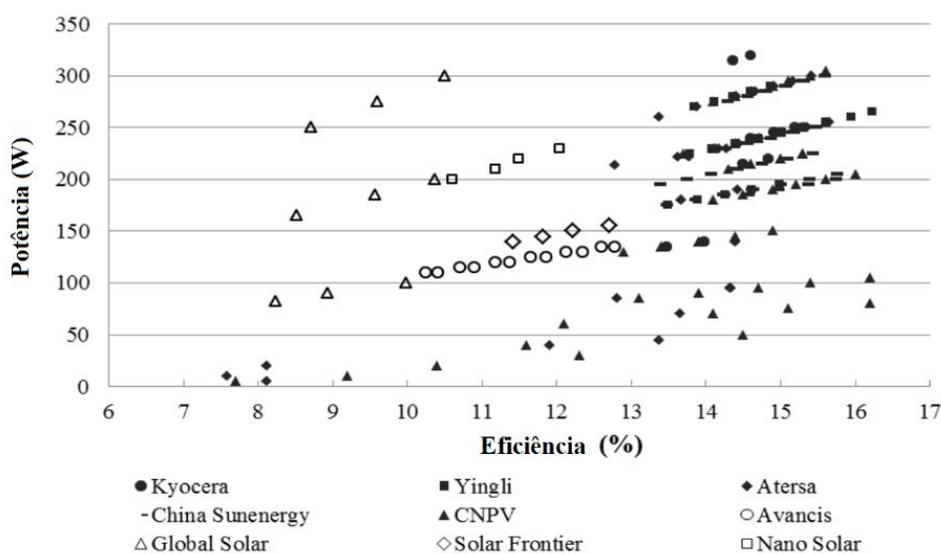
$$\eta = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{H_{\beta} \cdot A} \quad \text{Equação 1.1}$$

Onde V_{mp} e I_{mp} correspondem a tensão e corrente, ambos na máxima potência, H_{β} a irradiância incidente na superfície do módulo e A a área do módulo. Na Equação 1.1 a potência elétrica de saída é traduzida no produto tensão e corrente nos terminais do módulo, enquanto a potência solar incidente é determinada pelo produto da irradiância pela área do módulo fotovoltaico.

É importante ressaltar que a eficiência do módulo, presente nos dados de placa do equipamento, é medida nas condições de STC (*Standard test conditions*) que estabelece as condições de irradiância em 1.000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar de 1,5. A questão é que essas condições são praticamente impossíveis de se atingir na prática já que quando se atinge uma irradiância nessa magnitude a temperatura do módulo estará em valores mais elevados. Isso implicará em valores práticos de eficiência inferiores aos fornecidos nos catálogos dos fabricantes, tal como demonstram os resultados apresentados no Capítulo 3.

Em seguida são analisados os valores de eficiência para os dados de placa dos módulos presentes nesta pesquisa. Os valores de eficiência dos módulos reunidos do banco de dados fornecem um indicativo do desempenho de diferentes tecnologias presentes no mercado para uma dada condição específica (STC). Além disso, nesse panorama é possível visualizar os melhores valores de eficiência dos fabricantes citados, sendo uma referência para avaliação do estado da arte dessa tecnologia. A Figura 1.20 mostra os valores de eficiência para todos os módulos fotovoltaicos do banco de dados, classificados de acordo com sua potência.

Figura 1.20 – Análise de eficiência dos módulos do banco de dados.



Fonte: Elaboração própria.

Ressalta-se que existem módulos com eficiência maiores ou iguais de 17 % no mercado, porém essas tecnologias de alta eficiência não foram consideradas nesse estudo. Na Figura 1.20 cada marcador representa um módulo e seu formato identifica o respectivo fabricante. Fabricantes das tecnologias de silício monocristalino e policristalino são apresentados com marcadores totalmente preenchidos em preto enquanto os de filme fino tem preenchimento branco. É possível observar que para módulos mono e policristalino a grande

maioria dos valores de eficiência está concentrada entre 13,5 % e 15,5 %, com valores máximos de aproximadamente 16,3 %.

Para módulos de potência abaixo de 50 W observa-se, de um modo geral, uma grande queda de eficiência. Isso se deve ao fato desses módulos, apesar de serem da mesma tecnologia, possuem grandes áreas não preenchidas por células, o que reduz bastante sua eficiência.

Para os módulos de filme fino nota-se que os tipos rígidos têm eficiências variando de 10,0 % a 12,5 % enquanto as tecnologias flexíveis apresentam valores ainda menores, na faixa de 8 % a 10,5 %.

Em Kazykov et al. (2011) é possível observar um panorama similar de características físicas e elétricas de módulos fotovoltaicos, principalmente no que diz respeito a eficiência. Nesse estudo é apresentada uma faixa de eficiência de 13,7 % a 14,4 %, para módulos de silício cristalino (mono e poli), enquanto os de filme fino estão entre 6,0 % e 11,0 %.

Desde Janeiro de 1993 o periódico *Progress in Photovoltaics* publica um estudo periódico chamado *Solar cell efficiency tables* que lista os maiores valores de eficiência confirmada para células solares e módulos fotovoltaicos. Ele é lançado a cada seis meses, e na versão 43, lançada em Julho de 2013, Green et al. (2013) apresentam os maiores valores de eficiência de módulo para as tecnologias que são: 22,9 % para silício monocristalino, 18,5 % para policristalino, 16,1 % para CdTe e 15,7 % para CIGS.

O desenvolvimento tecnológico voltado para o aumento de eficiência de módulos fotovoltaicos tem concentrado principalmente na tecnologia de células de multijunção. Dessa aplicação utiliza-se vários tipos de células diferentes no mesmo equipamento, com o objetivo de se obter maior aproveitamento da energia incidente. Em King et. al. (2007) encontram-se simulações com módulos de multijunções de várias tecnologias, baseado principalmente nas junções GaInP e GaInAs. Essas simulações apontam para valores de 40 % na eficiência para módulos de três junções e até 50 % para módulos de seis junções.

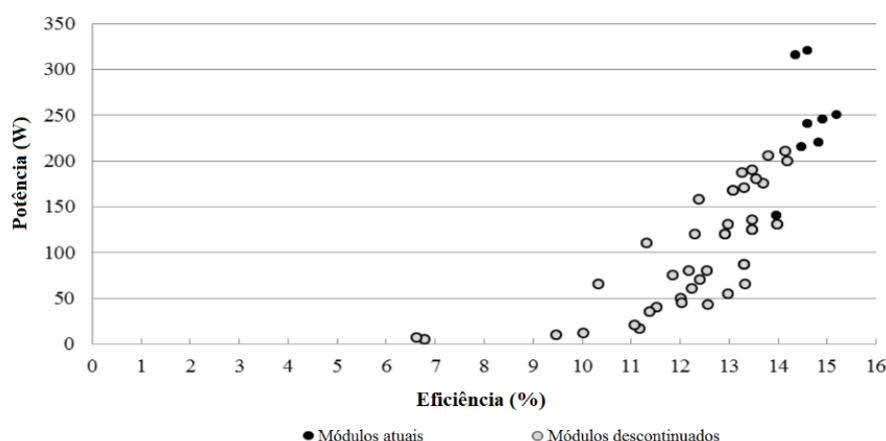
Além desse panorama de eficiências, é interessante observar ainda na Figura 1.20 as faixas onde se concentram as potências de placa dos módulos. Para as tecnologias mono e policristalino nota-se valores concentrados entre 180 W e 300 W, enquanto para módulos de filme fino a faixa é entre 75 W e 300 W.

Com o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica os módulos apresentaram potências cada vez mais elevadas, com características elétricas mais adequadas a aplicações

de conexão à rede elétrica. Para esses sistemas é mais interessante que as tensões de trabalho em corrente contínua sejam mais elevadas, com módulos de 48 ou mais células em série.

Essa tendência do mercado pode ser mais facilmente visualizada quando se analisa os módulos do fabricante Kyocera. Esse fabricante disponibiliza no seu site informações sobre módulos cujos projetos já foram descontinuados. Dessa forma é possível comparar a evolução da característica de potência e eficiência dos modelos atuais em relação aos descontinuados. Essa comparação é feita na Figura 1.21.

Figura 1.21 – Análise dos módulos do fabricante Kyocera.



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que os módulos que possuíam potência abaixo de 210 W foram descontinuados, exceto um modelo de 140 Wp. Além da potência a eficiência dos módulos também apresentou um aumento. Essa melhora é relacionada ao amadurecimento tecnológico, com a fabricação de células mais eficientes, o maior aproveitamento da área do módulo e a melhoria nos contatos metálicos.

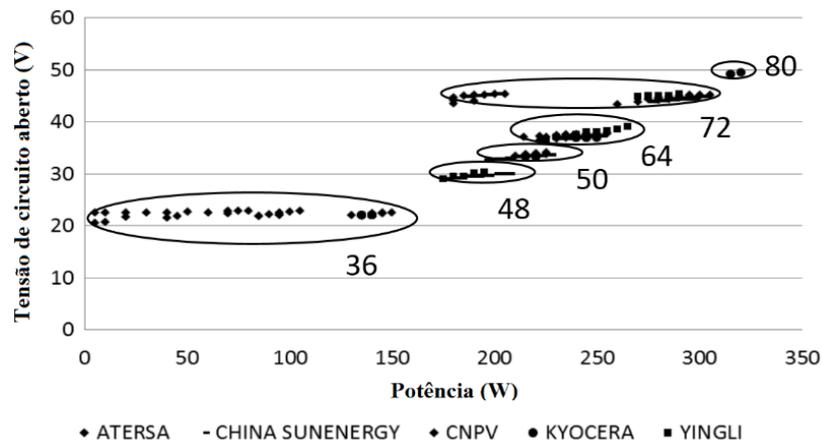
1.3.2 Corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e fator de forma.

Além da eficiência, duas outras características elétricas são fundamentais para análise de módulos fotovoltaicos, que são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. A Figura 1.22 compara os valores de tensão de circuito aberto em função da potência para os módulos mono e policristalinos.

Nota-se que a tensão de circuito aberto é distribuída em patamares de mesmo valor para uma grande variação de potência. Esses patamares são formados pelo número de células presente nos módulos, sendo que os módulos analisados possuem número de células de 36, 48, 50, 72 ou 80. Um aspecto interessante a ser destacado é que para o número de células de

36 e 72 há uma grande concentração de módulos. Isso pode ser explicado pelo fato da tensão desses módulos serem ideais para o carregamento de baterias de 12 V e 24 V, respectivamente. Outro fato verificado é que a variação dos valores de tensão entre os módulos não é muito grande para os grupos de módulos com o mesmo número de células. Por exemplo, o conjunto de módulos de 36 células possui tensão de circuito aberto variando de 21 V a 23 V.

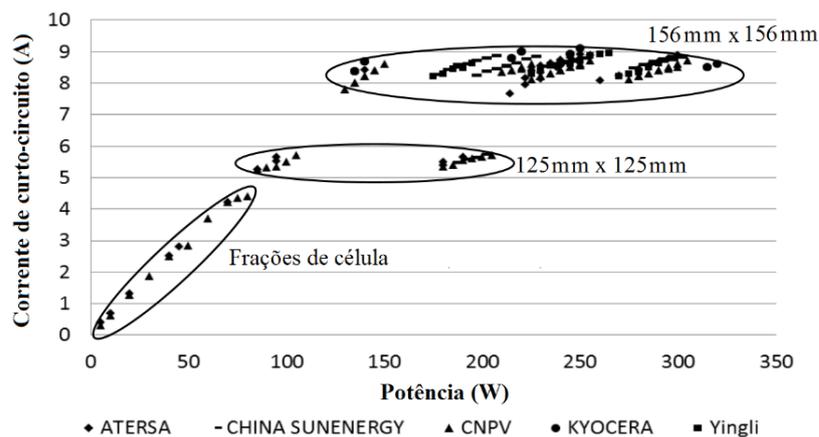
Figura 1.22 – Influência do número de células na tensão de circuito aberto dos módulos do banco de dados.



Fonte: Elaboração própria.

Outra análise realizada é a da corrente de curto-circuito dos módulos em função da potência, que é apresentada na Figura 1.23.

Figura 1.23 – Corrente de curto-circuito dos módulos do banco de dados.



Fonte: Elaboração própria.

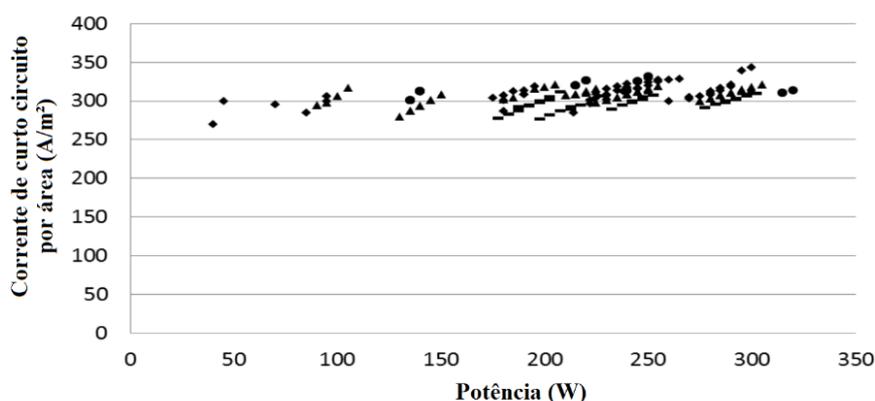
Nota-se que os módulos possuem corrente máxima de 9 A e que possuem uma ampla variação de valores de potência. Como a corrente do módulo está diretamente relacionada a área útil das células, o gráfico foi organizado entre os diferentes tipos de células, as de 156 mm de lado, as de 125 mm e módulos de menor potência que utilizam frações das células citadas anteriormente. Para essa análise estão presentes apenas módulos mono e

policristalinos e, apesar desses módulos estarem classificados no mesmo conjunto, os módulos monocristalinos não são perfeitamente quadrados, possuindo a borda das células normalmente arredondadas.

A Figura 1.23 demonstra padronização do mercado em relação ao tamanho de célula dos módulos. Nesse gráfico também é possível observar a faixa de valores de corrente, para cada tipo de célula do módulo, sendo as de 156 mm com variação de 8 A a 9 A, os de 125 mm com variação de 5,2 A a 5,8 A, enquanto os módulos feitos com frações de células apresentam correntes para vários valores abaixo de 4,5 A.

A Figura 1.24 apresenta o cálculo de corrente de curto-circuito por área do módulo, em função da potência. Esse parâmetro apresenta tendência praticamente linear em função da potência, representando que a área é efetivamente proporcional à corrente gerada pelo módulo fotovoltaico. Observa-se no gráfico que a corrente de curto-circuito por metro quadrado varia de 260 A/m² a 340 A/m², sendo que a média desses valores foi de 306,6 A/m² (30,7 mA/cm²). Deve-se salientar que essa análise foi realizada para a área total do módulo, quando se calcula a média dos valores para a área de célula esse valor é de 340,6 A/m² (34,6 mA/cm²).

Figura 1.24 – Corrente de curto-circuito por unidade de área dos módulos do banco de dados.



Fonte: Elaboração própria.

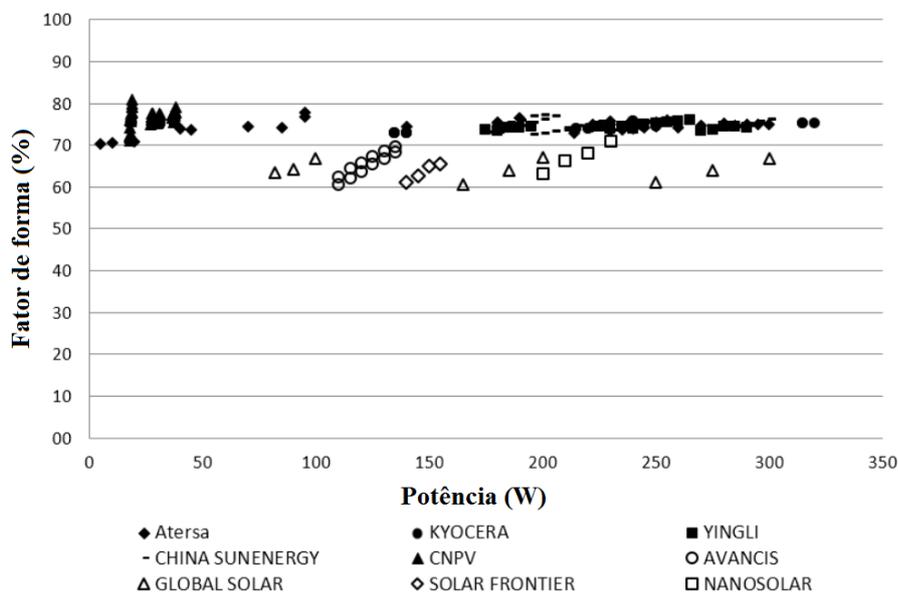
Outra grandeza importante a ser analisada para os módulos fotovoltaicos é o fator de forma. Essa grandeza analisa basicamente o quanto a célula se aproxima do comportamento ideal e é calculada pela Equação 1.2.

$$FF(\%) = 100 \cdot \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad \text{Equação 1.2}$$

Onde no numerador consta o produto da tensão de máxima potência pela corrente de máxima potência, enquanto o denominador é obtido pelo produto da tensão de circuito aberto pela corrente de curto-circuito. Quanto mais as grandezas de máxima potência se aproximam

do produto entre I_{sc} e V_{oc} , maior é o fator de forma. A Figura 1.25 mostra os valores calculados para o fator de forma dos módulos do banco de dados.

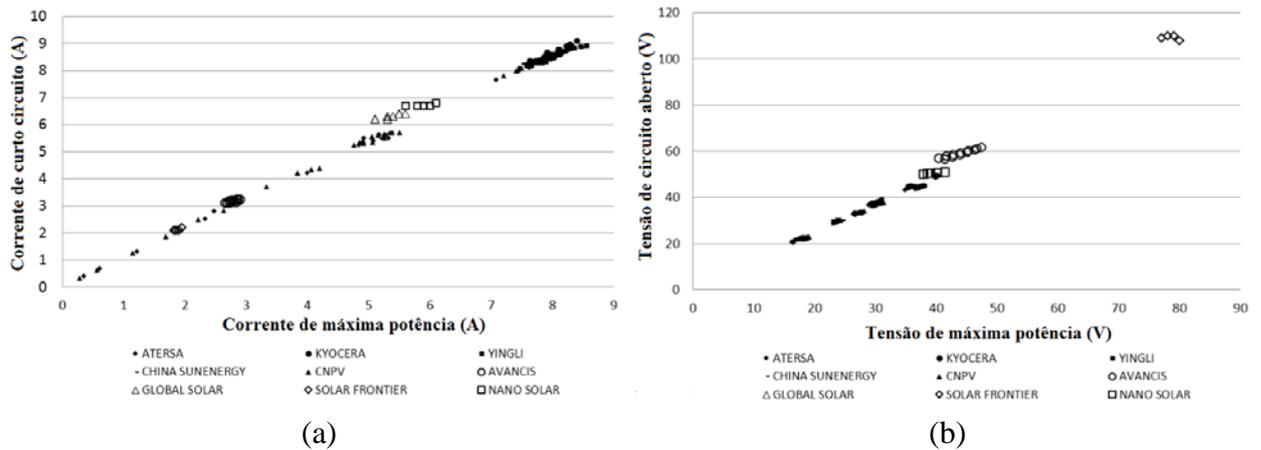
Figura 1.25 – Fator de forma dos módulos do banco de dados.



É possível observar que para a tecnologia mono e policristalino a grande maioria dos módulos possui fator de forma entre 70 % e 80 %. Os módulos de filme fino estão um patamar abaixo, com fator de forma variando praticamente entre 60 % e 70 %. Esses valores refletem a influência da tecnologia nas características do módulo, sendo que os módulos de filme fino possuem a sua curva I-V mais deslocada da idealidade quando se compara com os módulos mono e policristalinos. Outra característica interessante é que, apesar dos módulos flexíveis apresentarem eficiência bastante abaixo dos demais de filme fino, quando se analisa o fator de forma eles se apresentam no mesmo patamar que os demais.

Outras relações analisadas foram as de Imp por I_{sc} e V_{mp} por V_{oc} . Os valores obtidos a partir do banco de dados utilizado são apresentados na Figura 1.26. O comportamento linear dessas variáveis e a baixa dispersão dos valores demonstram a elevada proporcionalidade entre as duas grandezas. Para as tecnologias mono e policristalinas a relação percentual média obtida entre tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto foi de 81 % com os valores variando entre 78 % e 83 %. Em Jiang et al (2012) foram analisadas as tensões em várias condições de irradiância e temperatura com módulos monocristalinos em um simulador solar. Nesse experimento foi obtido um valor médio de 81,4% para os módulos testados. Orioli e Gangi (2012) apresentam métodos de cálculo dos parâmetros elétricos de módulos a partir dos valores de placa, sendo que o valor médio da relação de tensões foi de 80,4%.

Figura 1.26 – Relação entre: (a) corrente de curto-circuito e de máxima potência; (b) tensão de circuito aberto e tensão de máxima potência dos módulos do banco de dados.



Fonte: Elaboração própria.

No cálculo do quociente entre I_{mp} e I_{sc} para os módulos do banco de dados foi encontrado o valor de 92,8 % com valores variando entre 90 % e 95 %. Orioli e Gangi (2012) apresentam um valor médio para essa variável de 93,1%. Observa-se que a corrente de máxima potência está mais próxima dos valores de curto-circuito que a tensão de máxima potência em relação a tensão de circuito aberto.

Essa comparação mostra que os limites desses valores estão bem estabelecidos, apresentando uma variação pequena entre diferentes tipos de módulos quando se analisa somente os dados de placa. Nota-se que os valores dos módulos das tecnologias de filme fino estão mais dispersos e deslocados no sentido das correntes de curto-circuito na figura 1.28(a) e deslocados no sentido das tensões de circuito aberto na figura 1.28(b), quando comparado as demais tecnologias.

1.3.3 Coeficientes de temperatura

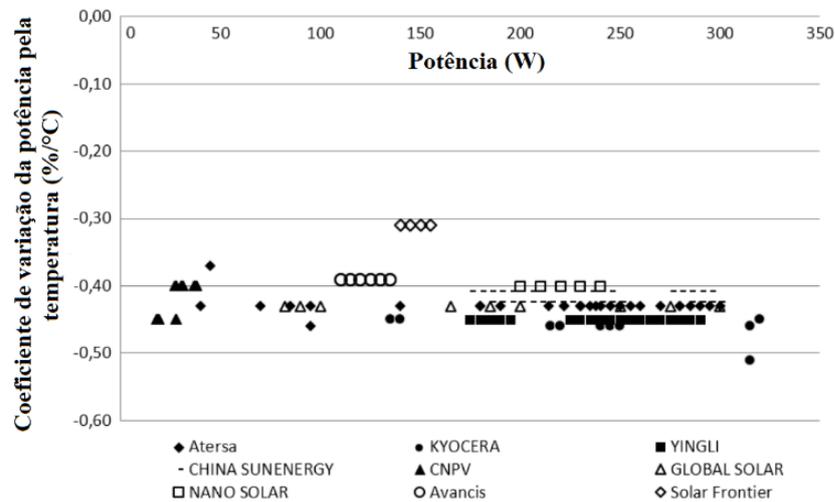
As variáveis elétricas dos módulos fotovoltaicos são calculadas na temperatura de 25°C, sendo que o aumento desse valor está associado a uma variação percentual na sua característica de placa, sendo essa correção feita como na equação 1.3:

$$P_c = P_p \cdot [1 + k \cdot (T_{op} - 25)] \quad \text{Equação 1.3}$$

Em que P_c e P_p são respectivamente o parâmetro corrigido e o parâmetro de placa; k corresponde ao coeficiente de variação do parâmetro com a temperatura %/°C e T_{op} representa a temperatura de operação que se deseja corrigir o parâmetro. Note que valores positivos de coeficiente de temperatura tendem a aumentar o valor original, enquanto valores negativos tendem a reduzi-lo para temperaturas acima de 25 °C. O coeficiente de variação da

potência do módulo em função da temperatura para os dados coletados é apresentado na Figura 1.27.

Figura 1.27 – Coeficiente de variação da potência em função da temperatura.

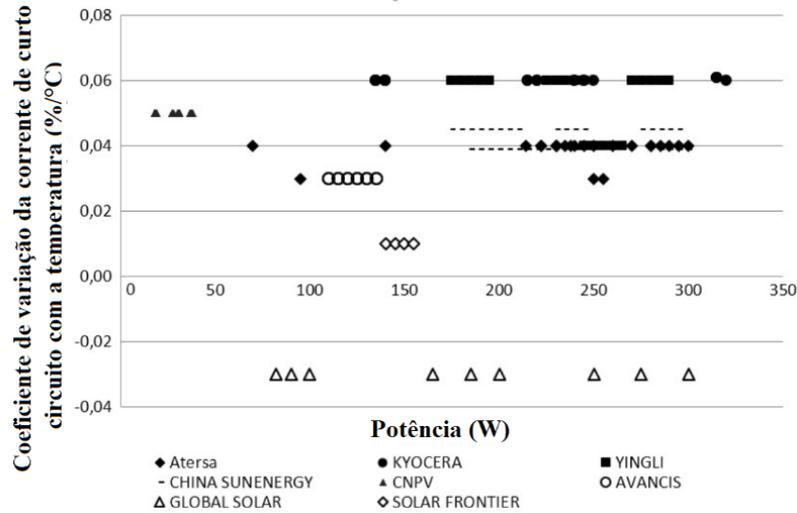


Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que os coeficientes de potência de todos os módulos analisados são negativos, em geral os valores estão compreendidos entre $-0,40 \text{ %/}^\circ\text{C}$ e $-0,45 \text{ %/}^\circ\text{C}$, indicando que o aumento da temperatura promove a queda de potência elétrica desenvolvida. Os módulos do fabricante *Solar Frontier* apresentam coeficientes bem menores que os demais, apresentando valores de $-0,31 \text{ %/}^\circ\text{C}$, mostrando o melhor desempenho da tecnologia CIS para condições de elevada temperatura.

O coeficiente de variação da potência em função da temperatura é o resultado final da influência da temperatura na corrente e na tensão. A seguir são analisadas separadamente os coeficientes de variação da corrente e tensão em função da temperatura. A Figura 1.28 mostra os coeficientes de temperatura para a corrente de curto-circuito.

Figura 1.28 – Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura dos módulos do banco de dados.

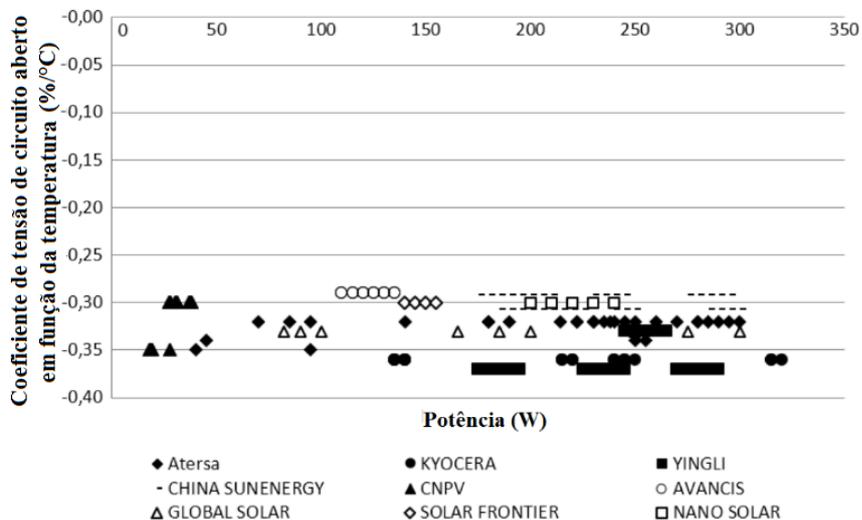


Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a maioria dos módulos apresentam coeficientes positivos, representando um ganho de corrente com o aumento de temperatura. Os módulos mono e policristalinos possuem esse coeficiente em sua maioria entre 0,04 %/°C e 0,06 %/°C. Todos os módulos das tecnologias de filme fino apresentaram valores menores quando comparados com os mono e policristalinos, sendo que os módulos flexíveis do fabricante Global Solar apresentam coeficientes negativos, ao contrário de todos demais.

A última análise realizada na Figura 1.29 mostra os valores dos coeficientes de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura para os módulos do banco de dados.

Figura 1.29 – Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura dos módulos do banco de dados.



Fonte: Elaboração própria.

Nesse gráfico é possível observar que todos os valores de coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura são negativos e apresentam valores na faixa de $-0,25 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ a $-0,40 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Os módulos de filme fino apresentam valores bastante próximos ao valor de $-0,30 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, exceto os flexíveis da Global Solar que possuem valores de $-0,33 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Deve-se salientar também que os valores de coeficientes de variação das tensões são consideravelmente mais altos que os de corrente, evidenciando o maior efeito da temperatura sobre a tensão.

Toda a informação gerada graficamente por esta pesquisa pode ser utilizada para a caracterização do mercado fotovoltaico e para a visualização rápida dos valores típicos dos módulos atualmente no mercado. Além disso, algumas análises podem servir de auxílio para o desenvolvimento de projetos por abordar algumas das principais variáveis de interesse do setor.

Como a tecnologia fotovoltaica está em pleno desenvolvimento, as variáveis citadas provavelmente serão modificadas nos próximos anos, justificando a continuidade deste trabalho. Além disso, para implementar as análises pretende-se adicionar novos fabricantes e tecnologias, como módulos bifaciais e de alta eficiência.

CAPÍTULO 2

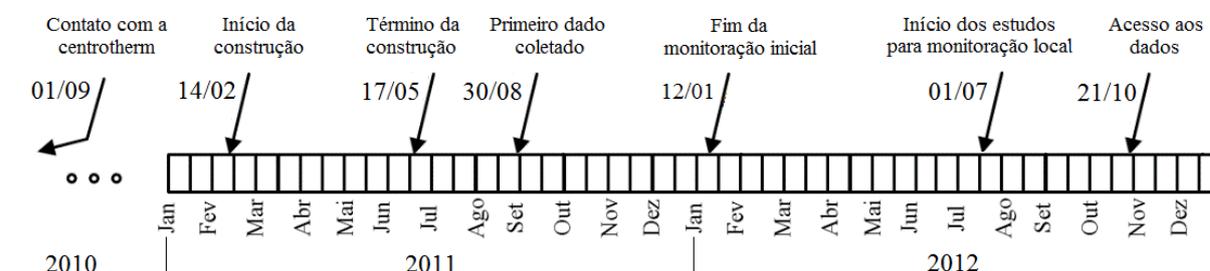
DESCRIÇÃO DO CAMPO DE TESTES E DO TRATAMENTO DE DADOS

2.1 O campo de testes

O campo de testes utilizado como base para a elaboração deste trabalho é formado por um completo sistema de monitoração de módulos fotovoltaicos e grandezas relacionadas ao recurso solar. Ele foi produto de uma parceria entre o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA) e a empresa alemã CENTROTHERM. As informações geradas nesse campo de teste tem por objetivo a determinação do funcionamento de diferentes tipos de módulos nas condições de elevada temperatura e umidade, característicos do Norte do Brasil. Essas informações são de elevado interesse científico e comercial, pois podem ser utilizadas tanto no aprimoramento de processos industriais como na geração de novos conhecimentos a respeito do funcionamento da tecnologia fotovoltaica.

Após a conclusão das obras desse campo de testes os dados gerados não foram totalmente disponibilizados pela empresa, que acabou abandonando o sistema. Com o objetivo de se obter acesso a esses dados os integrantes do GEDAE iniciaram em 01/07/2012 um trabalho para decifrar o protocolo de comunicação. Esse esforço visava o acesso a todas as informações, que foi alcançado em 21/10/2012. A Figura 2.1 ilustra a linha do tempo com os principais eventos relacionados ao gerenciamento inicial do campo de testes.

Figura 2.1 – Linha do tempo dos eventos do campo de testes.



Fonte: Elaboração própria.

A partir de então esses dados estão sendo armazenados e tratados no laboratório do GEDAE e são o alvo principal dessa dissertação.

2.2 Descrição dos equipamentos

O campo de testes é formado por 3 bases metálicas projetados para o suporte e posicionamento dos módulos fotovoltaicos. Essas bases possuem um sistema de variação da inclinação permitindo simulações para diversos posicionamentos, porém durante todo o período de teste os módulos foram mantidos a uma inclinação de $7,0^\circ$ e orientados para o Norte. A fixação dos módulos é feita por um sistema de trilhos que permite a sua transladação, além de garantir encaixe para diferentes tamanhos de módulos. A Figura 2.2 mostra as 3 bases metálicas no campo de testes.

Figura 2.2 – Bases metálicas de suporte dos módulos.



Fonte: Elaboração própria.

Além dos módulos, a estrutura conta com dois sensores de irradiância tipo célula fotovoltaica. Um desses sensores é mostrado na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Sensor de irradiância instalado no campo.



Fonte: Elaboração própria.

Os sensores de temperatura dos módulos são do tipo PT1000, e estão colados na parte posterior dos módulos. Para medição de grandezas ambientais há ainda uma estação responsável pela medição de velocidade do vento, umidade do ar, temperatura, entre outras grandezas relacionadas a variáveis ambientais. Os sensores de temperatura e a estação meteorológica são mostrados na Figura 2.4.

Figura 2.4 – (a) Sensores de temperatura (b) estação meteorológica.

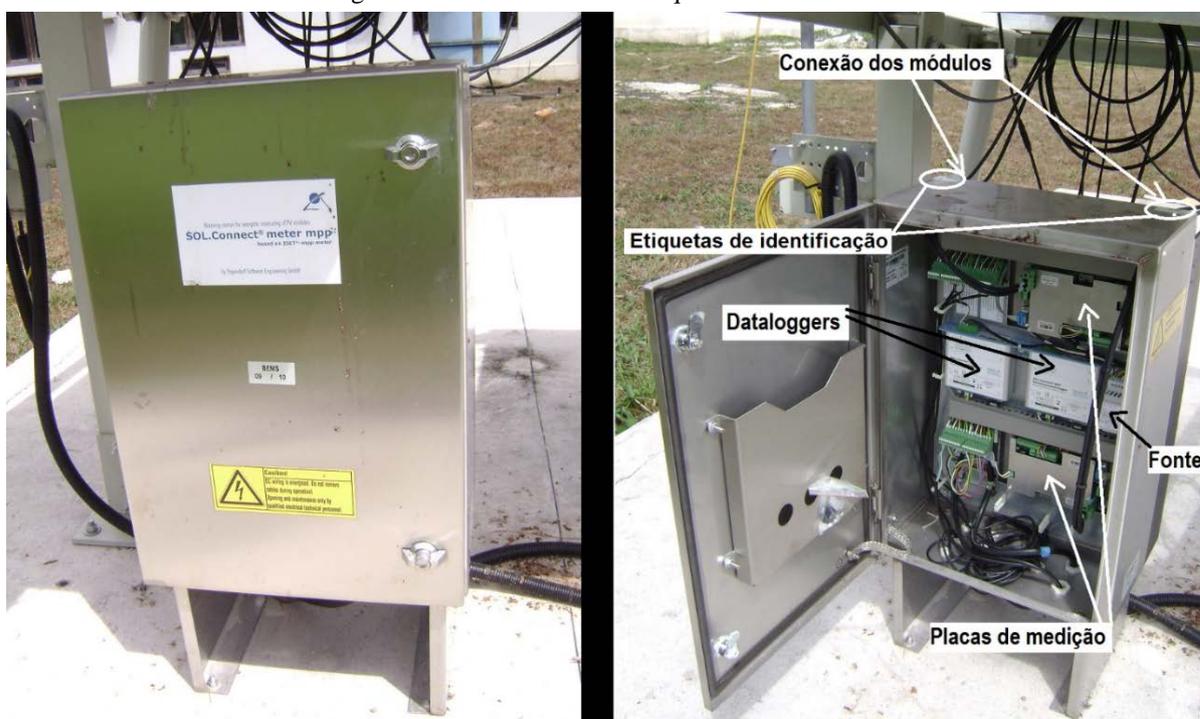


Fonte: Elaboração própria.

A ligação dos módulos, dos sensores tipo PT1000 e as células fotovoltaicas são realizadas dentro de quadros localizados abaixo das estruturas metálicas. Cada quadro possui uma identificação no seu terminal de conexão com o módulo. Essa identificação é feita com uma etiqueta que contém o prefixo BEMS seguidos dos números de 01 a 14. Essa identificação é importante, pois o ambiente virtual do sistema utiliza essa nomenclatura. Essa referência também é utilizada para definir o posicionamento dos módulos deste trabalho.

O campo de testes possui 7 quadros que podem ser visualizados na Figura 2.5. Cada quadro tem capacidade para medição de dois módulos com seus respectivos sensores de temperatura, além de dois sensores de irradiância. Dentro de cada quadro há encaixe para duas placas de aquisição, dois *dataloggers* e uma fonte.

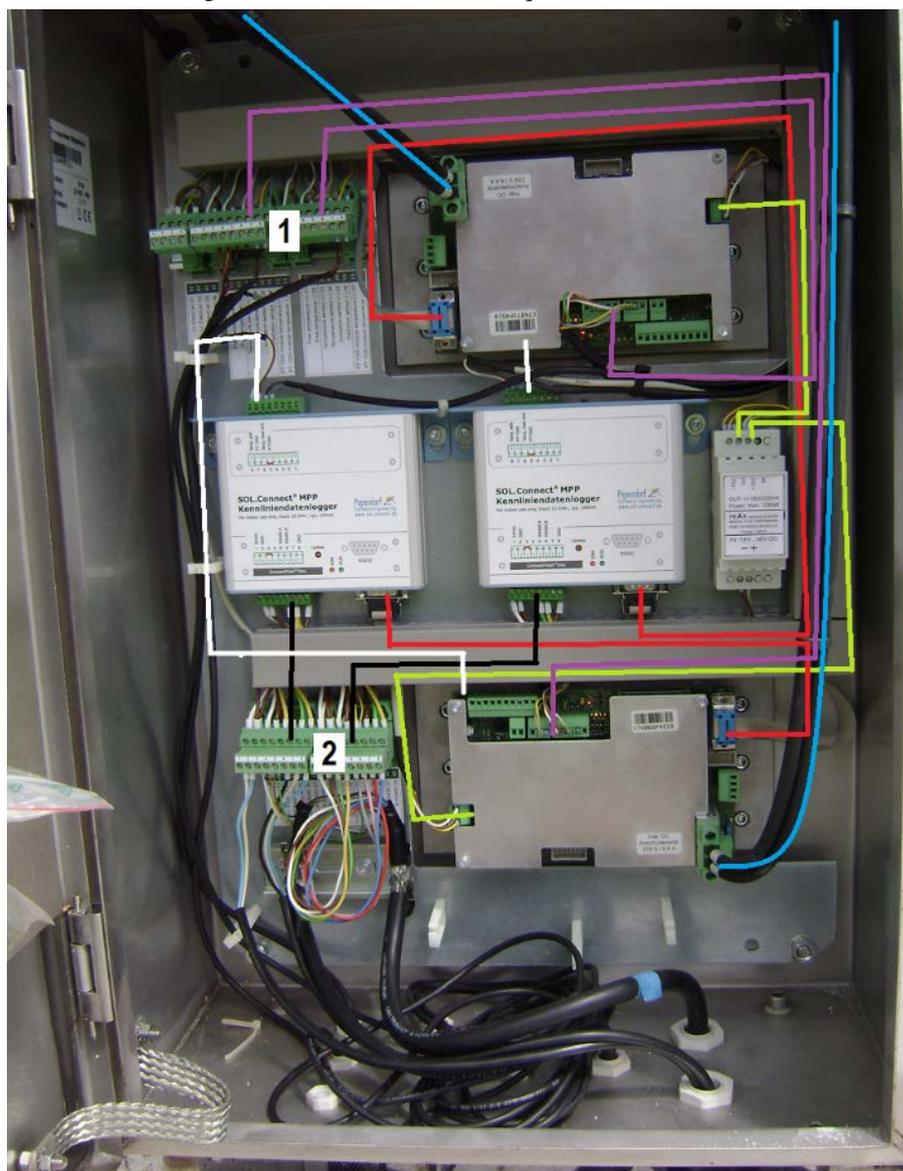
Figura 2.5 – Detalhamento dos quadros de conexão.



Fonte: Elaboração própria.

As placas de aquisição possuem importância fundamental no processo, pois são responsáveis pela medição das grandezas elétricas dos módulos, dos sensores de temperatura e o levantamento da curva IV dos módulos através de uma carga eletrônica. Elas são conectadas diretamente ao *datalogger* que armazena os valores medidos. O *datalogger* da instalação possui capacidade de aproximadamente 20 dias de informação, que é armazenada em um cartão de memória tipo *Compact Flash*. A Figura 2.6 ilustra como funciona a conexão entre os componentes nos quadros.

Figura 2.6 – Detalhamento dos quadros de conexão.



Fonte: Elaboração própria.

Na entrada das borneiras identificadas com o número 1 são conectados os cabos que vem dos sensores de temperatura da parte posterior do módulo e dos sensores de irradiância. Na parte direita dessa borneira é ligada a placa da parte superior do quadro e na esquerda a placa inferior.

Os sensores de temperatura são ligados a dois fios, sendo preto positivo e marrom negativo. A ligação do sensor de irradiância se dá a quatro fios, sendo dois para medição da temperatura do sensor (alaranjado - vermelho +) e dois para a irradiância (marrom + preto-).

Nas placas de medição se conecta os seguintes cabos:

- Módulos fotovoltaicos, representado em azul;

- Alimentação, representados por verde. Sendo a três fios (amarelo -15, branco +15 V e marrom 0 V);

- Entrada de dados de irradiância e temperatura do módulo fotovoltaico da borneira “1”, representados por rosa. Esses dados são transmitidos a 6 fios (cinza - e amarelo + do sensor de temperatura do módulo; verde – e rosa + do sensor de irradiância; e marrom - e branco + do sensor de temperatura do sensor de irradiância);

- Saída de dados que vai para o datalogger, representado por vermelho. Essa saída é feito por um cabo múltiplo de dados;

- Saída de temperatura da placa, representado por branco. Essa comunicação é a dois fios (marrom - e branco +);

Nos *dataloggers* são conectados:

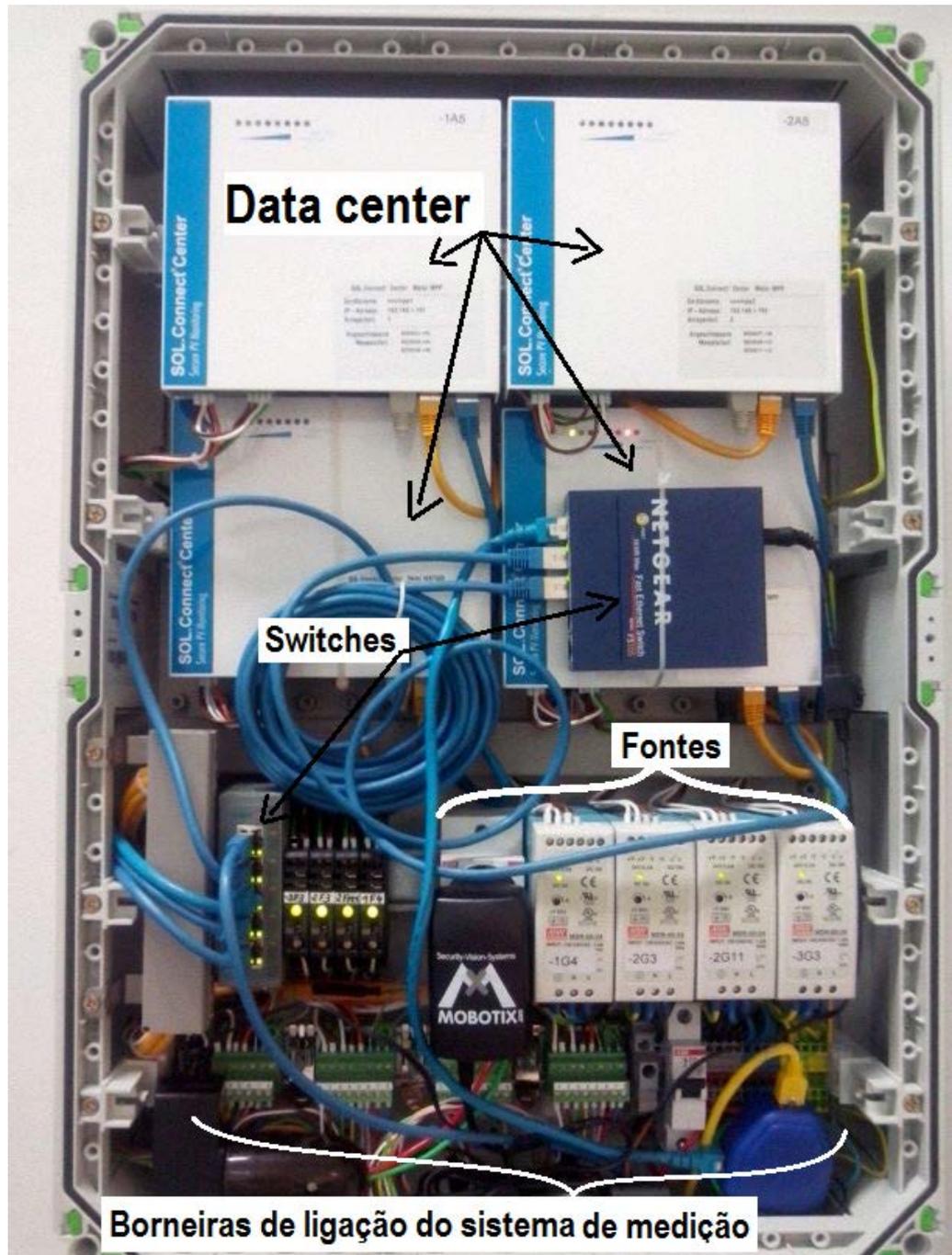
- Sensores de temperatura das placas de medição, representados em branco;

- Entrada de dados da placa de medição, representado por vermelho;

- Saída de dados para o borne 2 e alimentação do *datalogger*, representado em preto. Essa comunicação é a 6 fios e é feita com a fonte e com o *datacenter*, localizado na parte interior das dependências do GEDAE;

Cada datalogger é ligado a um datacenter através de cabos subterrâneos. O sistema possui 4 datacenters que estão localizados no servidor do laboratório, sendo 3 destinados a monitoração dos módulos e um para a estação meteorológica. Os datacenters realizam a comunicação dos dataloggers com os computadores através da intranet. Cada um possui um ambiente virtual que disponibiliza em tempo real os dados medidos no campo de testes. A Figura 2.7 mostra a imagem do quadro interno ao prédio do GEDAE com os *datacenters* presentes na instalação.

Figura 2.7 – Quadro interno do GEDAE.

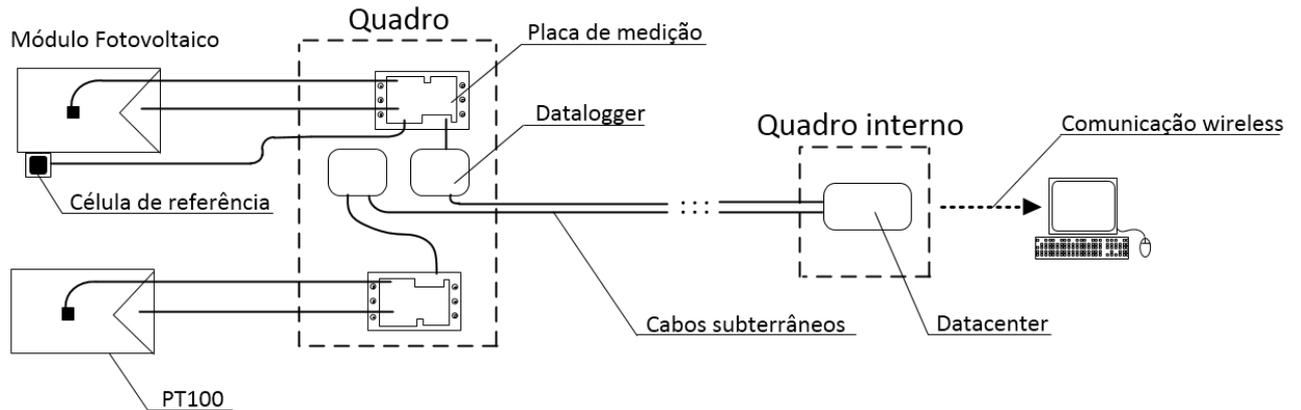


Fonte: Elaboração própria.

Os dados gerados pelos *datacenters* são enviados para os *switches* que por sua vez mandam as informações para o *roteador wireless*. Assim as informações provenientes dos *datacenters* ficam disponíveis para visualização na rede interna do GEDAE.

Todo aparato de equipamentos abordado até aqui tem por objetivo a medição, armazenamento e transferência de dados para o usuário. A Figura 2.8 ilustra simplificada como ocorre a ligação entre esses equipamentos.

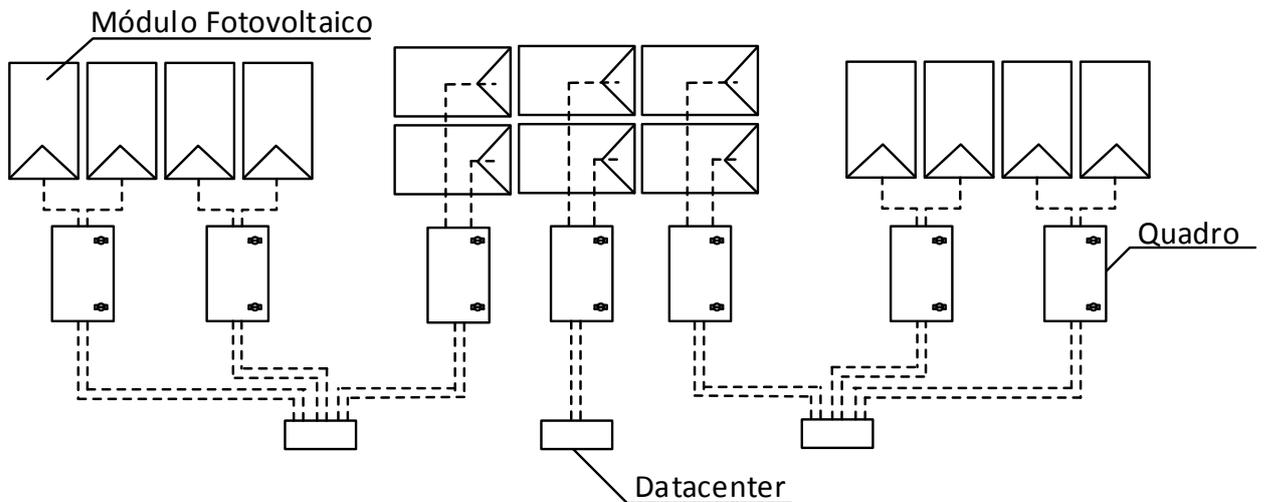
Figura 2.8 – Esquema de ligação entre os dispositivos.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 2.8 fica claro como se dá o esquema de ligação de cada quadro, sendo possível visualizar o percurso da informação desde a medição até seu armazenamento em um computador. Na Figura 2.9 é mostrado de uma maneira mais abrangente como se dá a ligação entre os equipamentos do sistema.

Figura 2.9 – Esquema geral de interligação dos componentes.



Fonte: Elaboração própria.

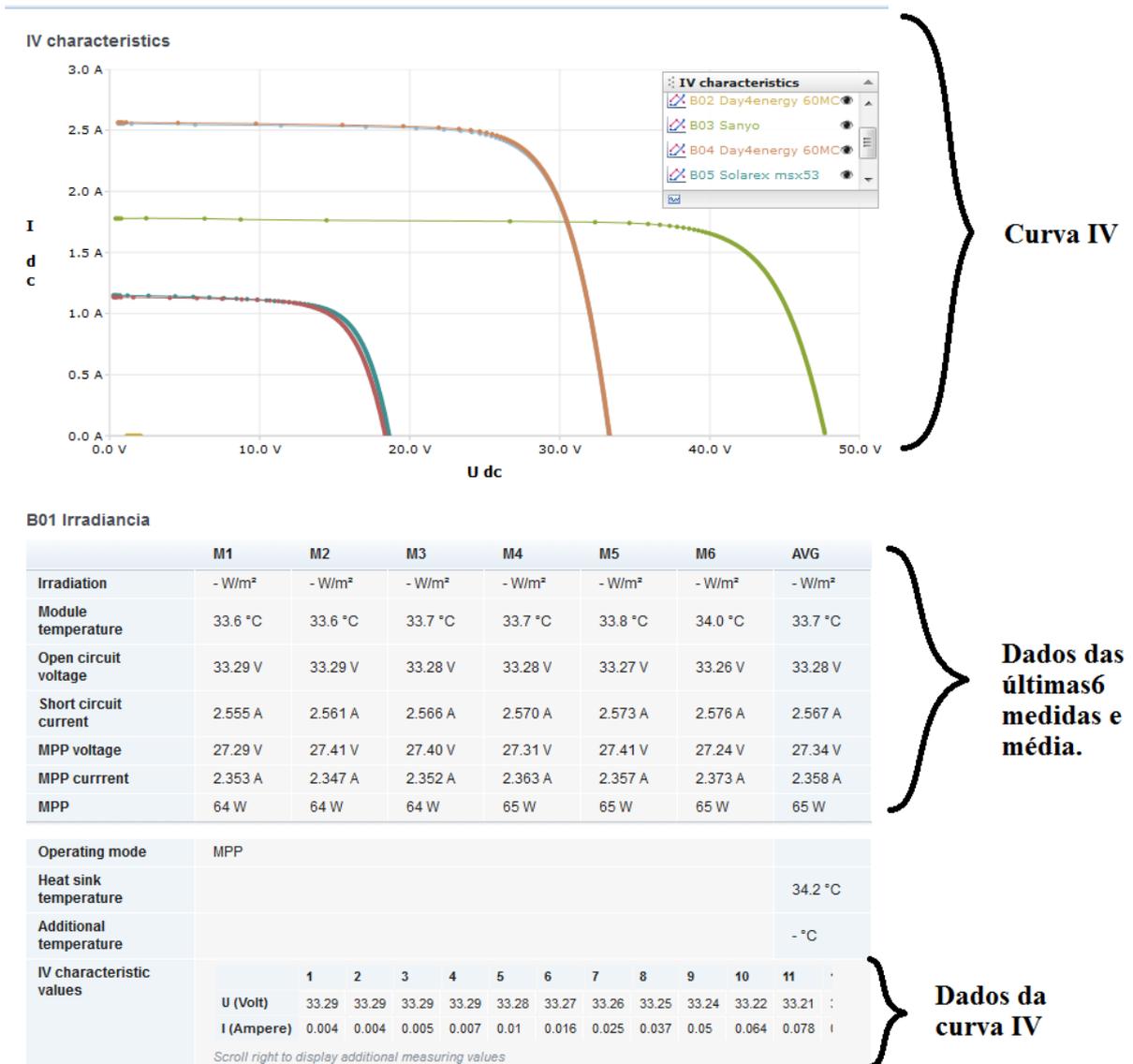
Nesse desenho cada linha pontilhada representa dados de medição de um módulo. Nota-se que os *datacenters* das extremidades estão ligados a 6 módulos, que é sua capacidade máxima, enquanto o *datacenter* central está gerenciando apenas dois módulos. Então a capacidade de medição total dos *datacenters* é de 18 módulos, porém a de medição está limitada a 14 módulos por haver apenas 7 quadros externos.

2.3 Tratamento de dados.

No tópico anterior foi mostrado o caminho da informação até o usuário final, e agora será abordado como foi realizado o procedimento de aquisição e tratamento dos dados

enviados. A primeira forma de acessar os dados é através das interfaces dos *datacenters*, que permite o acesso de forma instantânea aos valores medidos. Essa visualização é normalmente realizada na *intranet* do GEDAE. O sistema pode ser acessado pelos IP's internos que são 10.77.1.51 relativo aos dados dos 3 quadros da esquerda da estrutura, 10.77.1.52, contendo os 3 quadros a direita da estrutura e o 10.77.1.57 que é correspondente ao quadro central. Existe também uma estação meteorológica no IP 10.77.1.53 e uma câmera de monitoramento no 10.77.1.54 que também pode ser acessada externamente no endereço <http://www.gedaecam.xpg.com.br/>. Além do acesso local é possível o acesso externo através da configuração de VPN. O acesso nesses endereços permite a visualização dos valores medidos instantaneamente além das curvas IV dos módulos. A Figura 2.10 mostra a imagem da exibição dos dados através desse acesso.

Figura 2.10 – Visualização da tela ao acessar os datacenters.



Fonte: Elaboração própria.

Para que seja possível o acesso aos valores brutos é necessário entrar nas configurações do *datacenter* e fazer uma comunicação via FTP da informação contida no *datalogger*. Essa configuração pode ser feita através do *datacenter* no endereço: “*Configuration>Communication>Message recipients>New*”. Nesse endereço deve-se inserir um nome para o servidor, o servidor de destino, o *login* e o *password* que são informações definidas na criação do servidor FTP. Após a conclusão dessa etapa é necessário ir ao endereço “*Configuration>Communication>FTP-Upload>Data of IV characteristics*” e selecionar os servidores FTP que se deseja enviar a informação. Além disso, nesse local é possível configurar informações importantes como a data inicial de envio das informações e a frequência de envio. Após a configuração, o sistema enviará os arquivos contendo os dados para o servidor FTP. Com os dados no servidor FTP é possível acessá-lo e baixar os dados de qualquer local, diretamente para o computador.

O servidor FTP escolhido foi o xpg da UOL disponível em www.xpg.uol.com.br, cujo domínio FTP é o www.xpg.ftp.com.br. O acesso aos dados pode ser realizado fazendo *login* diretamente no site, porém dessa maneira a interação com o usuário é bastante limitada, consumindo um tempo considerável para fazer *download* de todos arquivos. Então, para facilitar o gerenciamento dos *downloads* foi utilizado o programa chamado *Filezilla*, que permite uma interação melhor com os arquivos do servidor. Dessa forma é possível baixar vários arquivos simultaneamente, poupando um tempo considerável na aquisição de dados.

Os dados gerados pelo sistema são arquivos compactados de extensão “.gz”. Para descompactação desses arquivos podem ser utilizados programas como winrar, winzip, entre outros.

Após a descompactação se obtém arquivos com a extensão “.xml”. O programa escolhido para o tratamento dos dados foi o Excel, e a primeira etapa é a conversão para as extensões “.xlsx”. Para esse procedimento é utilizado o próprio programa Excel, que pode ser usado para a abertura e o salvamento, no procedimento padrão. Porém para aumentar a velocidade dessa conversão foi utilizado uma macro para conversão automática. Para que a macro funcione é necessário criar uma pasta na área de trabalho chamada “MRenomeadora” e dentro dessa pasta outras duas chamadas “Entrada” e “Saída”. Em seguida, deve-se transferir os arquivos no formato “.xml” para a pasta “Entrada”. Na execução da macro deve-se colar o arquivo “Macros1.0” na área de trabalho e rodar a macro chamada “Renomeadora”. Após a execução dessa macro todos arquivos da pasta “Entrada” são convertidos automaticamente para .xlsx e salvos na pasta “Saída”.

Após a troca de extensão, deve-se proceder com a padronização dos nomes e o posterior arquivamento. O sistema gera um arquivo por hora de medição, contendo dados de medição desse período. É gerado um arquivo para cada *datacenter*, logo como são três *datacenters*, são gerados 3 arquivos a cada hora. No período monitorado, cada *datacenter* foi configurado para enviar seus dados para um uma conta a parte, para que não houvesse problemas na identificação dos arquivos armazenados.

A nomeação padrão dos arquivos gerados pelo sistema é feita com 14 números, representando os quatro primeiros, o ano; o quinto e o sexto, o mês; os dois seguintes, o dia; e os demais a hora os minutos e os segundos de quando o arquivo foi transferido do datacenter para o servidor FTP. Essa nomeação não é interessante para o arquivamento dos dados, pois não identifica quando a medida foi realizada, sendo necessário uma renomeação dos arquivos baixados. Deve-se salientar que o número de arquivos a ser armazenado é muito elevado, sendo que esta etapa necessita de atenção especial. O modelo adotado para a renomeação dos arquivos segue o seguinte padrão:

- Inicialmente no nome do arquivo é realizada a identificação do datacenter em que ele foi gerado. Os *datacenters* são nomeados por “Mpp”, que é o *datacenter* responsável pelos módulos conectados nos três quadros localizados a esquerda da estrutura, “Mp7” que é o *datacenter* responsável pelos módulos conectados no quadro central e Mp1 que são os módulos conectados nos três quadros a direita. Em seguida na nomenclatura segue o ano, mês e dia separados por traço e finalmente a hora da medição separada por *underline*. É importante observar que o número da hora corresponde ao horário do término da medição, ou seja, o arquivo Mpp-2012-01-02_06 corresponde ao datacenter Mpp, do dia 02/01/2012 com medições realizadas entre 05:00 e 06:00.

Essa forma de nomeação foi pensada objetivando a rápida visualização tanto do momento em que foi feita a medição quanto a localização dos módulos medidos. Como a quantidade de arquivos é muito elevada foi utilizado o programa chamado “Renomeartudo2.0”, que permite a renomeação de vários arquivos de uma só vez. Após a renomeação é feito o armazenamento dos arquivos “.xlsx”.

O modelo de armazenamento escolhido segue o padrão da nomeação do arquivo, inicialmente divide-se em 3 pastas: Centrothermpa, Centrothermpa1 e Centrothermpa7, sendo um para cada *datacenter*. Em seguida divide-se em pastas por ano, depois pastas por meses e em seguida pastas por dia. Cada pasta de um dia possui 14 itens que consistem nos arquivos do horário de cinco horas até as dezenove.

Resumindo o exposto até então, a aquisição se dá inicialmente pela configuração dos 3 *datacenters* para o envio dos dados via FPT. Em seguida se realiza a aquisição dos dados pelo gerenciador Filezilla e a renomeação dos arquivos via “Renomeartudo2.0”. Para finalizar deve ser realizada a conversão da extensão de “.xlm” para “.xlsx” através de macros e posterior arquivamento.

Com o banco de dados já organizado, deve-se desenvolver o tratamento dos dados, pois apesar dos arquivos estarem em um formato Excel, os dados estão organizados de uma maneira bastante complicada para se extrair qualquer informação útil. A organização padrão enviada pelo sistema lista de forma vertical as medidas de acordo com o tempo, de forma que são intercaladas medições de módulos diferentes resultando em um arquivo com 17.707 linhas e duas colunas de dados. Grande parte do esforço para se desenvolver essa dissertação envolveu o tratamento desses dados, sendo desenvolvido um *script* para que o usuário tenha fácil acesso as informações relevantes sobre o desempenho dos equipamentos.

Uma opção para se evitar todo esse esforço no tratamento seria a utilização de um *software* desenvolvido pela empresa que forneceu os equipamentos do sistema de aquisição de dados. Foi feito o contato com essa empresa, porém o preço desse *software* era de € 6.440,00. Devido ao alto valor essa solução se tornou inviável, então se optou pelo desenvolvimento local de uma macro para o tratamento dos dados em Excel.

O desenvolvimento dessa ferramenta se tornou interessante, pois permitiu a realização de várias análises personalizadas, não ficando sujeito a um *software* fechado, além dos dados brutos ficarem completamente organizados de maneira simples em forma de tabelas.

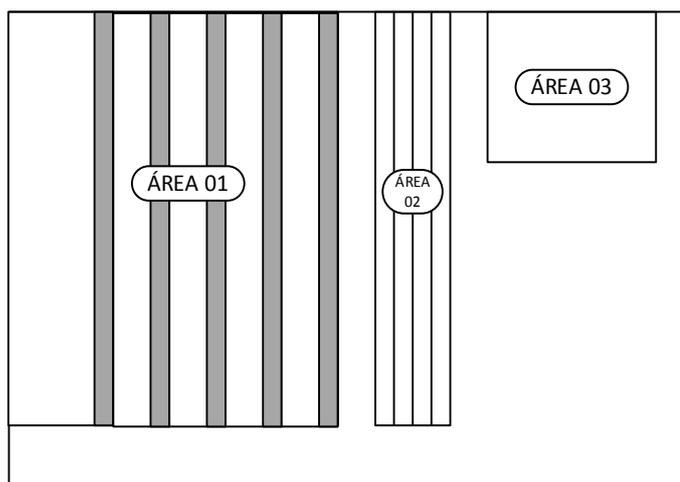
A macro foi desenvolvida para tratar os arquivos dos três *datacenters* ao mesmo tempo, organizando e reunindo toda sua informação em um arquivo de dados diários do Excel. Para sua execução é necessário a criação de uma pasta no diretório “D://” com o nome “Maquinafinal” e as seguintes subpastas: “Entrada” e “Saída”. Na pasta “Entrada” deve-se criar as subpastas “Mpp”, “Mp1” e “Mp7”. Feito isso, deve-se colar os 14 arquivos de dados no formato “.xlsx” de 05:00 até 19:00 de um dia em questão na pasta do seu respectivo *datacenter*. Caso haja algum *datacenter* sem arquivos para o dia específico, deve-se colar nessa pasta um arquivo desse mesmo *datacenter* de um dia qualquer, para que não haja conflito na execução da macro.

Após colar os arquivos deve-se rodar a macro “Tratar”. Essa macro organiza todos arquivos individualmente em formato de colunas em uma nova aba chamada “tratados”. Após

a execução dessa macro abre uma planilha que verifica a integridade dos arquivos tratados. Caso nas três células em frente a palavra “erros” estejam preenchidos com zero quer dizer que todos arquivos tratados possuem todas as medidas e estão prontas para se continuar o tratamento de dados. Caso seja verificado algum erro o texto mais adiante é explicado detalhadamente o procedimento de correção.

Quando os arquivos estiverem sem erros é necessário executar a macro “Final” e esperar a conclusão de sua execução, que normalmente se dá em torno de 2 minutos. O resultado dessa macro será colado na pasta “Saída” e possui o nome de “Dia_XX”. Esse arquivo consiste nas informações organizadas de todos *datacenters*, cálculos de várias figuras de mérito relativo ao desempenho dos módulos neste dia e gráficos que ilustram essas variáveis. Esse arquivo é composto de 16 abas sendo 14 para cada um dos módulos, 1 para análise de dados dos sensores fotovoltaicos e 1 para a exibição dos gráficos. A Figura 2.11 mostra o *layout* das abas destinadas a informação dos módulos.

Figura 2.11 – *Layout* da Aba de medições dos módulos dos arquivos diários gerados automaticamente.



Fonte: Elaboração própria.

A Área 1 é destinada aos dados medidos. Cada linha armazena um minuto de medidas, como o sistema realiza 6 medições por módulo há seis valores em cada linha e destacado em cinza está a média, que é o valor considerado nos cálculos de outros parâmetros. As variáveis armazenadas na Área 1 são: tensão de circuito aberto, tensão de máxima potência, corrente de circuito aberto, corrente de máxima potência, temperatura da superfície posterior do módulo e irradiância. Área 02 é para variáveis calculadas a partir dos valores medidos que são: potência, eficiência, fator de forma, energia, energia acumulada e irradiação. Na Área 03 estão presentes os cálculos de mínimo, médio e máximo horário de todas variáveis envolvidas.

Na Área 1, além das grandezas citadas, para cada minuto de medição estão presentes os dados relativos a curva IV do módulo. Esses dados são armazenados em uma única célula no formato hexadecimal concatenado, sendo impossível identificar os valores diretamente neste formato. A criptografia foi realizada com 2048 caracteres representando 256 pontos na curva IV. Esses caracteres estão organizados de forma que os 4 primeiros são relativos à primeira medida de tensão, os quatro seguintes representam a primeira medida de corrente e assim sucessivamente. Para se obter o valor dos quatro dígitos tanto de corrente quanto tensão deve-se inverter os dois últimos algarismos com os dois primeiros e em seguida converter de hexadecimal para decimal. O exemplo a seguir demonstra como se pode traduzir o código identificando os pontos da curva:

Código: 8312FC00801201017D120601...

Primeiro valor de tensão em hexadecimal concatenado: 8312,

Invertido: 1283,

Convertido para decimal: 4739

Primeiro valor de corrente em hexadecimal concatenado: FC00,

Invertido: 00FC,

Convertido para decimal: 0252

Segundo valor de tensão em hexadecimal concatenado: 8012

Invertido: 1280,

Convertido para decimal: 4736

Segundo valor de corrente em hexadecimal concatenado: 0101,

Invertido: 0101,

Convertido para decimal: 0257

Os valores finais representam as medidas em decivolts e deciamperes. Convertendo os valores e identificando tem-se os seguintes pontos:

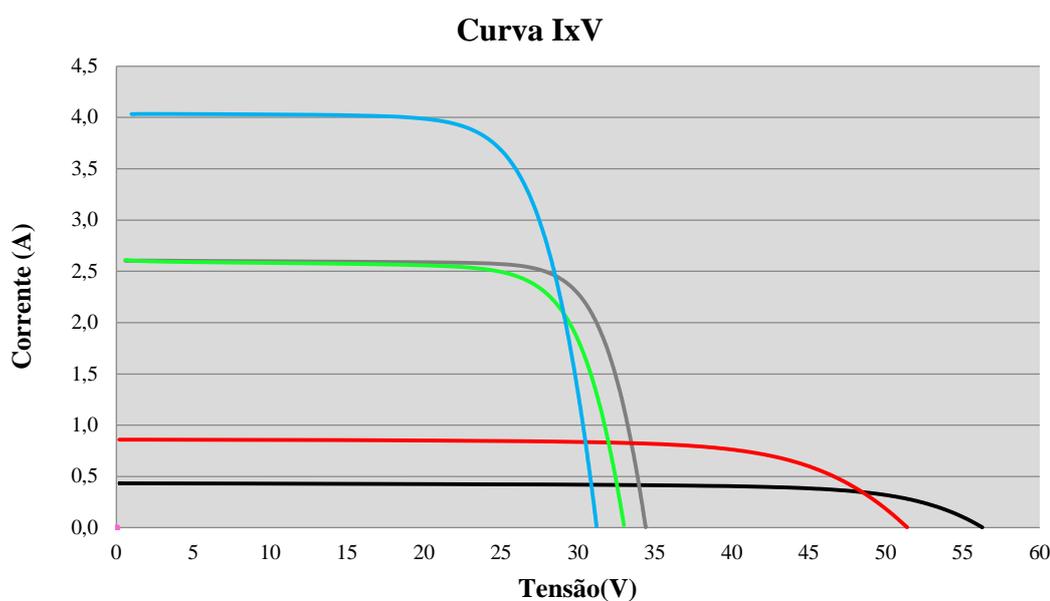
MEDIDA1: 47,39 V e 2,52 A

MEDIDA 2: 47,36 V e 2,57 A

A metodologia para tradução desses valores foi retirada do manual do *datacenter*. Para que fosse possível identificar as curvas, foi desenvolvida uma planilha no Excel, chamada

“Tradutor de curva IV”. Nela foi inserida a lógica de cálculo desenvolvida para fazer automaticamente a conversão da célula que possui toda a curva em hexadecimal concatenado diretamente para gráficos. Esse arquivo tem suporte para até 14 conversões e um exemplo de gráfico traçado com essa ferramenta é apresentado na Figura 2.12.

Figura 2.12 – Gráficos gerados com a planilha “Tradutor de curva IV”.

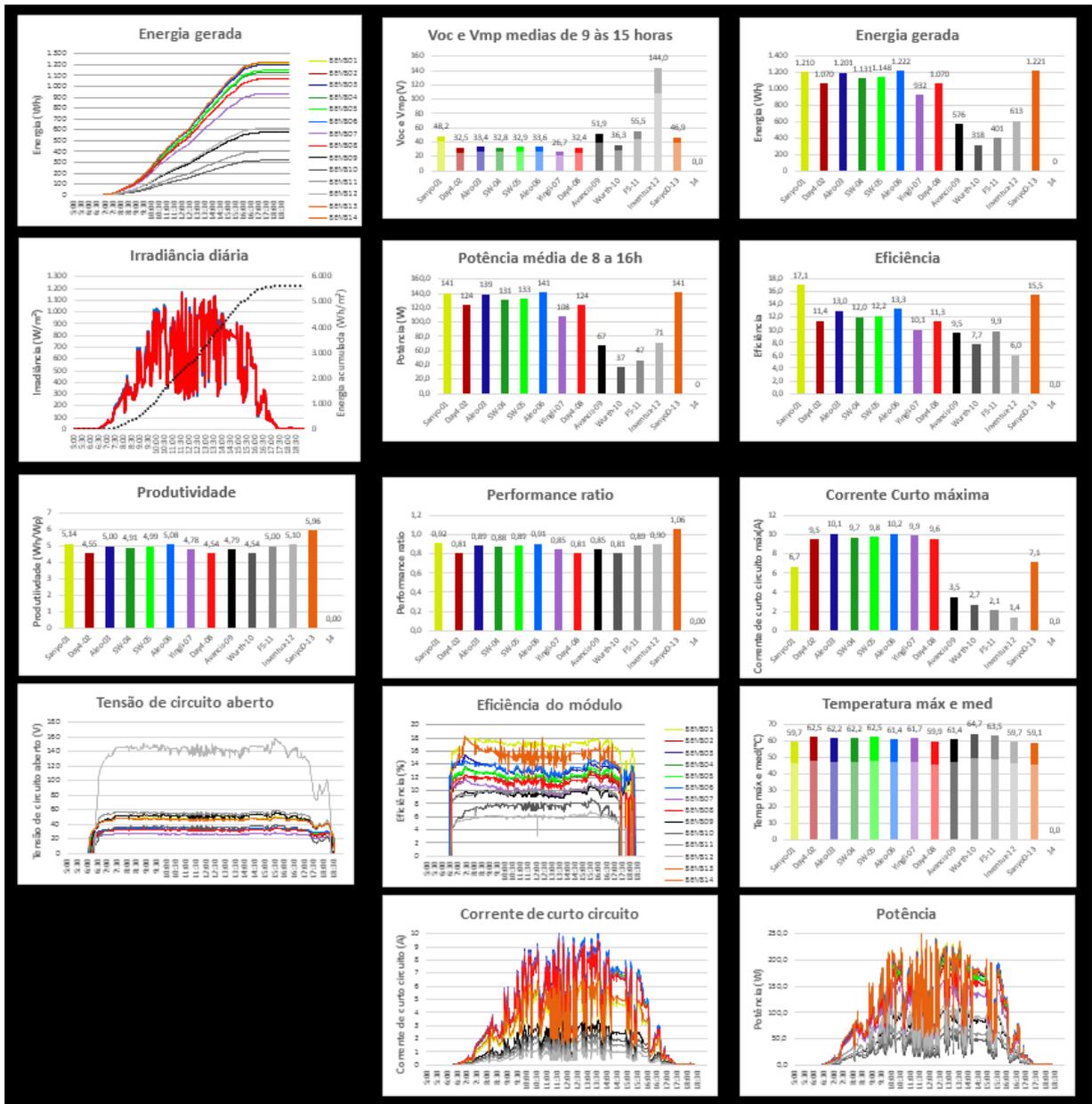


Fonte: Elaboração própria.

Nos arquivos diários gerados pela macro “final”, a penúltima aba é denominada “irr”, que armazena os valores medidos de irradiância. Nela são realizados cálculos de valores médios instantâneos, energia gerada e média dos valores registrados pelos sensores tanto da irradiação direta quanto a incidente na parte posterior do módulo.

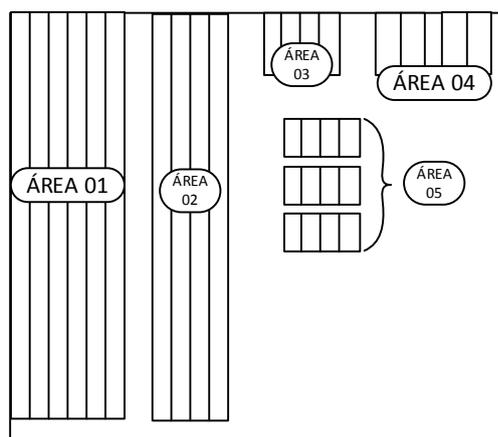
A última aba do arquivo diário é chamada “gráfica”, e apresenta os valores mais importantes armazenados em forma de gráficos. Dessa forma é possível se realizar uma análise rápida dos valores armazenados. Essa aba é fundamental para a localização de erros nas medidas, pois quaisquer variações elevadas nas medições podem ser rapidamente observadas. O *layout* dos gráficos gerados automaticamente pela macro são exibidos na Figura 2.13.

Figura 2.13 – Aba “gráfica” dos arquivos diários gerados automaticamente.



Fonte: Elaboração própria.

Existe ainda uma macro desenvolvida para reunir os arquivos diários em um arquivo mensal de dados. Esse arquivo coleta as médias a cada minuto das planilhas diárias de origem de todos os módulos em teste, abandonando as medidas a cada 10 segundos armazenadas anteriormente. Esse tratamento visa reduzir o tamanho do arquivo e melhorar sua execução. A Figura 2.14 mostra o *layout* do arquivo mensal.

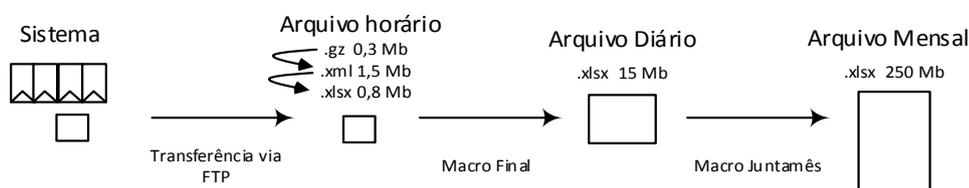
Figura 2.14 – *Layout* do arquivo mensal gerado automaticamente.

Fonte: Elaboração própria.

Na Área 1 desse arquivo está presente as médias dos valores medidos com frequência de segundo em segundo. Na Área 02 são calculados potência instantânea, energia, energia acumulada, irradiação, eficiência, fator de forma, relação entre I_{mp} e I_{sc} e relação V_{mp} e V_{oc} . Na Área 03 são calculados os valores por dia de energia, irradiação solar, produtividade, perdas por captura, performance ratio, eficiência e energia por área. Na Área 4 são calculados os valores de distribuição de frequência e frequência acumulada para irradiação solar, irradiância, potência do módulo e energia gerada pelo módulo fotovoltaico. Na Área 05 estão presentes vários quadros que calculam os valores médios horários de potência, irradiância, temperatura, V_{oc} e V_{mp} . Existe ainda um quadro para valores horários de irradiação e energia gerada. Os valores são calculados para todos os dias presentes no arquivo.

Para facilitar a visualização do tratamento de dados é apresentada a Figura 2.15. Ela ilustra quais são os métodos utilizados para a conversão dos arquivos e os tamanhos médios dos arquivos gerados em cada uma das etapas do processo.

Figura 2.15 – Fluxo de arquivos durante o tratamento de dados.



Fonte: Elaboração própria.

2.4 Operação do sistema.

Durante o acompanhamento do sistema de medição vários problemas foram identificados. Esses problemas interferem na aquisição e tratamento de dados, podendo gerar problemas caso não sejam adequadamente corrigidos. O primeiro fator que possui

interferência considerável sobre as medições é a qualidade da energia elétrica local, pois todas as fontes do sistema de medição estão diretamente ligadas na rede. Dessa forma, interrupções no fornecimento tem influência direta sobre a medição, pois apesar do sistema se recuperar automaticamente quando a falta acaba os arquivos horários que compreendem esses intervalos estarão prejudicados. Nesses casos é necessário realizar uma adequação nos arquivos que contém as falhas antes de tratá-los individualmente. Para que esses erros fossem rapidamente identificados, após a execução da macro “tratar” aparece uma planilha que identifica o número de erros em cada arquivo. A Figura 2.16 mostra um exemplo desse identificador de erros.

Figura 2.16 – Verificação de erros através da macro “achaerros”.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1		Mpp	Mp1	Mp7					
2	6	361	361	121		0	0	0	
3	7	361	361	121		0	0	0	
4	8	361	361	121		0	0	0	
5	9	361	361	121		0	0	0	
6	10	361	361	121		0	0	0	
7	11	361	361	121		0	0	0	
8	12	328	321	121		-33	-40	0	
9	13	361	361	121		0	0	0	
10	14	361	361	121		0	0	0	
11	15	361	361	121		0	0	0	
12	16	361	361	121		0	0	0	
13	17	325	361	121		-36	0	0	
14	18	361	361	121		0	0	0	
15	19	361	361	121		0	0	0	
16	Erros	69	40	0					

Fonte: Elaboração própria.

Na coluna da esquerda estão presentes as horas e nas colunas são identificados os módulos do *datacenter* Mpp, Mp1 e Mp7. Os números abaixo desses identificadores representam o número de linhas em cada arquivo horário. Um arquivo completo é composto de 360 linhas de medições mais uma linha de título resultando um valor de 361. O número de erros por *datacenter* é apresentado na linha em destaque chamada “Erros”, enquanto o número de erros por arquivo pode ser visualizado na tabela da direita. Na Figura 2.16 é possível observar 3 arquivos com problemas, 1 no *datacenter* Mp1 e 2 no Mpp. Dos arquivos problemáticos correspondentes ao *datacenter* Mp1, 1 ocorreu entre 11:00 e 12:00 h com 33 medidas faltando e o outro entre 16:00 e 17:00 com 36 medidas a menos. No caso do Mp1 o arquivo com erro contém menos 40 medidas e corresponde ao horário de 11:00 as 12:00.

Para a verificação dos arquivos já tratados pode-se executar diretamente a macro “achaerros”. Após a identificação dos arquivos com problemas deve-se proceder com a sua

correção que consiste em localizar e preencher a medida que está em falta no arquivo em questão. Para esse preenchimento foi desenvolvido uma metodologia baseada nos erros característicos que o sistema apresenta, objetivando a correção desses problemas sem que a confiabilidade das medidas fique prejudicada. As regras que definem essa metodologia são citadas a seguir:

- 1 - De 1 a 5 dados seguidos: Preenchimento com a média dos valores.
- 2 - De 6 a 30 dados seguidos: Preenchimento com o último valor medido.
- 3 - Acima de 30 dados seguidos: Preenchimento com espaço vazio.
- 4 - Acima de 200 dados errados por arquivo: Desconsideração do arquivo.
- 5 - Acima de 1500 dados por dia: Desconsideração do *datacenter*.

Observe que, apesar do Mp7 possui somente 121 medidas, durante toda fase de testes por ter apenas um módulo conectado. Para esse *datacenter* foram utilizadas apenas a regras 1, 2 e 3.

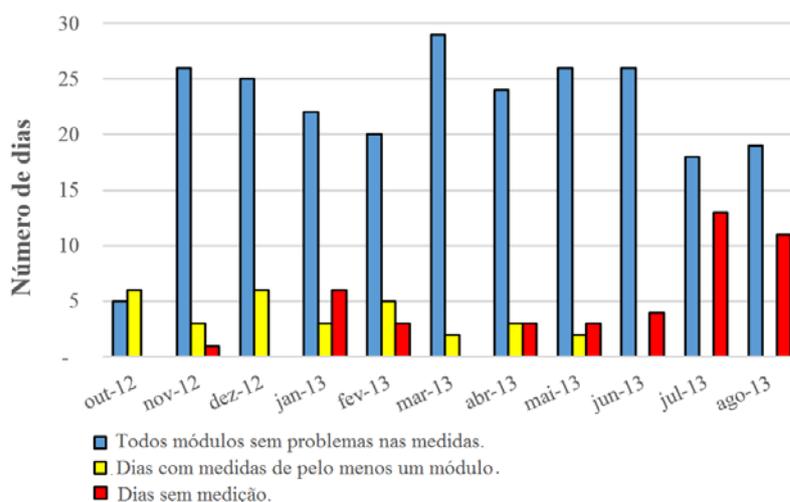
Para a correção dos erros de 1 a 3 deve-se localizar o arquivo e executar a macro “tratamentopos”. Essa macro escreve na segunda coluna do arquivo um identificador de erros, pintando a célula em que ocorre um salto de medidas na cor vermelha. Para a correção do erro número 1 seleciona-se o horário da medida antes do erro faltante e se executa a macro “deslocamentorapidomed” enquanto para a correção número 2, a macro “deslocamentorapido” e no caso 3 a “deslocamentozero”. No caso de desconsideração do arquivo se substitui o danificado por outro com todos os valores iguais a zero, com o mesmo nome do arquivo excluído. Para desconsideração do *datacenter* apaga-se todos arquivos da pasta do *datacenter* em questão e é colado um arquivo todo zerado na pasta antes de se rodar a macro “Final”, para que a macro identifique que todos valores medidos são iguais a zero.

Além da descontinuidade dos dados enviados nos arquivos quando há falta de energia, outros erros comuns foram identificados no sistema, como o envio de arquivos duplicados e o envio de arquivos corrompidos. O primeiro problema causa apenas dificuldades na organização dos arquivos baixados sendo necessário identificar e excluir um dos arquivos. O segundo causa implicações diretas na medição de dados se perdendo dados relativos a medida de uma hora inteira de dados.

Outro complicador no tratamento é o número elevado de arquivos a serem trabalhados, exigindo maior atenção por parte do operador para que não sejam cometidos erros. Para isso é recomendável o *download* e tratamento diário dos arquivos.

Para se verificar o impacto desses erros no sistema de medição foi elaborada uma análise numérica objetivando verificar o número de dias em que as medidas dos módulos apresentaram alguma falha. Essas informações podem ser visualizadas na Figura 2.17.

Figura 2.17 – Número falhas nas medidas diárias para o período monitorado.



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 2.17 demonstra em azul o número de dias em que todos os módulos em medição tiveram suas medidas realizadas e tratadas sem problemas. Em amarelo quando alguns módulos do sistema não apresentam valores devido a algum problema apresentado. Em vermelho estão os dias em que não foi possível o tratamento de dados de nenhum módulo do sistema.

Nota-se que os dois últimos meses foram atípicos, pois ocorreram problemas no computador no qual eram armazenadas as informações com uma perda considerável de dados. Excluindo-se esses dias, a média de dias por mês de dias que não houve medição em alguns módulos foi de 2,2 enquanto a média em que não houve medição em todos equipamentos foi também de 2,2 dias por mês. Deve-se observar que esses dias problemáticos contemplam anormalidades de todos os tipos, inclusive dias de manutenção. Então espera-se em média 4 dias com problemas nas medições a cada mês para o sistema em questão. O sistema foi monitorado por 314 dias e dos quais 30 não houve medição em algum módulo (9,5 %) e, considerando todos os meses, em 44 dias não houve medição em nenhum dos módulos (14 %).

Um dos fatores que levou a operação com somente parte dos módulos foi a queima de placas de aquisição. No início da sua operação havia somente 7 módulos sendo monitorados corretamente, já que a placa de aquisição dos demais estava danificada. No laboratório já havia placas sobressalentes, porém como não se estava fazendo o acompanhamento do campo elas não haviam sido trocadas. Então, no período de início de monitoramento 21/10/2012 a 26/10/2012 foi feito o rastreamento e identificação das placas defeituosas, sendo trocadas ao final desse dia. As placas das posições trocadas neste dia foram BEMS01, BEMS04 E BEMS05. No dia 01/11/2012 o restante das placas sobressalentes foram instaladas nas posições BEMS07 e 08. Após essa alteração o sistema passou de 7 módulos em medição para 12. A partir daí as placas de aquisição funcionaram bem até que no dia 20/05 aconteceu algum problema no sistema que danificou as placas da posição BEMS01 e BEMS02. Foi então decidido retirar a placa da posição BEMS12 para transferir para a posição BEMS02. A queima das placas foi associada a alta corrente que os módulos dessas posições apresentavam. Após a retirada dos módulos que geravam níveis de correntes mais elevada que a suportada pelo sistema não houve queima de nenhuma placa, e o sistema tem operado corretamente.

Para se identificar os módulos que estiveram em testes durante o experimento é apresentada a Tabela 2.1 que contém suas descrições.

Tabela 2.1 – Identificação dos módulos presentes nos testes.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Potência [W]	Eficiência [%]
Würth	E070	CIS	70	9,6
Firstsolar	FS-380	CdS/CdTe (154 células)	80	11,1
Avancis	120FB	CIS	120	11,2
Inventux	X120	Silício Microamorfo	120	8,4
Yingli	YL 185 P-23b	Si Policristalino	185	14,3
Sanyo	HIT-205	HIT-Si mono - Si amorfo	205	14,6
Day4 Energy	60-MCI	Si Policristalino (Multi contatos metálicos)	235	14,1
SolarWorld	SW230	Si Policristalino	235	14,0
Sanyo	HIT-235	HIT-Si mono - Si amorfo	235	18,6
Aleo	S_19	Si Monocristalino	240	14,6

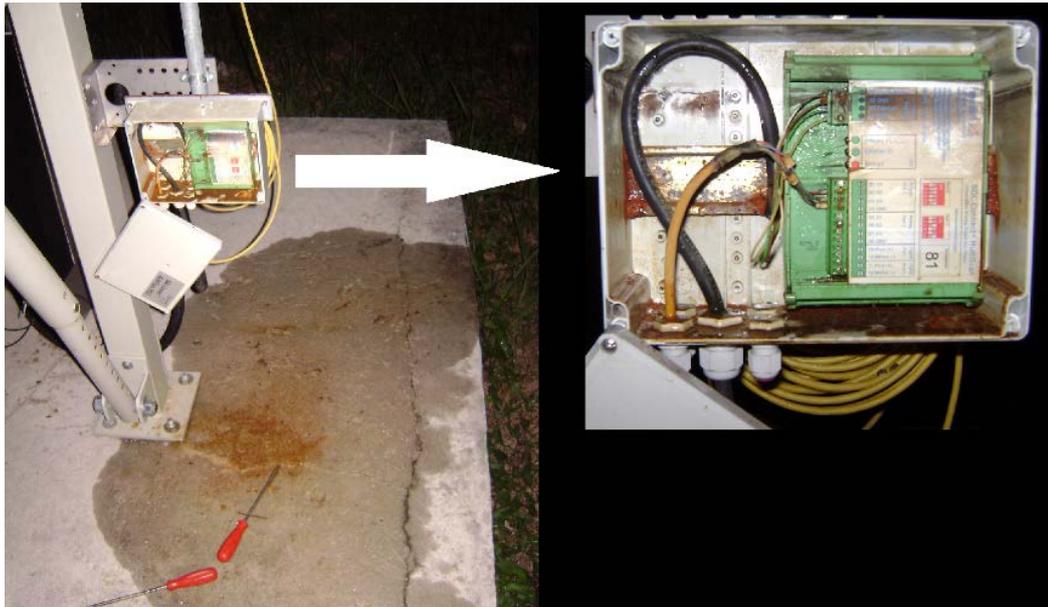
Fonte: Manuais dos fabricantes.

Os módulos em teste apresentam uma grande diversidade de tipos, fabricantes e modelos. Todos módulos apresentados são modelos geralmente utilizados para conexão à rede.

Entre os problemas ocorridos durante o período de testes pode-se citar a rachadura que o módulo Inventux desenvolveu devido ao choque térmico provocado pelas altas temperaturas seguidas de chuvas abruptas características na região. A análise mais detalhada desse

problema está presente no capítulo 3. Outro dano registrado ocorreu com a placa de aquisição de um piranômetro que estava instalado na estrutura. Como o equipamento não enviava nenhum dado para a estação foi feita a abertura da caixa que fazia a proteção da sua placa. Quando foi observado o acúmulo de grande quantidade de água devido a falha de vedação, como mostrado na Figura 2.18.

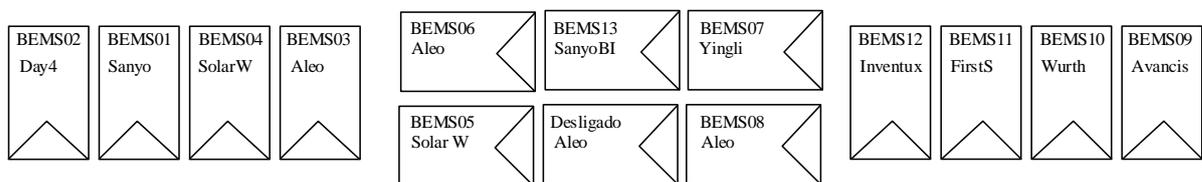
Figura 2.18 – Problema na vedação da placa do piranômetro.



Fonte: Elaboração própria.

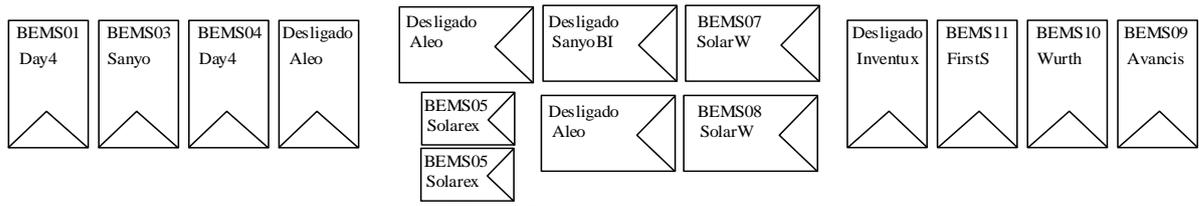
Outro aspecto relevante em relação a operação do sistema é o posicionamento dos módulos na estrutura durante o período de testes. Na maior parte do tempo durante o experimento foi mantido como exibido na Figura 2.19.

Figura 2.19 – *Layout* do posicionamento dos módulos durante os testes.



Fonte: Elaboração própria.

No dia 23/08/2013 foram feitas algumas alterações no sistema com o objetivo de desenvolver análises pontuais para comparação de desempenho de módulos do mesmo tipo. Para isso foi feita mais uma alteração no layout do sistema que é mostrado na Figura 2.20, que permanece até hoje.

Figura 2.20 – *Layout* do sistema modificado para os testes pontuais.

Fonte: Elaboração própria.

CAPÍTULO 3

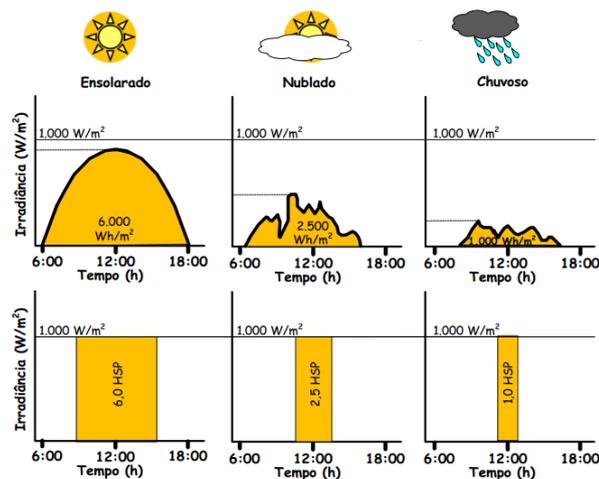
RESULTADOS

3.1 O recurso solar

O primeiro passo para se analisar o desempenho de módulos fotovoltaicos deve ser o levantamento do recurso solar. Esse levantamento é importante pois descreve qual a quantidade de energia disponibilizada pelo Sol no plano do equipamento. Essa é a energia primária que será utilizada como recurso para a conversão em energia elétrica, sendo tecnicamente chamada de irradiação. Outra grandeza importante é a irradiância que é a medida do fluxo de potência unidade de área. No SI irradiação e irradiância são expressas respectivamente em J/m^2 e W/m^2 . No setor de energia solar fotovoltaica a medida de energia não é habitualmente empregada em Joule, sendo normalmente expressa em Wh. Dessa forma a irradiação é escrita em termos de Wh/m^2 ou seu múltiplo kWh/m^2 .

Outra unidade bastante comum para descrever a irradiação é designada como horas de sol pleno, sendo essa grandeza equivale numericamente a unidade kWh/m^2 . Essa distinção é feita devido a um significado prático para as horas de sol pleno. Para uma dada irradiação, as horas de sol pleno são o número equivalente de horas caso a irradiância permanecesse constante e igual $1.000 W/m^2$. A Figura 3.1 mostra esse conceito para dias com diferentes níveis de irradiação.

Figura 3.1 – Exemplo de cálculo das horas de sol pleno.



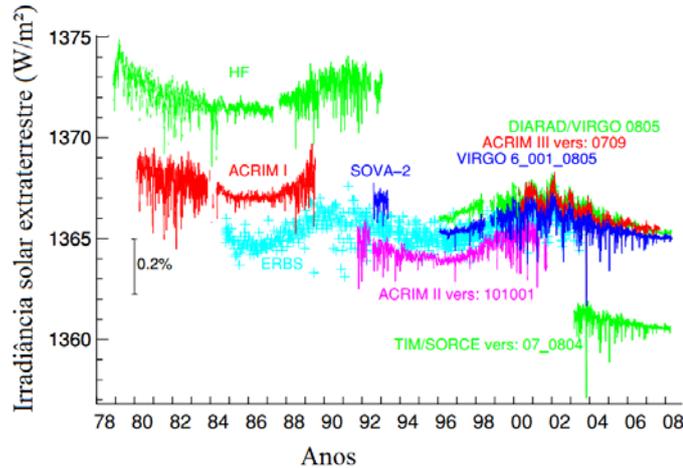
Fonte: Pinho et al. (2008).

A energia solar chega até a Terra através de ondas eletromagnéticas, proveniente das reações de fusão nuclear que ocorrem no Sol, e que são continuamente enviadas para o espaço. À medida que esse fluxo se afasta do Sol sua densidade energética vai diminuindo,

devido ao seu espalhamento espacial, atingindo a atmosfera terrestre com um determinado valor.

Medidores de irradiância fora da atmosfera da Terra, presentes em estações espaciais realizam continuamente a medição do fluxo energético proveniente do Sol. A Figura 3.2 mostra os valores de irradiância ao longo do tempo medidos por várias estações espaciais.

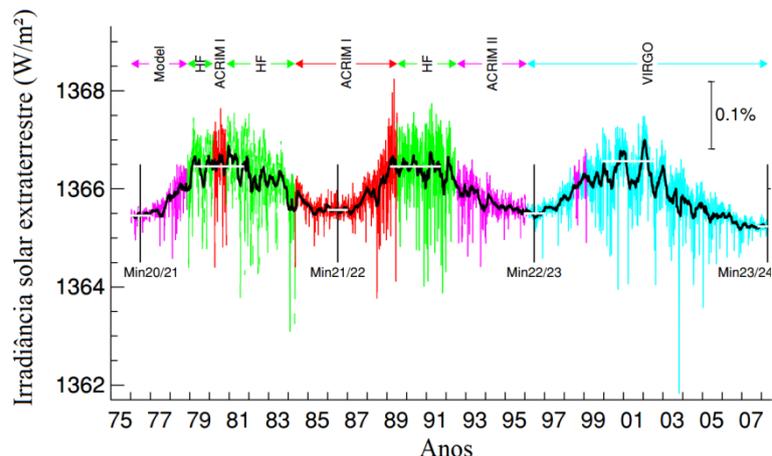
Figura 3.2 – Irradiância extraterrestre medida por diversas estações espaciais.



Fonte: Frohlich (2009).

É possível observar que os valores medidos, apesar de não apresentarem uma relação clara entre diferentes estações de medição, todas as medidas estão basicamente entre $1.360 W/m^2$ e $1.375 W/m^2$. A variação percentual dessas medidas, que é menor que 1 %, o que mostra uma grande regularidade da irradiação solar extraterrestre. Visando adequar os valores medidos, Frohlich (2009) mostra uma proposta de correção das medidas realizadas, sendo possível verificar o comportamento característico da irradiação solar na forma de ciclos. Esse comportamento é mostrado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Irradiância extraterrestre corrigida.

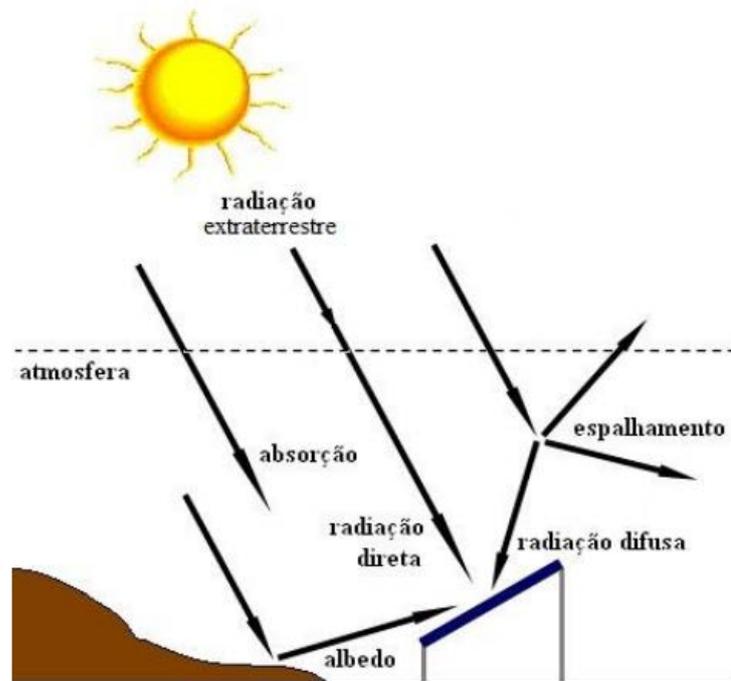


Fonte: Frohlich (2009).

Nessa correção os valores de irradiação solar em uma faixa ainda mais restrita, praticamente de 1.365 a 1.367 W/m², com intervalos cíclicos e bem determinados com um período aproximado de 11 anos. Como variação entre os valores de irradiância medidos fora da atmosfera terrestre é muito pequena, na prática esse valor é considerado constante e chamado de Constante Solar, com o valor de 1.367 W/m².

Quando o fluxo energético proveniente do sol entra na atmosfera terrestre ele passa a ser influenciado por vários fatores, principalmente a absorção e reflexão nos elementos gasosos presentes na atmosfera. Como resultado dessas interações a energia solar pode ter vários destinos, como ilustrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Componentes da irradiação.



Fonte: Pinho et al. (2008).

A variável de interesse é a energia que incide na superfície do módulo, que é formada por diversas parcelas, sendo conhecidas como difusa, direta e albedo. A parcela difusa é aquela proveniente da abóboda celeste devido ao espalhamento e a reflexão da atmosfera. A parcela direta é a que vem diretamente do sol, sem influências consideráveis da atmosfera. O albedo é devido a reflexão dos raios solares em componentes da superfície terrestre. O somatório de todas as contribuições é denominado Irradiância Global, sendo o recurso energético de entrada dos módulos fotovoltaicos, que será convertido em energia elétrica. O estudo segmentado das outras componentes é importante, por exemplo, em casos como o de sombreamento do módulo, e no estudo de módulos bifaciais.

3.1.1 Equipamentos e comparação das medidas de irradiância

Neste tópico são caracterizadas as medições do recurso solar realizadas no campo de testes. Para a medição da irradiância foram utilizados dois sensores de irradiância tipo célula fotovoltaica de referência da marca IKS Photovoltaik. De acordo com o fabricante desses sensores a incerteza desse equipamento é menor que 5 %. Desses sensores um é da tecnologia monocristalino e outro é policristalino. A Figura 3.5 mostra um desses sensores e seu posicionamento no campo de testes.

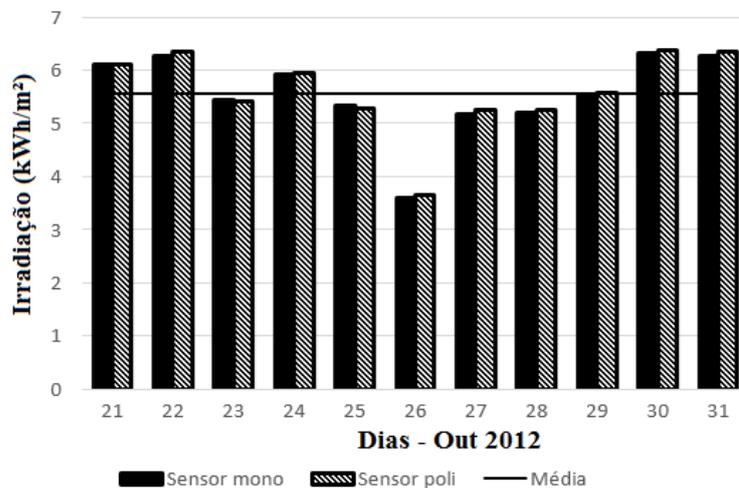
Figura 3.5 – Sensor de irradiância no campo de testes.



Fonte: Elaboração própria.

O primeiro passo realizado na análise das medidas da radiação solar pelas células foi à comparação dos valores medidos pelas duas células, visando verificar as diferenças nas medidas pelos sensores monocristalino e policristalino. A Figura 3.6 mostra as medidas de irradiância solar diária para os dois sensores, para os dias do mês de Outubro de 2012.

Figura 3.6 – Comparação entre as medidas dos sensores monocristalino e policristalino.

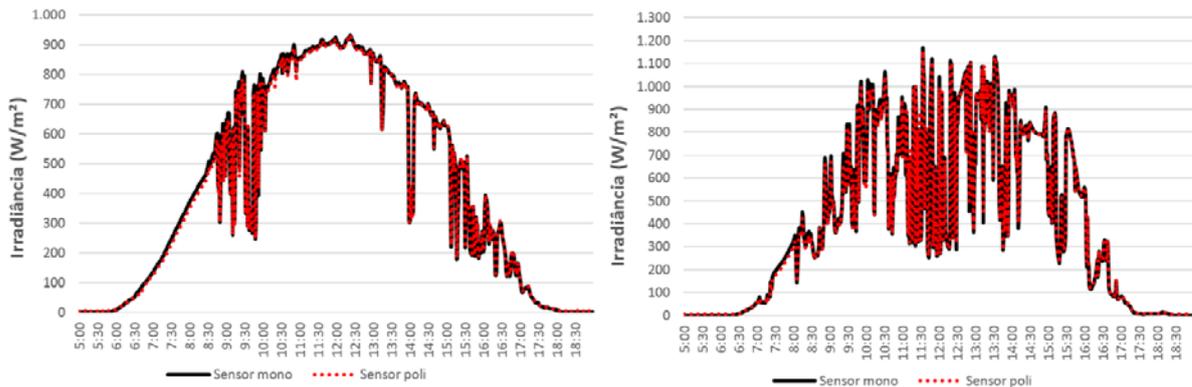


Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a diferença entre os sensores é mínima, apresentando valores muito próximos nas medidas. A maior variação entre as medidas ocorreu no dia 22/10, com uma diferença de 87 Wh/m² em um dia que apresentou total de 6.307 Wh/m² para a energia média diária, média dos dois sensores. O erro percentual máximo foi no dia 26/10 que corresponde a 1,5 % da média dos valores. Nesse mês, em nove dos onze dias analisados, a irradiância medida pelo sensor policristalino foi maior que a medida pelo monocristalino, porém essas variações estão dentro da faixa de erro dos medidores, que é de 5 %. Além da incerteza inerente do equipamento, na prática situações de sombreamento parcial podem promover alterações pontuais mais significativas que a diferença entre as tecnologias.

Para mostrar como os sensores mono e policristalino tem respostas bastante parecidas a irradiação solar são mostrados dois gráficos com medidas diárias desses dois sensores na Figura 3.7.

Figura 3.7 – Comparação das medidas dos sensores mono e policristalino.



Fonte: Elaboração própria.

Nesses gráficos é possível observar que tanto em dias com poucas nuvens quanto em dias de intensa variação da irradiância os sensores apresentam praticamente a mesma resposta.

Após a avaliação das medidas apresentadas pelos dois sensores fotovoltaicos foi feita a comparação dessas medições com outro equipamento do laboratório, um piranômetro que realiza medições de irradiação solar global. Esse equipamento está localizado na estação meteorológica do GEDAE e está instalado no plano horizontal, realizando medições de 10 em 10 minutos. A imagem da estação meteorológica é mostrada na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Estação meteorológica do GEDAE com destaque para o piranômetro.



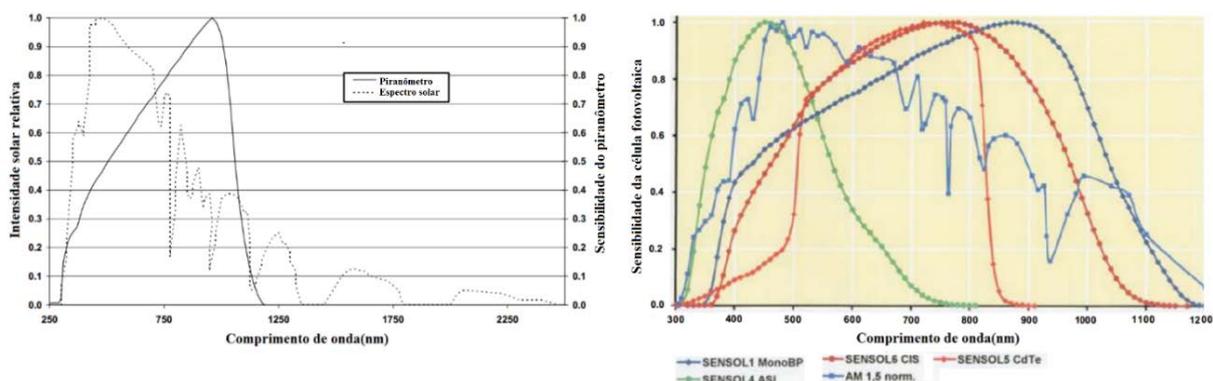
Fonte: Elaboração própria.

O piranômetro dessa estação é do tipo fotovoltaico do modelo S-LIB-M003, da empresa Onset, e assim como os sensores fotovoltaicos, o fabricante desse equipamento indica que a incerteza nas medições está abaixo de 5 %. Como o piranômetro também é baseado na tecnologia de silício a resposta esperada para a irradiação solar é semelhante as células de referência abordadas anteriormente.

Tecnologias diferentes de células fotovoltaicas tem respostas também diferentes para a irradiação solar. Isso se deve ao fato de cada tecnologia ter uma resposta específica para cada comprimento de onda. A análise da influência de geração energética de várias tecnologias fotovoltaicas foi analisada com detalhes em Abella(2014) e Field (1997).

Para exemplificar a relação entre o aproveitamento de energia e os comprimentos de onda da luz é apresentada a Figura 3.9. Na esquerda é mostrada a resposta espectral do piranômetro e o espectro solar normalizado ambos em função de diferentes comprimentos de onda. Na direita são mostradas as respostas espectrais de diferentes tipos de células fotovoltaicas.

Figura 3.9 – Resposta espectral do piranômetro e das células de referência.

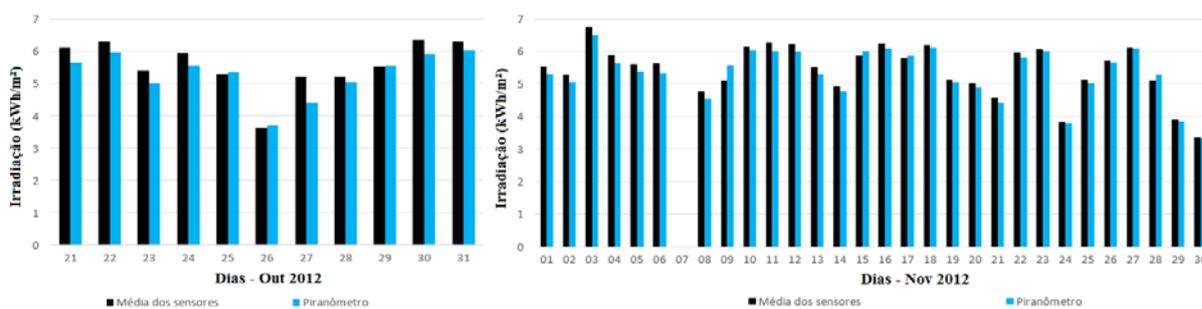


Fonte: Catálogo fabricante IKS fotovoltaic e Onset .

Nos gráfico da esquerda é possível observar as faixas de comprimento de onda do espectro solar na superfície, mostrado pelas linhas pontilhadas, que encontra-se entre 250 nm e 1.300 nm, havendo ainda duas regiões para valores acima de 1.300 nm, porém com valores energéticos bem reduzidos. Observa-se que o piranômetro apresenta sensibilidade a comprimentos de onda de 300 nm a 1.200 nm, sendo que sua resposta cresce linearmente até valores próximos de 900 nm, com resposta acima de 80 % para valores entre 750 nm e 900 nm. No gráfico da direita nota-se que a célula fotovoltaica monocristalina tem praticamente o mesmo comportamento do piranômetro, afinal são feitos da mesma tecnologia. Nesse gráfico, as tecnologias mono e policristalinas são apresentadas pela mesma curva, evidenciando suas respostas espectrais semelhantes. Entretanto, para células fotovoltaicas de outros tipos as respostas espectrais são bem diferentes. Como no experimento existem módulos de tecnologias diferentes dos equipamentos de medição do recurso solar, haverá um erro associado a essa diferença. O ideal seria utilizar dados de irradiância medidos por células de mesma tecnologia que o módulo a ser tratado com esses valores.

Para comparar os valores das células de referência utilizadas no experimento com o piranômetro do laboratório foram utilizados dados de irradiação para os dois primeiros meses de medição do sistema, outubro e novembro de 2012. Essa comparação é apresentada na Figura 3.10.

Figura 3.10 – Comparação entre medidas do piranômetro da estação meteorológica e dos sensores fotovoltaicos do campo de testes.



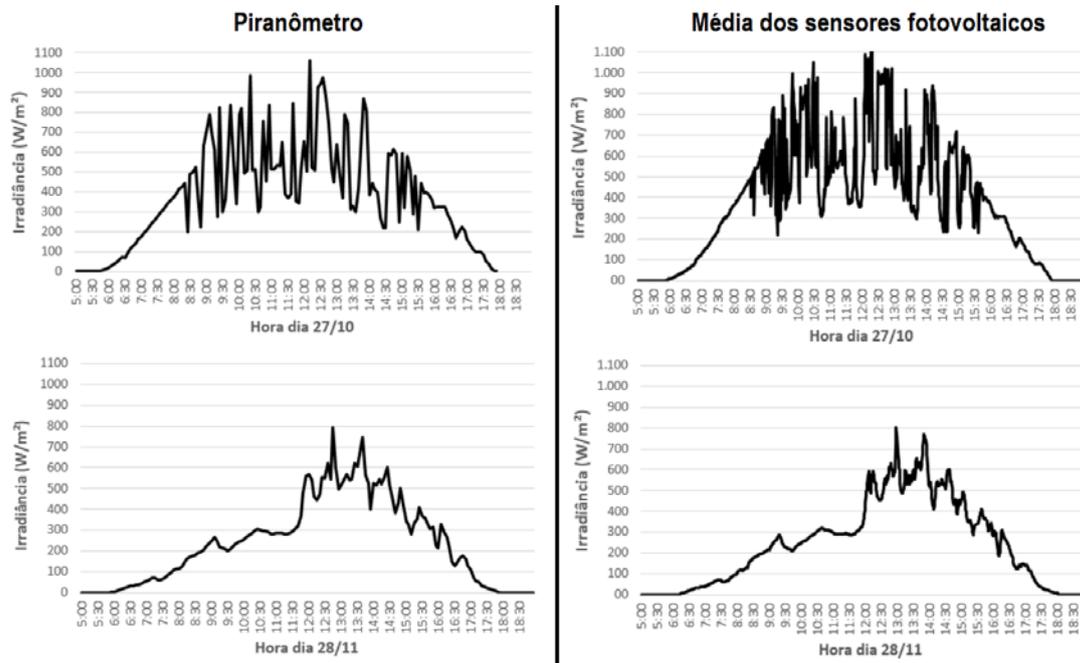
Fonte: Elaboração própria.

É possível observar que, os sensores e o piranômetro apresentam comportamento razoavelmente semelhante. A variação média no mês de outubro foi de 294 Wh/m² e no mês de novembro foi 156 Wh/m². Essas variações em termos percentuais representam valores de 4,4 % e 2,9 % que estão dentro dos erros dos equipamentos de medição. Além disso, todas as medidas apresentaram variação abaixo de 8 %, exceto no dia 27/10 e no dia 09/11 com variações de 15,3% e 9,4 %, respectivamente. A diferença de inclinações dos dispositivos, o piranômetro está na horizontal enquanto as células de referência estão voltadas para o norte e inclinadas 7°, a precisão dos equipamentos e o sombreamento não uniforme momentaneos dos medidores, podem responder pelas variações observadas nas medidas.

Parte dessas variações pode ser explicada também pelas amostras coletadas pelos equipamentos, pois o piranômetro calcula médias medidas a cada 10 minutos enquanto as células fotovoltaicas apresentam uma medida a cada minuto. Para analisar a influência desses diferentes intervalos de medição sobre a curva de irradiância diária é apresentada a Figura 3.11.

Nota-se que no dia 27/10 a irradiância variou consideravelmente ao longo do dia, devido principalmente a passagem rápida de nuvens que interrompem momentaneamente os raios solares. Já o dia 30/11 foi bastante nublado, porém com pouca variação de irradiância ao longo do dia. Comparando o gráfico medido pelo piranômetro com o medido pelas células é possível notar que as medições do piranômetro não acompanham variações rápidas de irradiância tão bem quanto os sensores fotovoltaicos. Entretanto no dia nublado, que tem poucas variações na irradiância, o perfil das curvas é bastante semelhante.

Figura 3.11 – Irradiância medida pelo piranômetro (esquerda) e medida pelos sensores fotovoltaicos (direita).



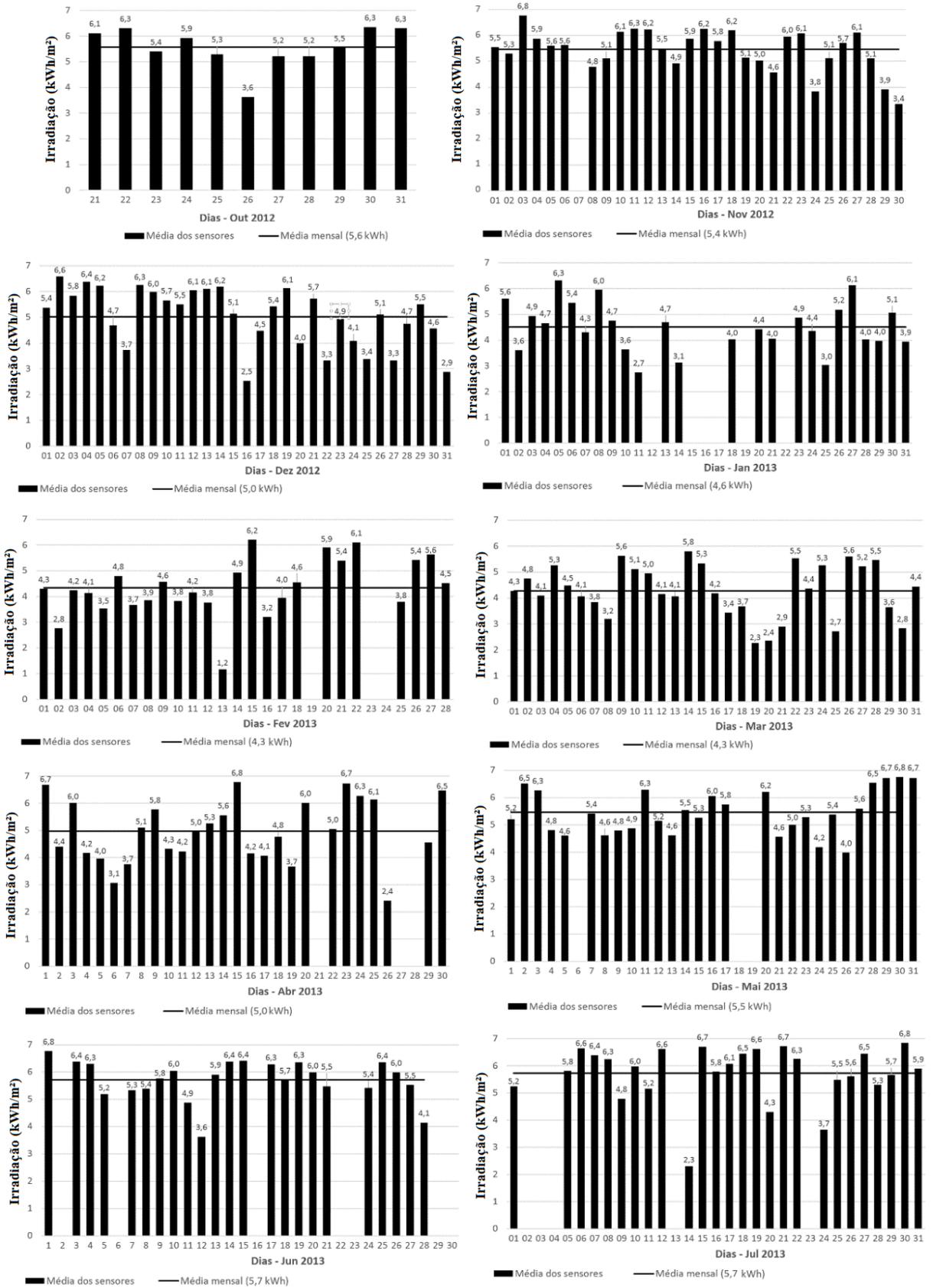
Fonte: Elaboração própria.

3.1.2 Análise dos dados de irradiação solar

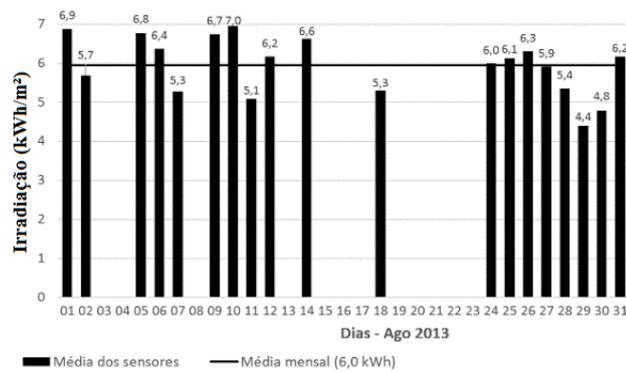
Já demonstrada a coerência dos dados de irradiância usados neste trabalho, quando comparados com as medidas do piranômetro, o próximo passo é a análise detalhada dessas informações e a tradução destas em forma de gráficos e tabelas.

Para o levantamento do recurso solar local foi escolhido como medida a média dos sensores mono e poli. Essa escolha foi feita visando a simplificação das análises, apresentando apenas um valor de energia solar para cada dia analisado, já que os sensores apresentam valores bastante semelhantes. A Figura 3.12 mostra esses valores de irradiação diária para os meses de outubro de 2012 a agosto de 2013.

Figura 3.12 – irradiação diária (a) de outubro a julho e (b) agosto.



(a)



(b)

Fonte: Elaboração própria.

A linha horizontal representa a média dos valores do mês, e seu valor exato pode ser lido na legenda ao lado de “Média mensal”. Nos gráficos existem valores sem registro de irradiação diária, nesses casos houve algum problema no sistema de medição ou no tratamento de dados e os registros não foram considerados. Essas relações foram desenvolvidas de acordo com a metodologia para tratamento de dados abordada no Capítulo 2. Foram 37 dias sem medidas de irradiação solar em um período de 315 dias de acompanhamento, que representa a ausência de 11 % das medidas.

Uma análise mais prática dos gráficos de irradiação é apresentada na Tabela 3.1, que mostra os valores máximos, mínimos e desvio padrão das medidas dos valores médios mensais.

Tabela 3.1 – Desvio padrão, maior valor e menor valor de irradiação solar nos meses analisados.

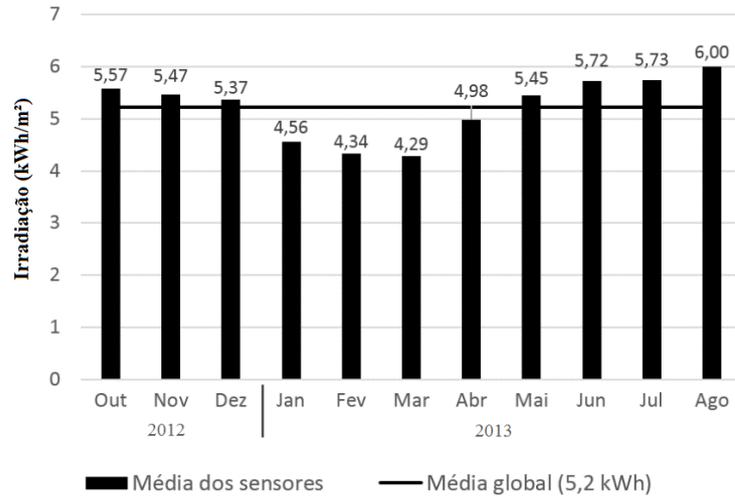
	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Máx	Mín	Médio
Desvio padrão (kWh/m²)	0,8	0,8	1,1	0,9	1,1	1,0	1,2	0,8	0,8	1,1	0,7	1,2	0,7	0,9
Maior (kWh/m²)	6,3	6,8	6,6	6,3	6,2	5,8	6,8	6,8	6,8	6,8	7,0	7,0	5,8	6,6
Menor (kWh/m²)	3,6	3,4	2,5	2,7	1,2	2,3	2,4	4,0	3,6	2,3	4,4	4,4	1,2	2,9

Fonte: Elaboração própria.

Dos dados apresentados, o mês que apresentou a maior variação entre as medidas foi o mês de abril, apresentando o desvio padrão entre as medidas de 1,2 kWh/m² enquanto o de agosto foi o que apresentou a maior regularidade com desvio padrão de 0,7 kWh/m². A maior irradiação global diária foi observada no mês de agosto com valor de 7,0 kWh/m² enquanto o menor valor diário ocorreu no mês de fevereiro com valor de 1,2 kWh/m².

Para se evidenciar os valores de recurso solar disponível ao longo do ano são apresentados valores das médias diárias mensais na Figura 3.13.

Figura 3.13 – Irradiações médias diárias por mês.

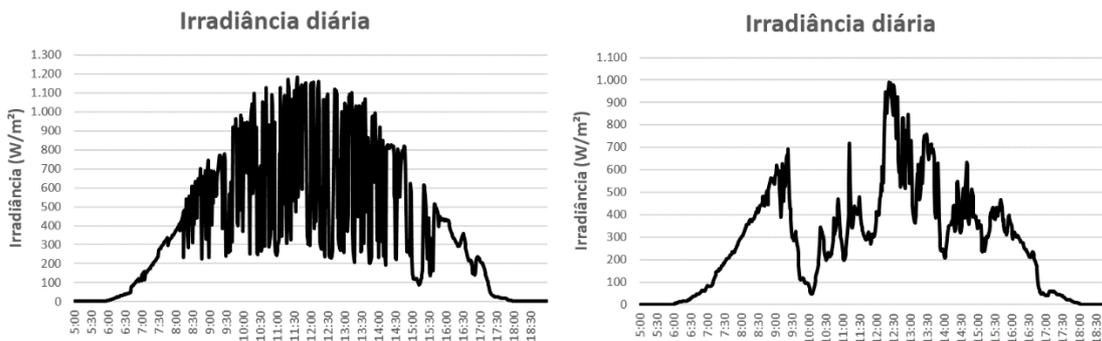


Fonte: Elaboração própria.

Esse gráfico demonstra como a sazonalidade anual afetou a irradiação solar na região, fazendo com que os meses de janeiro a abril de 2013 o recurso solar seja mais reduzido enquanto nos meses de outubro a dezembro de 2012 e maio a agosto de 2013 ele seja mais abundante. Para o período analisado a média global diária foi de 5,2 kWh/m², e o mês com maior recurso solar foi o de agosto, com irradiação média diária correspondente a 6,0 kWh/m².

Outro aspecto importante a ser analisado é como o perfil de irradiância varia ao longo dos dias. No período de outubro a novembro houve predominância de dias com elevados níveis de irradiância e presença de sombreamento frequente de curta duração. Os dias desses meses apresentam recurso solar mais reduzido, geralmente com um sombreamento muito intenso em algumas horas do dia e deformação considerável no perfil de irradiância. Isso acontece normalmente durante as chuvas momentâneas, que são típicas da região. A Figura 3.14 ilustra esses dois comportamentos característicos.

Figura 3.14 – Perfis de irradiância com (a) sombreamento rápido e (b) sombreamento prolongado típicos dos meses de outubro a novembro.



Fonte: Elaboração própria.

O mês de dezembro apresenta essa mesma característica, porém com o aumento da frequência de dias com chuva, sendo que nesses dias ocorreram basicamente no fim da tarde. A Figura 3.15 ilustra esse comportamento.

Figura 3.15 – Perfil de irradiância com chuva ao fim de tarde típico do mês de dezembro.



Fonte: Elaboração própria.

Os meses de janeiro a abril apresentam os menores níveis de irradiância solar do período analisado. Durante esses meses revezam-se dias com sombreamento intenso devido à chuva passageira como mostrado anteriormente, ou dias que a chuva se prolonga pela maior parte das horas do dia deformando ainda mais a curva de irradiância como mostrado na Figura 3.16.

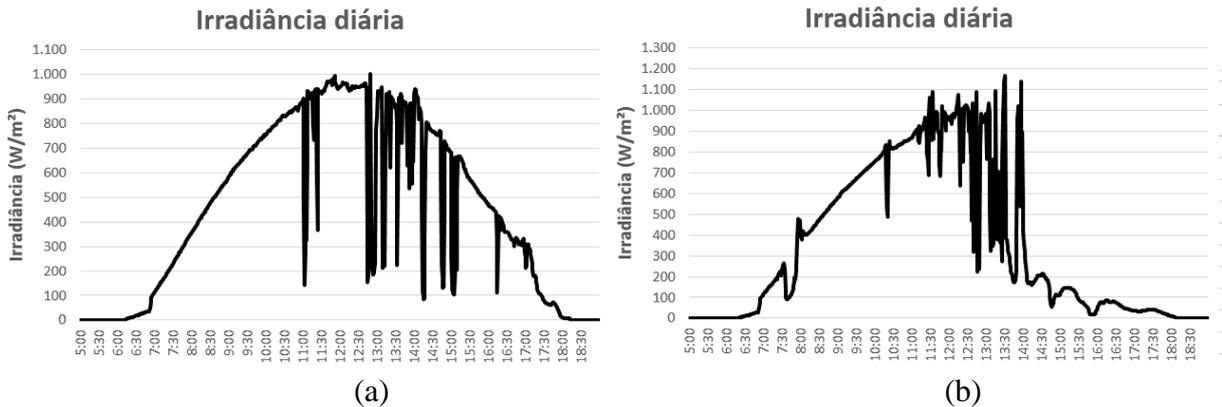
Figura 3.16 – Perfil de irradiância devido a elevada nebulosidade e chuva, típico meses de janeiro a abril.



Fonte: Elaboração própria.

Nos meses de maio e junho o nível de sombreamento reduz, apesar de alguns dias ainda apresentarem a redução considerável na irradiância. Nesses meses são raros os dias em que o perfil de irradiância está totalmente deformado, e na sua maioria apresentam grandes períodos de tempo sem sombreamento. A Figura 3.17 mostra um dia entre esses meses em que é possível observar com clareza o perfil de irradiância com poucas nuvens passageiras, e um em que apresentou uma chuva súbita a tarde após uma manhã de céu claro.

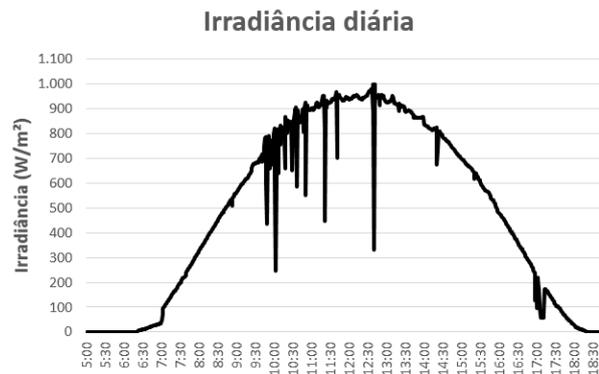
Figura 3.17 – Perfis de irradiância com (a) sombreamento rápido e (b) com sombreamento somente a tarde típicos dos meses de maio e junho.



Fonte: Elaboração própria.

Nos meses de junho e agosto é possível observar dias com nível de sombreamento muito reduzido. A maioria dos dias desses meses apresenta o perfil da irradiância bem bem determinado na maioria das horas do dia. Ainda nesses meses, alguns dias o recurso solar é prejudicado devido à chuva. A Figura 3.18 mostra um dia com poucas nuvens característico desses meses.

Figura 3.18 – Perfil de irradiância com poucas nuvens rápidas típico dos meses de junho a agosto.



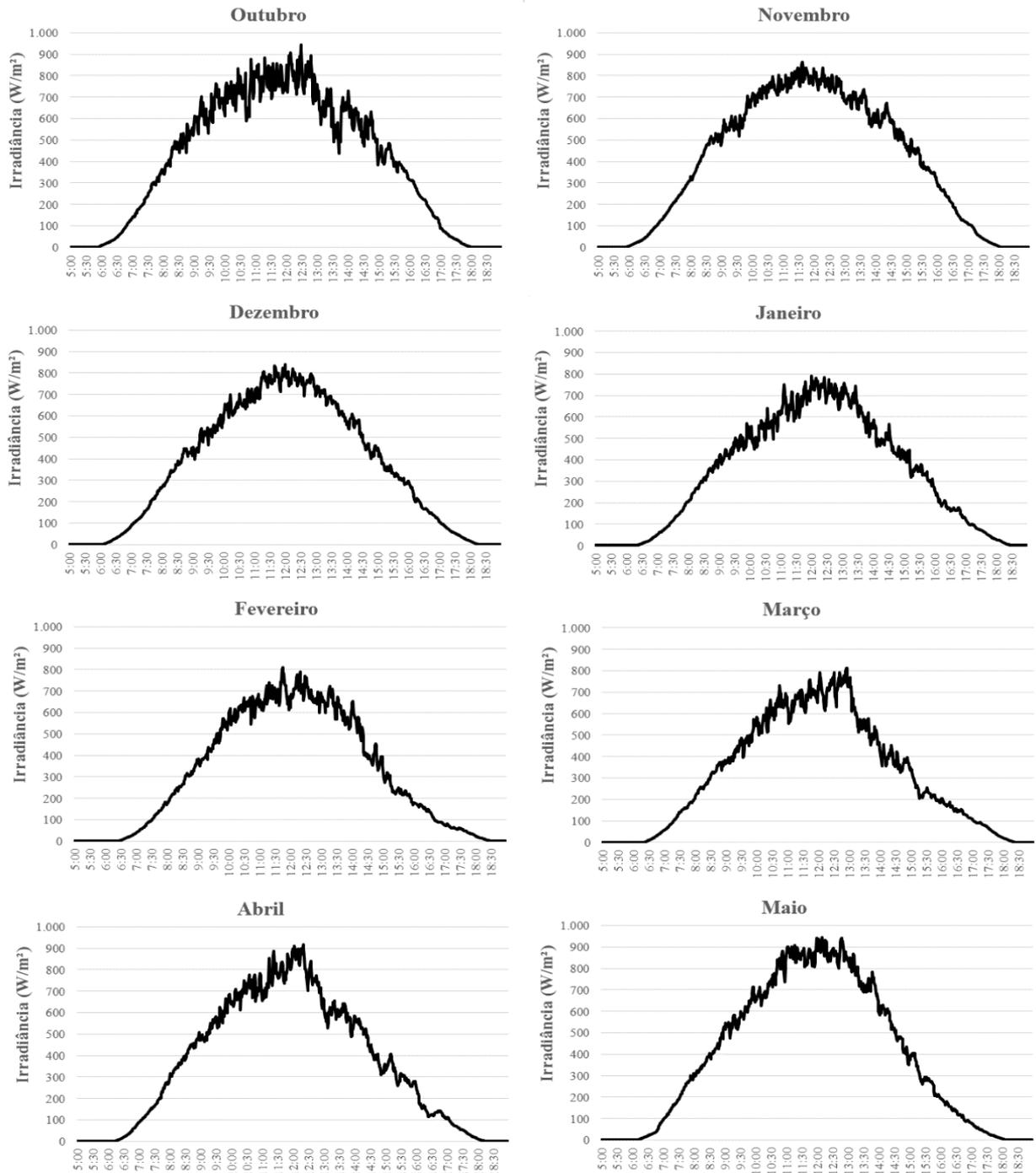
Fonte: Elaboração própria.

Uma forma compacta de se analisar a variação diária de irradiância em todo o período é através dos gráficos das irradiâncias médias diárias. Esse cálculo é realizado através da média de cada uma das medidas de irradiância no mesmo período do dia, para todos os dias do mês. O resultado desse cálculo é apresentado graficamente na Figura 3.19.

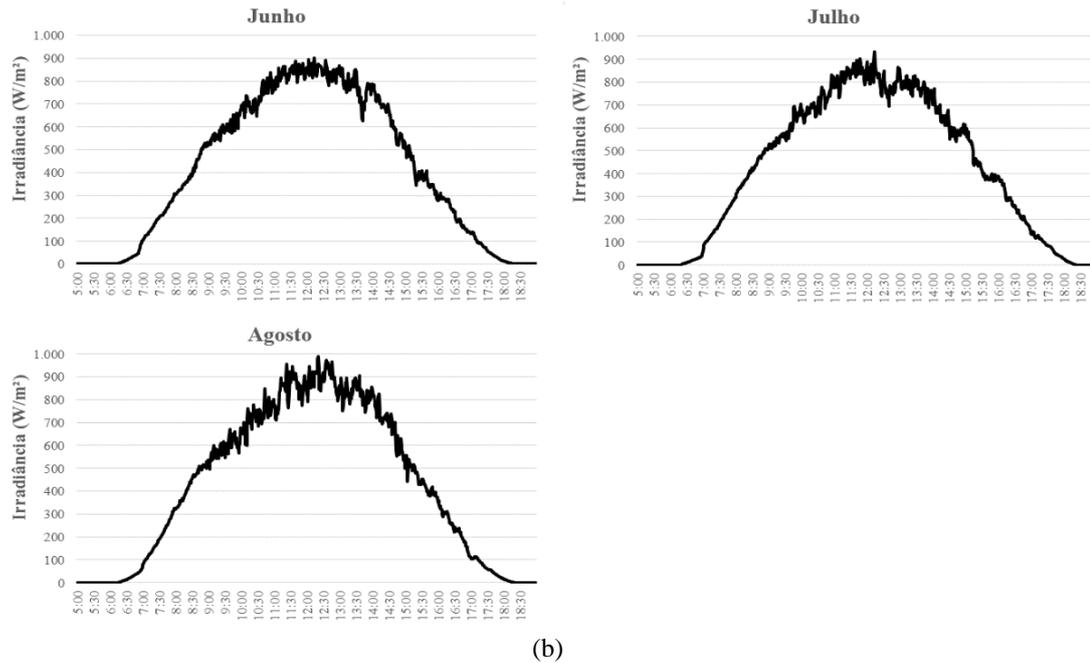
Apesar dessas curvas estarem com pouca variação ao longo do dia deve-se lembrar que, na média, as influências dos sombreamentos em diferentes dias se complementam, tendendo a um comportamento mais uniforme. Contudo, observa-se que as médias mantêm pequenos traços dessa variação, demonstrando a elevada influência da nebulosidade na irradiação solar incidente na região. Outro aspecto importante é o valor elevado da irradiância

nos horários de pico, que praticamente em todos os dias médios mensais ultrapassam 800 kW/m², chegando a níveis próximos de 1.000 kW/m² no mês de agosto. Outra característica típica da região é a chuva no período da tarde, que pode ser claramente observada nos gráficos dos meses de março e abril. Esse evento faz com que a curva se torne bastante assimétrica, com valores de irradiância bem menores a tarde em comparação com a parte da manhã.

Figura 3.19 – Curva de irradiância média diária (a) de outubro a maio e (b) de junho a agosto.



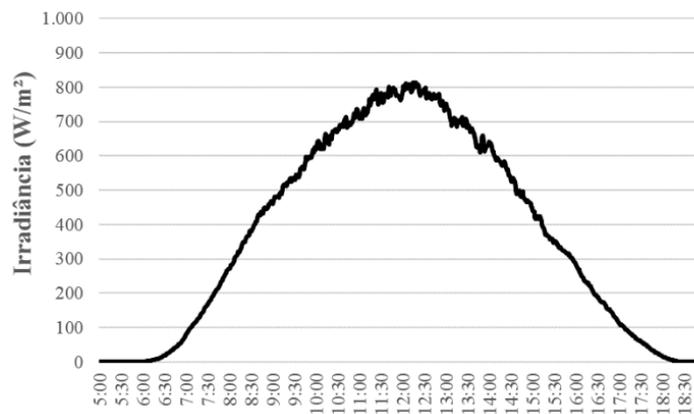
(a)



Fonte: Elaboração própria.

Calculando-se a média de todas as medidas realizadas nos respectivos intervalos de tempo é possível traçar o gráfico da média global, exibido na Figura 3.20.

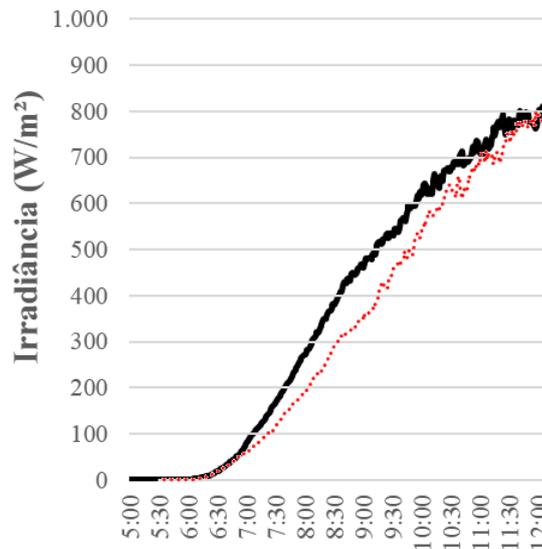
Figura 3.20 – Gráfico do dia médio para todo o período analisado.



Fonte: Elaboração própria.

Como era esperado nesse gráfico as variações são ainda menos intensas, caracterizando a média de todas as medições realizadas. Apesar da curva apresentar uma característica bem definida ainda é possível observar o efeito da redução da irradiância a tarde devido principalmente à chuva. Nota-se que a partir de meio dia a curva apresenta uma declinação mais acentuada que na parte da manhã. Esse efeito pode ser mais bem visualizado na Figura 3.21, na qual a parte direita da Figura 3.20 foi espelhada e destacada na forma de pontos.

Figura 3.21 – Influência da chuva no fim de tarde no gráfico de irradiância média global.

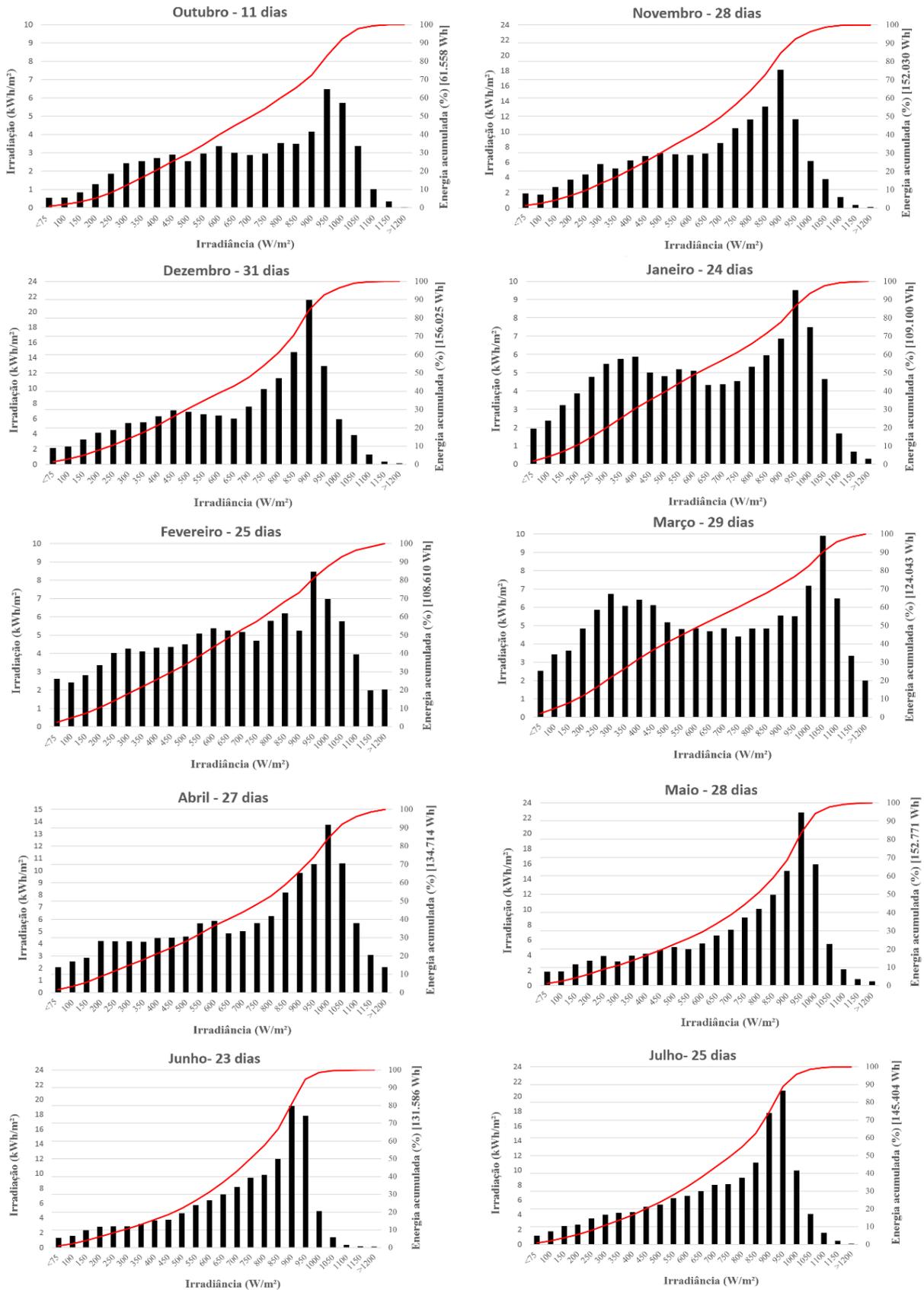


Fonte: Elaboração própria.

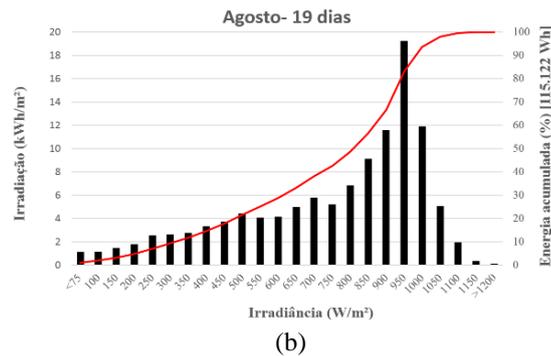
Outra forma de se analisar os dados de irradiância é através dos cálculos de distribuição de frequência. Essa análise consiste na classificação dos dados em função da frequência com que eles estão presentes em um determinado intervalo. Para os dados de irradiância essas análises foram baseadas na energia recebida e no tempo de operação. A análise de energia indica qual a quantidade total de energia solar disponibilizada em cada faixa de irradiância, enquanto a análise por tempo indica quanto tempo cada faixa de irradiância ocorreu. A primeira divisão da irradiância indica valores abaixo de 75 W/m², a segunda valores maiores ou iguais a 75 W/m² e menores que 125 W/m² identificada no gráfico como “100”, a terceira valores maiores ou iguais a 125 W/m² e menores que 175 W/m² com a identificação de “150”. As demais faixas seguem a mesma lógica, sendo que a última representa valores maiores que 1.200 W/m².

A Figura 3.22 apresenta a análise de distribuição de frequência em função da energia para cada um dos meses. O valor das barras é lido no eixo vertical da esquerda e representa o valor de energia solar por metro quadrado recebida mensalmente para cada uma das faixas de irradiância. O valor acumulado percentual é apresentado na linha contínua, devendo ser lido no eixo vertical a direita. A quantidade total de energia mensal é apresentada no título desse eixo.

Figura 3.22 – Distribuição de frequência de irradiação em função da irradiância (a) de outubro a julho e (b) agosto.



(a)

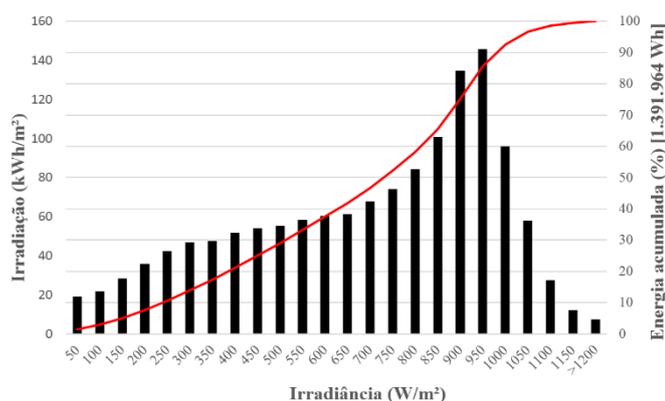


Fonte: Elaboração própria.

Nesses gráficos é possível observar que a maior quantidade de energia mensal disponibilizada pelo Sol, de uma maneira geral, está em níveis de irradiância entre 900 W/m² a 1.000 W/m², sendo que a faixa específica varia em cada mês. Um mês atípico de maior faixa foi o de março que apresentou a faixa com maior concentração de valores na faixa de 1.050 W/m². Os meses de fevereiro, março e abril foram os que apresentaram níveis de irradiância mais elevados, com uma contribuição energética significativa desenvolvida em irradiâncias acima de 1.200 W/m². Em contrapartida, no mês de junho as irradiâncias em níveis mais elevados foram praticamente desprezíveis, e os demais meses apresentam valores da ordem de 2 kWh/m² de energia no nível 1.050 W/m². Outro aspecto importante de se observar é o comportamento do perfil dos gráficos, sendo que nos meses de janeiro a abril os valores de energia ficam concentrados em um patamar para valores de irradiância de até 900 W/m² enquanto nos demais meses ocorre um aumento progressivo até valores próximos a 950 W/m². Ressalta-se que ao se analisar esses gráficos deve-se levar em consideração o número de dias que foram realizadas as medições, atentando ainda para as diferentes escalas do eixo vertical.

A Figura 3.23 mostra a distribuição de frequência da energia disponível em função da irradiância para todo o período de análise.

Figura 3.23 – Gráfico da distribuição de irradiação em função da irradiância por mês, para todas as medidas.

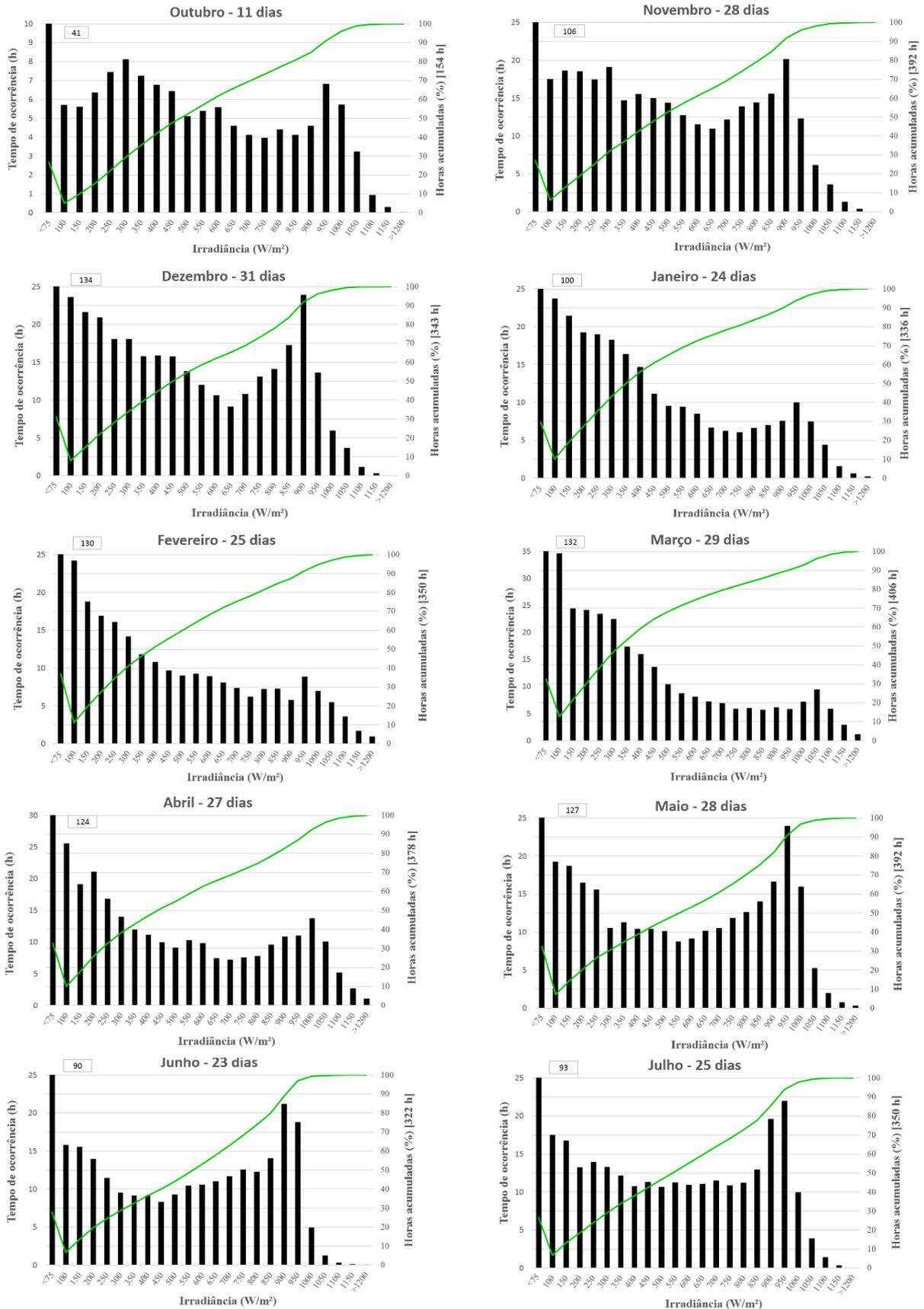


Fonte: Elaboração própria.

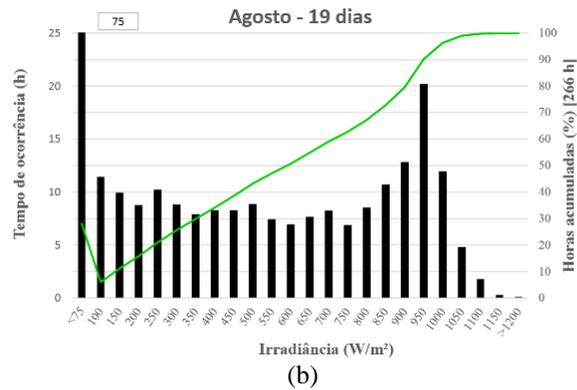
Nesse gráfico é possível observar que, a faixa de irradiância que mais contribui energeticamente é a de 950 W/m² que engloba valores de 925 W/m² a 975 W/m². A contribuição energética das irradiâncias até a faixa de 900 W/m² responde por 75% da energia medida pelos sensores, sendo que somente a faixa 950 W/m² contribui com aproximadamente 11 % da irradiação total.

Outra análise que pode ser realizada com base na distribuição de frequência em função do tempo, tal como apresentado na Figura 3.24. Analogamente a distribuição anterior, essa análise apresenta os intervalos de tempo em que a irradiação solar esteve em determinadas faixas de irradiância, considerando as medições do sistema no período diário de 05:00 a 19:00. Esse intervalo de tempo possui uma grande folga em relação ao início e término de geração dos módulos. Essa escolha foi feita por dois motivos, primeiro objetivando não perder nenhum instante no início ou término da geração dos módulos e devido ao sistema enviar arquivos horários sendo mais cômodo começar e terminar a análise em horas cheias. Essa escolha causou um período bastante elevado de tempo em que não houve nenhuma geração dos módulos tanto no início quanto no final da tarde. Esses valores sem geração fizeram com que a primeira faixa de irradiância possuísse um número muito elevado de tempo de operação, e para que essa faixa não prejudicasse a visualização da curva foi adotada uma metodologia específica. O primeiro valor da curva de valores acumulados considera todo o período de medição, enquanto os demais excluem o primeiro intervalo para o cálculo do total acumulado. Além disso, nesses gráficos os valores só começam a ser acumulados a partir da segunda faixa de irradiâncias.

Figura 3.24 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função da irradiância por mês (a) de outubro a julho e (b) agosto.



(a)

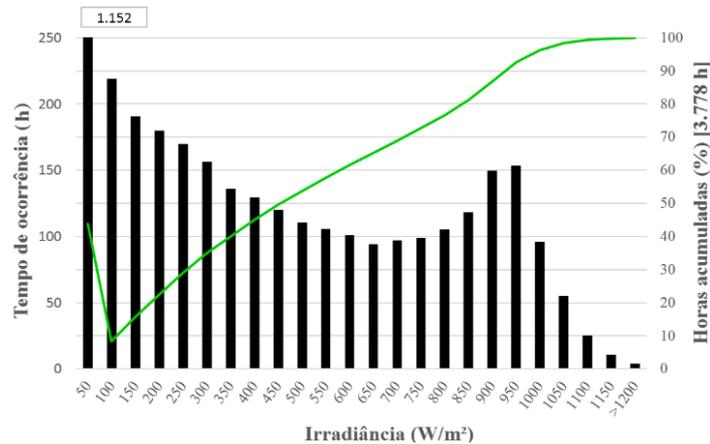


Fonte: Elaboração própria.

Em todos os gráficos da Figura 3.24 a primeira faixa de irradiância possui valores fora da escala, porém eles podem ser lidos na caixa na parte superior próximo a barra que representa esse intervalo. Nos meses de janeiro a abril a tendência do gráfico é uma queda nos intervalos de tempo e com um ligeiro aumento para níveis de irradiância próximos a faixa de 1.000 W/m². Nos demais gráficos para valores até a faixa de 800 W/m² nota-se um comportamento mais estável e aumento bastante acentuado para irradiância próximos a faixa de 950 W/m².

A Figura 3.25 mostra a distribuição de todas as medidas de tempo reunidas em um gráfico.

Figura 3.25 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função da irradiância para todas as medidas.



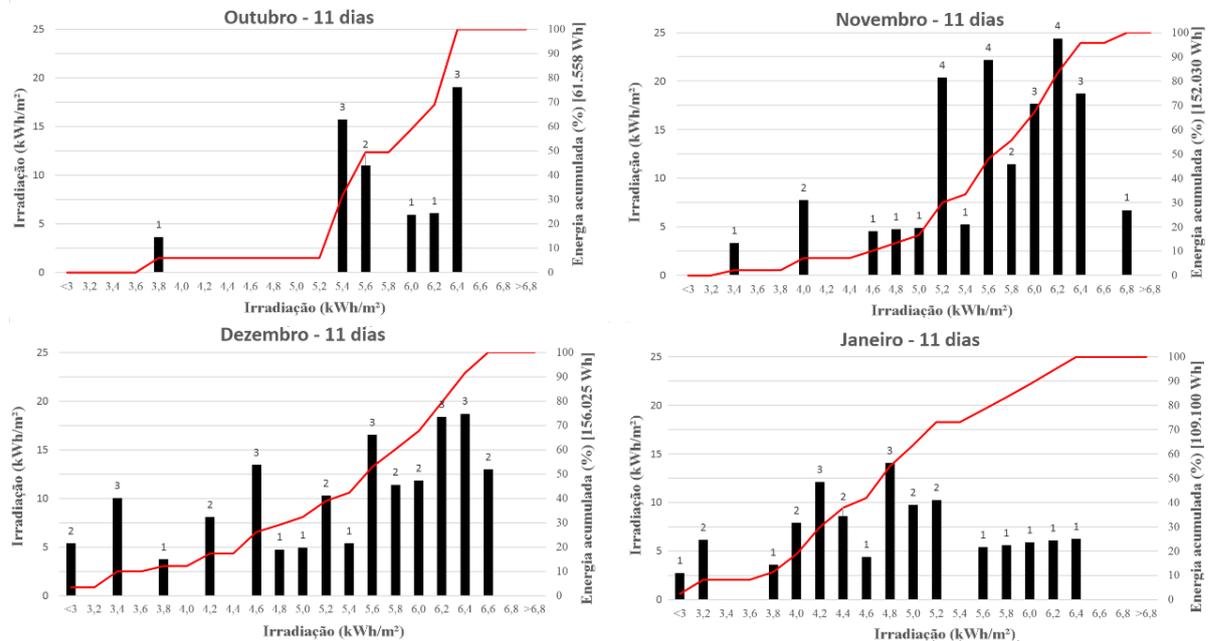
Fonte: Elaboração própria.

Esse gráfico demonstra a tendência de queda no tempo de ocorrência com o aumento da irradiância até a faixa de 650 W/m². Nesse ponto ela cresce até a faixa de 950 W/m² seguido de uma queda acentuada nos valores. Além disso, o gráfico mostra que praticamente em 90 % do tempo a irradiância foi menor ou igual a 950 W/m². As faixas de irradiância de 900 W/m² e 950 W/m² apresentaram tempo de ocorrência bastante similar, com valores percentuais da ordem de 6 % cada.

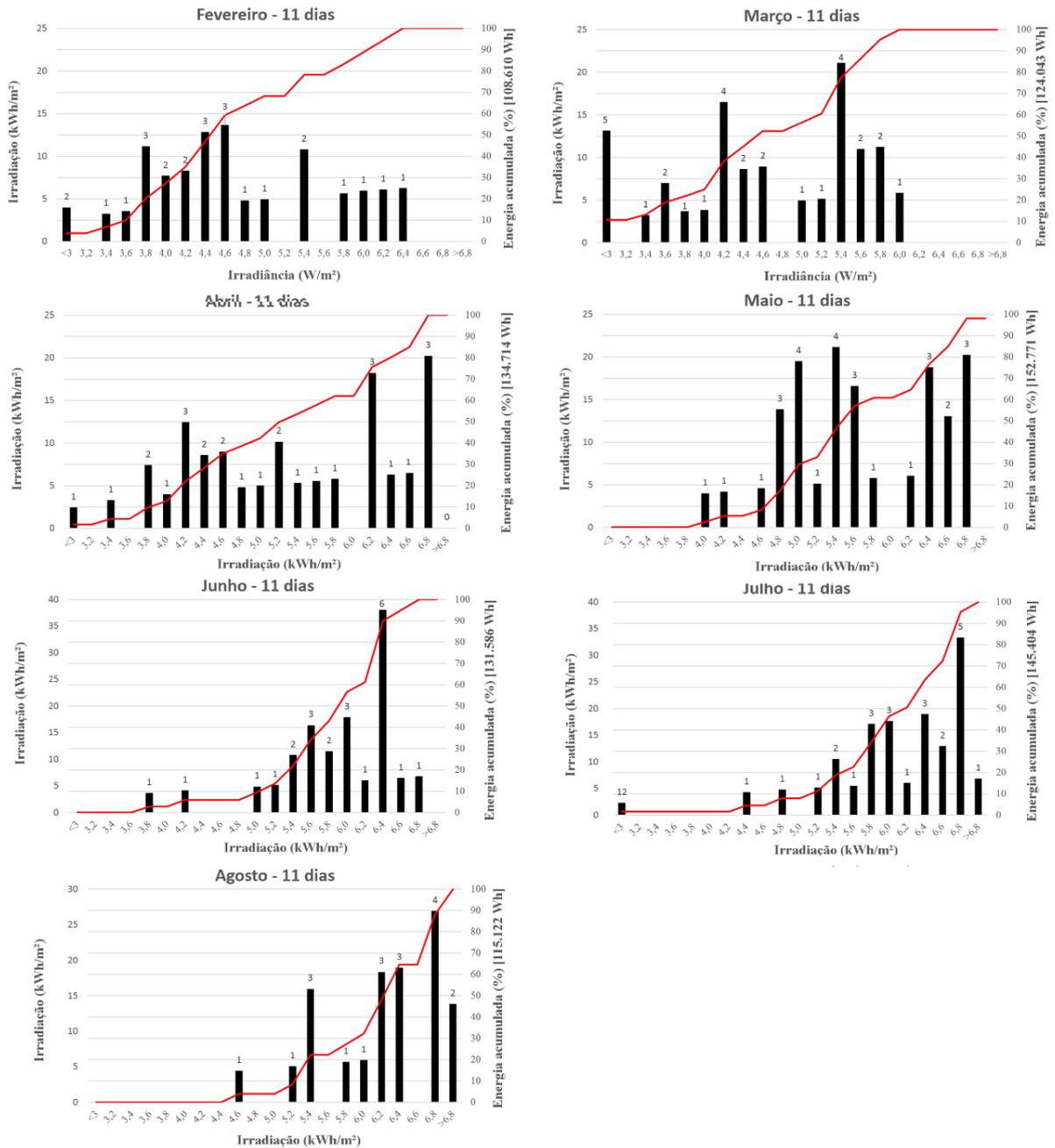
Comparando-se os gráficos de distribuição de tempo com os de distribuição de energia nota-se que apesar das irradiâncias permanecerem mais tempo em níveis baixos, a geração energética se concentra basicamente em valores elevados de irradiância, onde há um tempo médio de atuação, porém, como a transferência de energia nesses casos é elevada, fazendo com que esses níveis apresentem uma maior contribuição energética. As irradiâncias intermediárias, de 500 W/m^2 a 850 W/m^2 , de maneira geral, têm um tempo reduzido comparando com os demais níveis de irradiância provocando em alguns casos o afundamento do gráfico nesses gráficos. Nos meses de dezembro, janeiro e março a irradiância permanece nessa faixa intermediária um período de tempo bem reduzido.

Para completar as análises de distribuição de frequência da irradiação solar foram desenvolvidos gráficos para classificar o valor de irradiação diária em faixas de energia. A primeira faixa de energia contempla dias com irradiação até 3 kWh/m^2 , a segunda de 3 kWh/m^2 até $3,2 \text{ kWh/m}^2$ intitulada “3”. As demais faixas são compostas por incrementos nesses intervalo de $0,2 \text{ kWh/m}^2$ até a última, que reúne os dias com irradiação maior ou igual a $6,8 \text{ kWh/m}^2$. A Figura 3.26 mostra os resultados dessa análise.

Figura 3.26 – Distribuição do número de dias em função da irradiação diária (a) de outubro a janeiro e (b) de fevereiro a agosto.



(a)



(b)

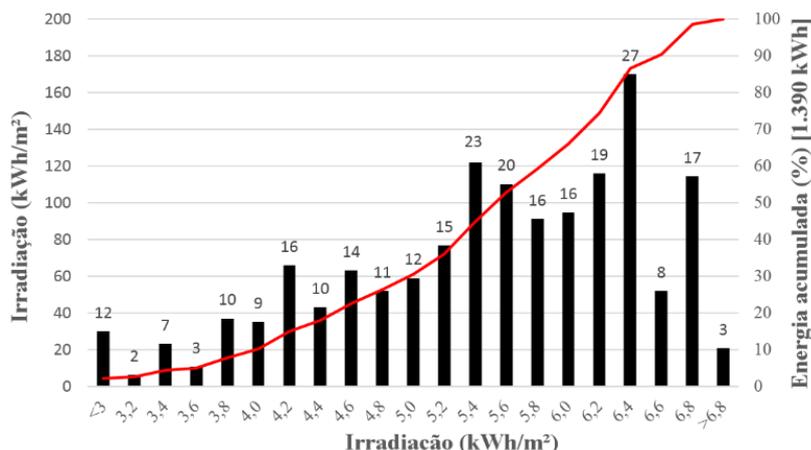
Fonte: Elaboração própria.

Em cada gráfico é mostrado, acima das barras, o número de dias que a irradiância esteve em cada faixa. O tamanho da barra corresponde a quantidade de energia solar por metro quadrado que foi disponibilizada por esses dias e pode ser lido no eixo vertical a esquerda. A linha contínua representa a energia total acumulada, sendo lida no eixo vertical a direita, e no título desse eixo é apresentado o valor total de energia em cada mês em kWh/m².

Os meses de abril a agosto foram os que apresentaram maior nível de irradiação. O mês de abril possuiu 8 dias com irradiação acima de 6 kWh/m² e os meses de maio a agosto

noventa dias tem essa característica. Para os meses de maio a abril são raros os dias com irradiação menor que 4 kWh/m², enquanto nos meses de janeiro a março a maioria dos dias apresentaram irradiação menor que 5 kWh/m². A Figura 3.27 apresenta os valores diários para todo o período de medição concentrados em um gráfico.

Figura 3.27 – Distribuição do número de dias em função da irradiação diária para todas medidas.



Fonte: Elaboração própria.

Esse gráfico demonstra uma tendência de concentração dos maiores valores das faixas de 5,4 a 6,4 kWh/m². Além disso 15% da energia total foi gerada acima da faixa de 6,2 kWh/m² que, demonstra a grande disponibilidade de recurso solar na região. Apesar do elevado número de dias com irradiação elevada, observa-se um número considerável de dias com baixo recurso, dias esses que tiveram o recurso solar prejudicado principalmente devido a chuvas mais prolongadas.

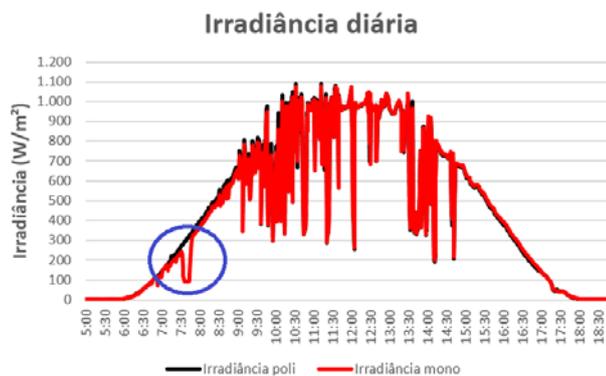
3.1.3 Questões pontuais em relação a medição da irradiação solar

Nas medidas realizadas existem alguns fatos importantes que merecem ser discutidos isoladamente. O primeiro deles diz respeito ao sombreamento, pois esse fenômeno influencia significativamente as medidas realizadas. As medidas de irradiância realizadas neste trabalho tem o objetivo principal de servir de base para o cálculo de parâmetros de módulos fotovoltaicos, como por exemplo a eficiência.

Para evitar erros nesses cálculos a medição deve ser realizada nas mesmas condições de sol, tanto para o sensor quanto para o módulo que será tratado com esses dados. Entretanto, várias medidas realizadas indicam que o sistema estava em condições de sombreamento parcial dos equipamentos. Na Figura 3.28 é mostrada a curva de irradiância diária do dia 20/06/2013 no qual é possível observar no início da manhã o sombreamento do sensor monocristalino. Nesse caso foi possível identificar o sombreamento parcial do campo de

testes devido a diferença entre os sensores, porém nem sempre essa identificação é tão facilmente observada. Casos de sombreamento somente no módulo ou casos de sombreamento dos dois sensores são mais difíceis de serem identificados e causam erros no cálculo de grandezas que dependem desses valores.

Figura 3.28 – Pontos de sombreamento de um dos sensores.



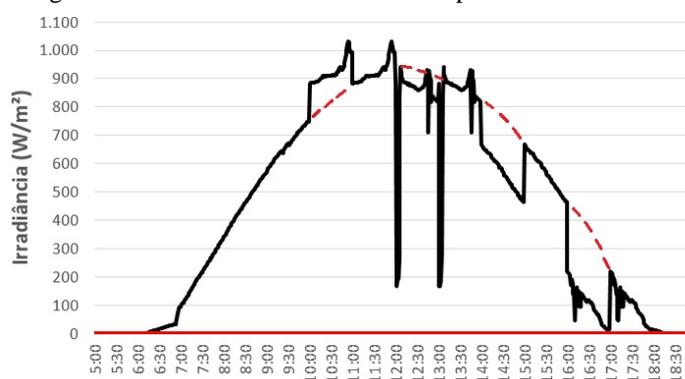
Fonte: Elaboração própria.

Existem várias situações possíveis para as causas desse tipo de sombreamento, como a queda de uma folha sobre o sensor, algum animal que tenha causado o sombreamento temporário ou algum indivíduo que tenha passado pelo local já que a região de testes é uma área aberta, sem restrição física ao acesso.

Outro aspecto importante em relação a medição de irradiância está associado ao tipo de tecnologia do medidor e o módulo a ser tratado com essa informação. Inicialmente se pensou em associar as tecnologias semelhantes, sendo módulos monocristalinos tratados com os dados do sensor mono e módulos policristalino com o sensor poli. Entretanto, como os sensores apresentavam variações muito pequenas nas medidas preferiu-se tratar os dados dos módulos de acordo com a proximidade do sensor de irradiância. Dessa forma foi possível minimizar os problemas de sombreamento que influenciam mais nas medidas que o tipo de tecnologia de medidor de irradiância.

Uma última observação sobre as medidas de irradiância é a importância da sua análise na identificação de erros de medição. O perfil da curva de irradiância pode ser utilizado como meio para uma rápida vistoria em busca de problemas nas medidas. A Figura 3.29 ilustra um exemplo típico de problema nos dados medidos.

Figura 3.29 – Curva de irradiância com problemas nos dados.



Fonte: Elaboração própria.

A linha contínua representa os valores enviados pelo sistema de medição, enquanto a linha tracejada corresponde aos valores esperados para a curva de irradiância. Nota-se que em algumas horas há um súbito aumento ou redução nos valores que é compensado posteriormente. Esse comportamento é de um erro característico do sistema quando ocorre envio de arquivos de hora duplicados.

Além desses erros, problemas o envio de arquivos sem dados devido à falta de energia e falhas pontuais de algumas medidas são facilmente identificáveis nesse gráfico. Então a análise do perfil de irradiância foi definido como uma ferramenta de localização de erros de medição bastante eficaz.

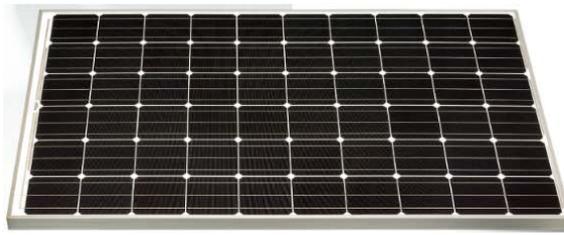
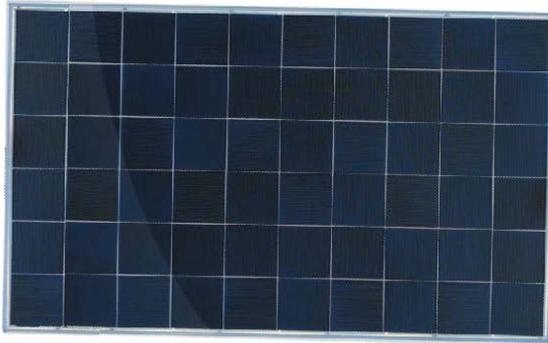
3.2 Análise dos módulos FV

Este tópico pretende mostrar o desempenho dos módulos instalados no campo de teste utilizando as principais figuras de mérito, tais como produtividade, *performance ratio* e eficiência de conversão. Esses módulos são inicialmente descritos conforme seus dados de placa e em seguida são apresentadas as análises das medidas, principalmente através de gráficos. Para facilitar a comparação os módulos foram classificados quanto a tecnologia, sendo apresentados inicialmente os módulos mono e policristalinos, em seguida os módulos do fabricante Sanyo, que são da tecnologia HIT e finalmente os módulos de filme fino.

3.2.1 Módulos mono e policristalino

O campo de teste apresenta 4 diferentes tipos de módulos fotovoltaicos das tecnologias tradicionais, sendo 1 monocristalino e 3 policristalinos. Esses módulos são apresentados na Figura 3.30.

Figura 3.30 – Visão geral dos módulos mono e policristalinos.

**S_19 - Sanyo****SW230 - SolarWorld****60MCI - Day4energy****YL185 - Yingli**

Fonte: Adaptado do catálogo dos fabricantes.

Cada um desses tipos tiveram dois módulos em teste, exceto o YL185 que teve apenas um módulo. Os módulos S_19, SW230 e 60-MCI possuem 60 células de 156 mm x 156 mm, enquanto o módulo YL185 possui apenas 48 células que também são de dimensões 156 mm x 156 mm. As características elétricas nominais desses módulos são apresentadas na Tabela 3.2, sendo que FF representa o Fator de Forma, C/S é a corrente de máxima potência sobre a área total do módulo e P/S é o quociente da potência pela área total.

Tabela 3.2 – Valores de placa dos módulos mono e policristalinos.

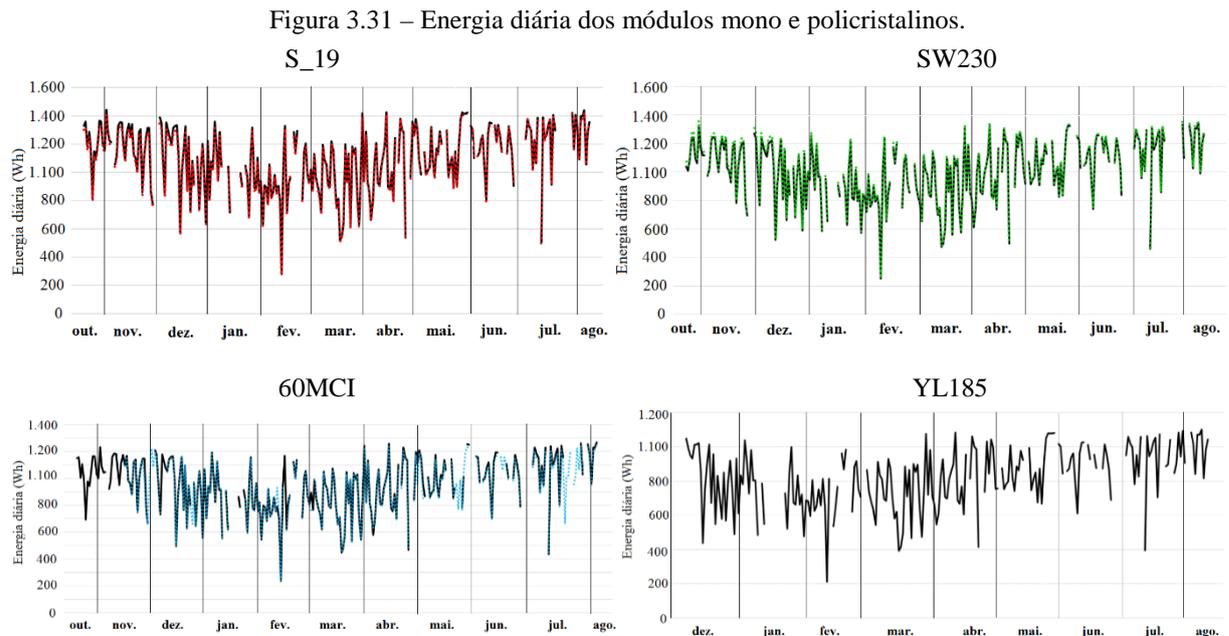
Módulo	Voc(V)	Vmp(V)	Isc (A)	Imp (A)	P(W)	η (%)	FF(%)	C/S (A/m ²)	P/S (W/m ²)
S_19	37,2	29,7	8,64	8,09	240	14,6	75	4,9	146
SW230	36,9	29,8	8,25	7,72	230	13,7	76	4,6	137
60MCI	37,3	30,2	8,30	7,80	235	14,1	76	4,7	141
YL185	29,5	23,5	8,45	7,87	185	14,3	74	6,1	143
Média						14,2	75	5,1	142

Fonte: Adaptado do catálogo dos fabricantes.

Na Tabela 3.2 é possível observar que esses módulos possuem valores de corrente bastante semelhantes. A tensão dos módulos S_19, SW230 e o 60 MCI também estão no mesmo patamar, enquanto o YL185, devido ao número reduzido de células, possui Voc e

Vmp bem abaixo dos demais. As grandezas de eficiência, fator de forma e potência por área tem uma pequena variação para os módulos dessas tecnologias, com valores médios de 14,2 %, 75 % e 144 W/m² respectivamente.

Para se caracterizar a energia produzida é apresentada a Figura 3.31, que mostra os gráficos das quantidades de energia diária gerada por cada um dos módulos em função dos meses de teste.



Fonte: Elaboração própria.

Para os modelos que tiveram dois módulos testados, são mostrados nos gráficos um em linha contínua e outro em linhas pontilhadas. Nesses casos o comportamento dos módulos de mesmo tipo foi bastante parecido durante todo período, evidenciando que não houve nenhuma anormalidade na operação dos equipamentos.

Nota-se que a quantidade de energia gerada pelo modelo S_19 foi bem maior que os demais, atingindo picos de geração ligeiramente acima de 1.400 Wh. O módulo SW230 apresentou valores de geração ligeiramente inferiores aos do S_19. Já o módulo 60MCI, apesar de possuir potência de placa maior que o SW230, os valores de energia gerada são bem inferiores, alcançando picos de geração de 1.250 Wh. Já o módulo YL185, como possui potência de placa bem inferior aos demais, e sua geração máxima atingiu somente 1.130 Wh.

Os valores médios de geração diária do modelo S_19 foram de 1.089 Wh, 1.022 Wh para o SW230, 952 Wh para o 60 MCI e 824 Wh para o YL185. Observa-se uma redução de

praticamente 7 % da energia média diária do módulo 60MCI comparado com o SW230, apesar do 60 MCI possuir 5 W a mais de potência de placa.

Uma forma mais adequada de se comparar a energia produzida pelos módulos é através da grandeza produtividade. Essa grandeza permite se comparar módulos com potências de placa diferentes, pois ela determina a quantidade de energia gerada por unidade de potência. O cálculo da produtividade dos módulos é definido por meio da Equação 3.1.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{P_{FV}^0} \quad \text{Equação 3.1}$$

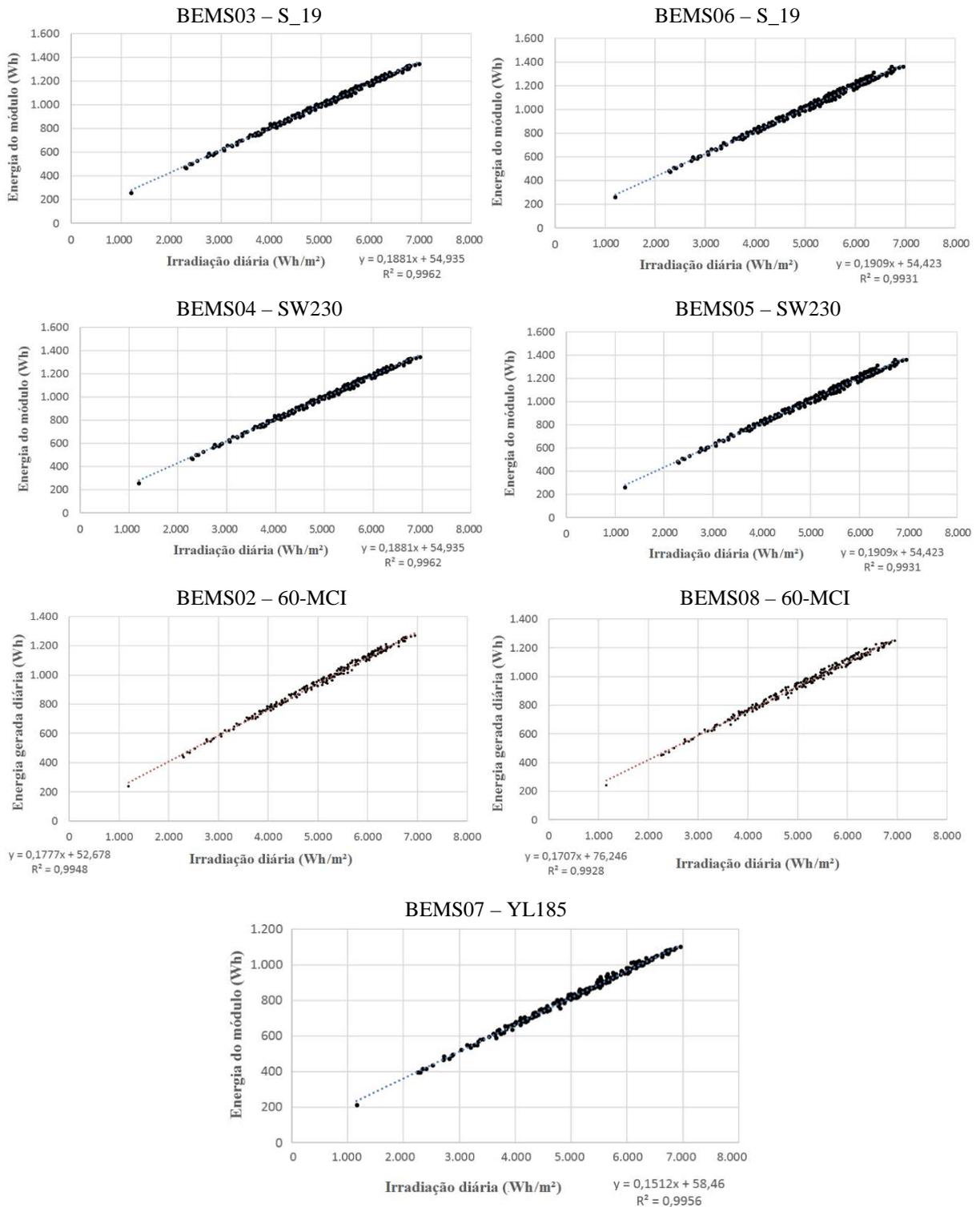
O numerador representa a energia total gerada em um dado intervalo de tempo, e P_{FV}^0 é a potência nominal do módulo FV.

A produtividade mensal dos módulos calculada foi de 136,1 kWh/kW para o S_19, 133,3 kWh/kW para o SW230, 121,5 kWh/kW para o 60 MCI e 133,6 kWh/kW para o YL185. Por esses valores é possível observar que o módulo S_19 apresentou um desempenho superior aos demais, enquanto o 60MCI apresentou o pior desempenho.

Deve-se ressaltar que os valores de produtividade mencionados anteriormente abordam somente o fluxo de energia nos terminais do módulo fotovoltaico, não levando em consideração outras perdas devido a operação quando constituindo um sistema. Em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, por exemplo, a operação do módulo FV será diretamente influenciada pelo inversor. O inversor poderá atuar no gerador FV deslocando-o do ponto de máxima potência reduzindo assim sua energia gerada. Essa relação afeta consideravelmente a produtividade dos módulos, tal como mostrado por Macêdo (2006).

Os valores de energia diária durante todo o período de testes foram ainda classificados de acordo com a irradiação diária, visando obter a relação entre recurso solar e energia gerada pelo módulo. Esses gráficos podem ser visualizados na Figura 3.32.

Figura 3.32 – Energia diária gerada em função da irradiação para módulos mono e policristalinos.



Fonte: Elaboração própria.

Esses gráficos demonstram que a energia elétrica gerada pelo módulo mantém uma relação praticamente linear em todos os módulos, nas condições de teste apresentadas. Esse comportamento pode ser identificado pelo elevado coeficiente de correlação com a reta de

tendência, que é em torno de 99 % para todos módulos. As equações de linha de tendência apresentadas permitem a realização de projeções para a quantidade de energia gerada, dada a irradiação diária. Essa relação tem validade para módulos FV com características semelhantes aos testados e em funcionamento nas proximidades da região de teste, com a mesma inclinação e orientação utilizadas no experimento. Para os modelos que tem mais de um módulo em teste os valores foram plotados em um único gráfico, e a reta de tendência de cada tipo de módulo é apresentado nas Equações 3.2 a 3.5.

$$E_{g_{S_{19}}} = 0,199 \cdot R_d + 73,8 \quad \text{Equação 3.2}$$

$$E_{g_{SW230}} = 0,190 \cdot R_d + 54,92 \quad \text{Equação 3.3}$$

$$E_{g_{60MCI}} = 0,174 \cdot R_d + 64,2 \quad \text{Equação 3.4}$$

$$E_{g_{YL185}} = 0,151 \cdot R_d + 58,5 \quad \text{Equação 3.5}$$

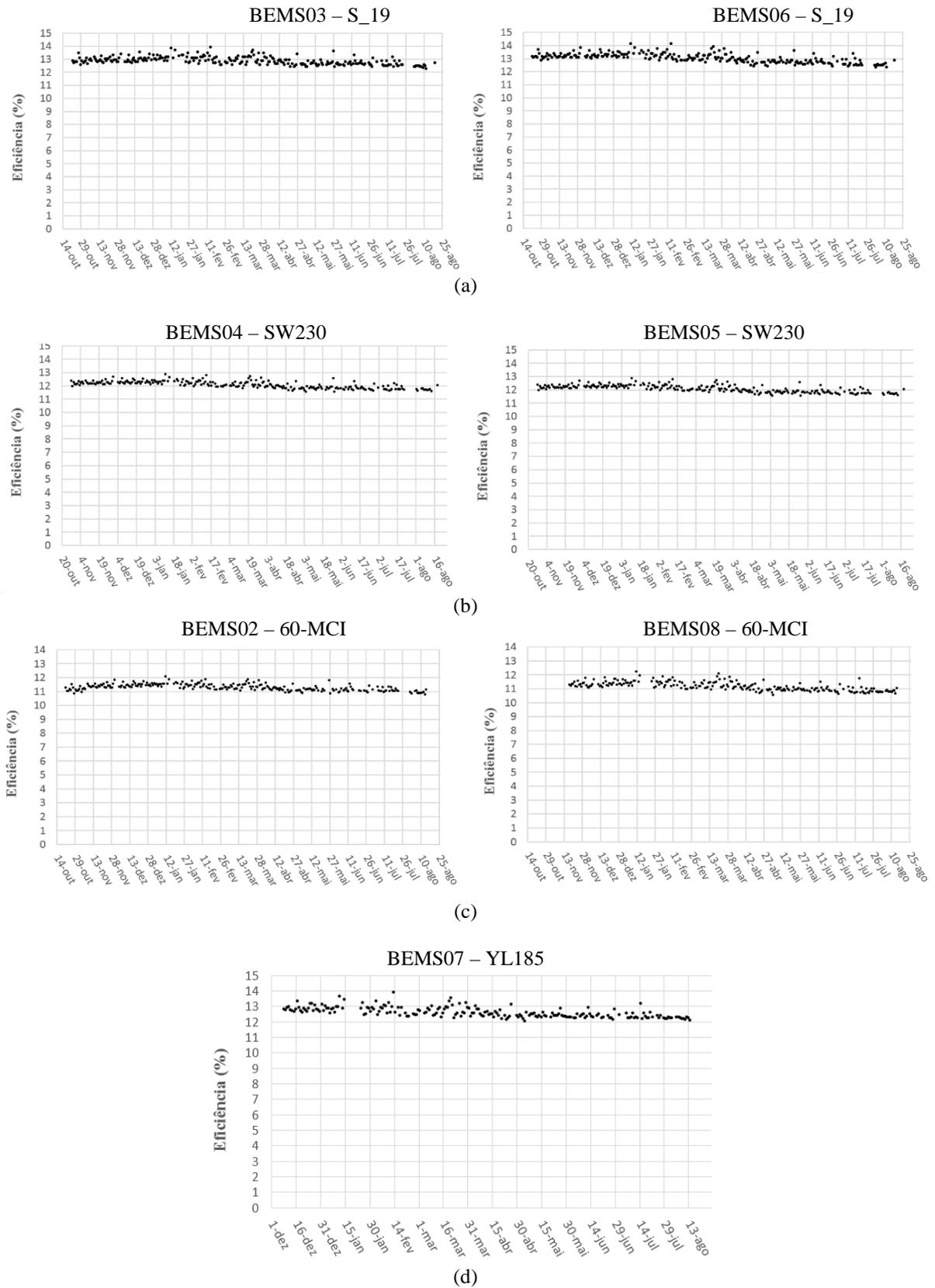
Nessas equações, a energia diária gerada é medida em Wh e R_d a irradiação diária é medida em Wh/m². Observe que nessa análise há uma correlação somente entre disponibilidade solar e geração de energia. Outras variáveis além da irradiação influenciam na geração de energia dos módulos, principalmente a temperatura. Entretanto, como nessa influência já está presente nas medidas de energia pode-se dizer que a participação dessas variáveis está indiretamente presentes nas equações apresentadas.

A segunda variável analisada é a eficiência de conversão da energia solar em elétrica. Essa característica foi calculada diariamente, de acordo com a Equação 3.6.

$$\eta = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} dt} \quad \text{Equação 3.6}$$

Em que, P_{FV} simboliza a potência elétrica instantânea do módulo e $H_{t,\beta}$ é a irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico e t_1 e t_2 representam o tempo de início e término de medições de um dia. As integrais calculam: no numerador a energia elétrica total diária gerada pelo módulo e no denominador a irradiação incidente diária no plano do gerador. A Figura 3.33 mostra os valores dessa variável para os módulos FV mono e policristalinos ao longo dos dias de monitoramento.

Figura 3.33 – Eficiência diária do módulos (a) S_19, (b) SW230, (c) 60MCI e (d) YL185.



Fonte: Elaboração própria.

Os resultados mostram que as eficiências médias diárias dos equipamentos ficam em uma faixa bastante restrita, apresentando variações máximas de aproximadamente 1 % para todos os módulos. Os valores médios de eficiência calculados para os módulos S_19, SW230, 60MCI e YL185 foram 13,0 %, 12,0 %, 11,2 % e 12,6 % respectivamente. Novamente é possível observar que o módulo S_19 tem vantagem sobre os demais no que diz respeito a geração de energia por área ocupada. Dos policristalinos o módulo YL 185 é o que apresentou eficiência medida mais elevada e novamente o 60 MCI apresentou um desempenho inferior aos demais.

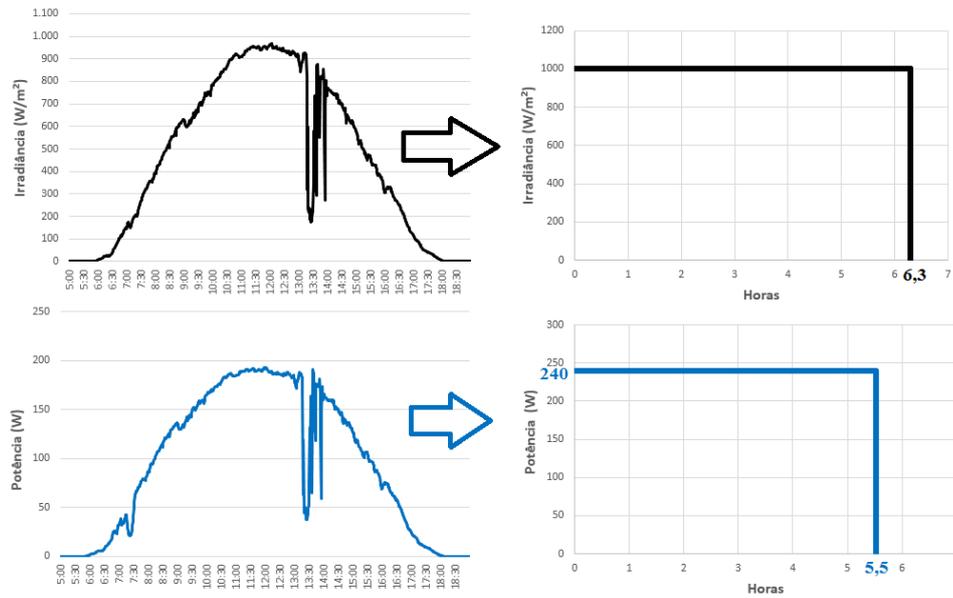
Uma característica interessante em todos gráficos de eficiência é a variação dos valores que demonstra uma queda com o passar do tempo. Inicialmente pensou-se em relacionar essa queda à redução de desempenho do módulo ou a quantidade de poeira na superfície do equipamento. Porém ao se observar detalhadamente as medidas apresentadas pelos outros módulos se concluiu que essa queda tem mais relação com a temperatura. Isso porque os últimos meses analisados são os que apresentam maior recurso solar, como apresentado na Figura 3.13, e conseqüentemente maior temperatura.

Outro fator além da eficiência que é utilizado para medir o desempenho dos módulos fotovoltaicos é o *Performance Ratio* ou Desempenho Global definido pela Equação 3.7.

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} dt}{H_{ref}}} \quad \text{Equação 3.7}$$

O *Performance Ratio* (PR) é a razão entre a produtividade do módulo e a energia solar disponível no plano do módulo FV medido em horas de sol pleno. Nessa equação que H_{ref} é a irradiância de referência, valor igual a 1.000 W/m². Em outras palavras, o *Performance Ratio* é o quociente entre o número de horas em que o módulo iria operar caso funcionasse somente na potência de pico e o número de horas de irradiação caso a irradiância ficasse fixa em 1.000 W/m² em um dia. A Figura 3.34 ilustra esse conceito.

Figura 3.34 – Exemplo gráfico do cálculo do numerador e do denominador do *Performance Ratio*.



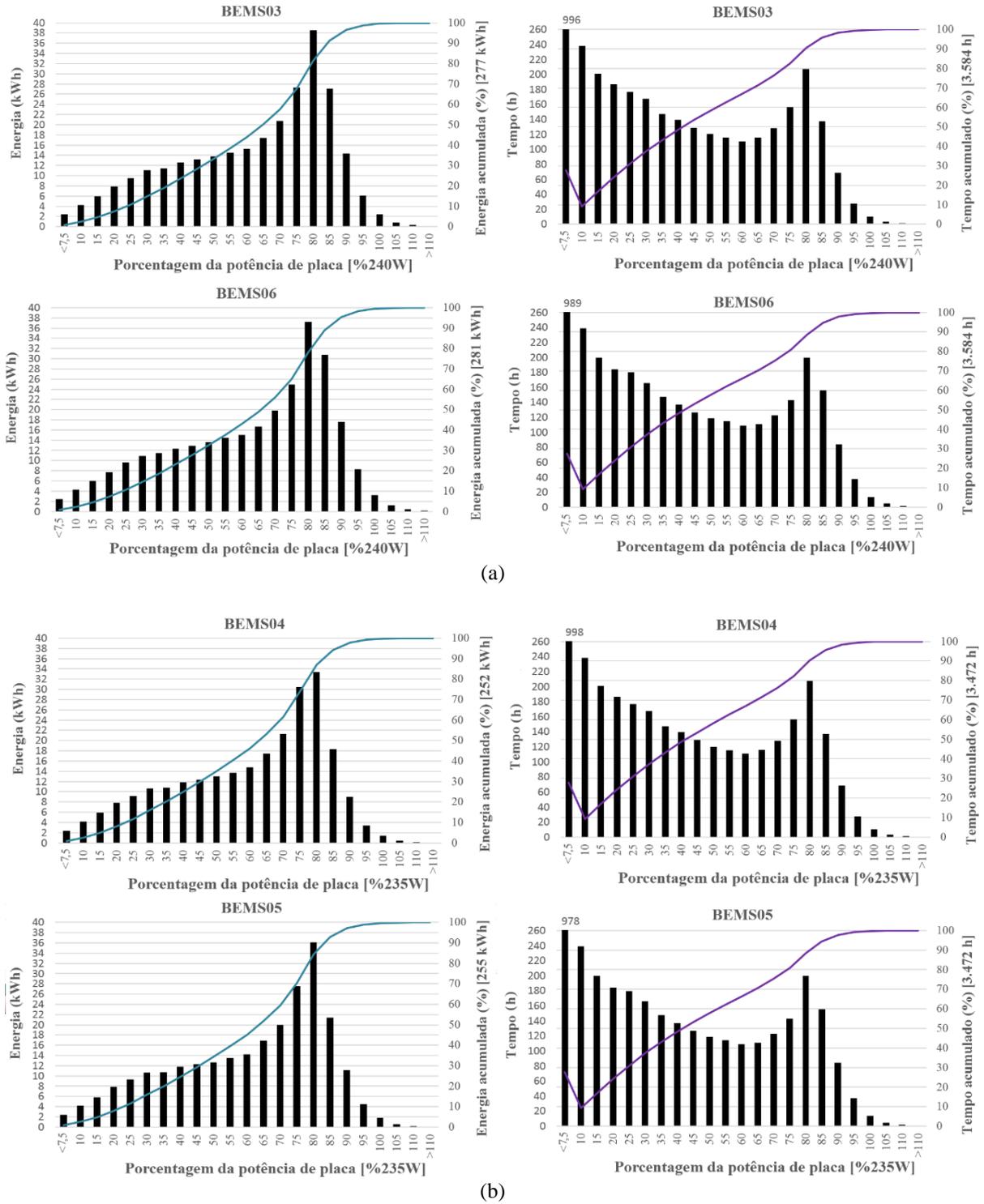
Fonte: Elaboração própria.

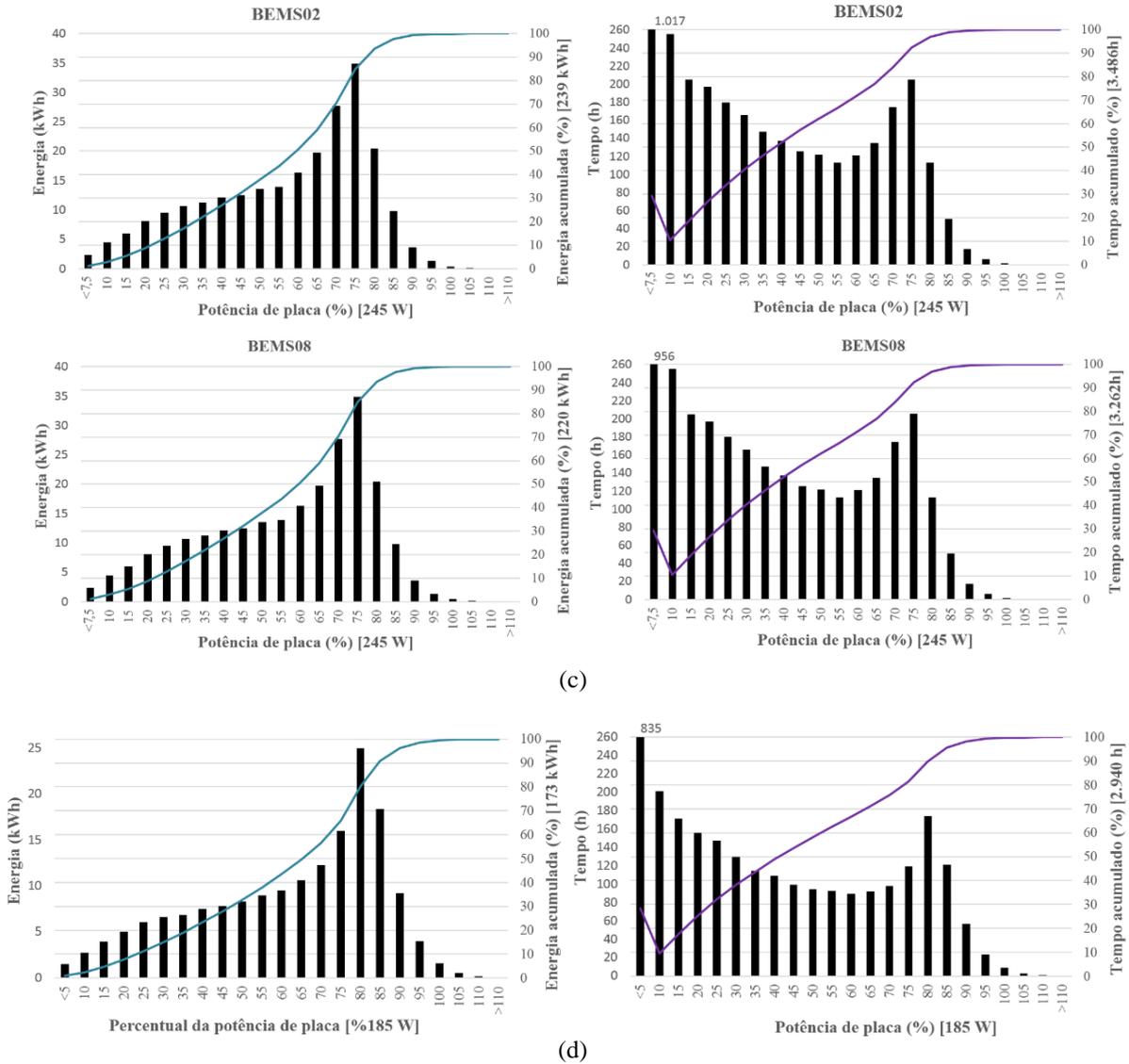
Na parte superior da Figura 8.34 é possível observar um perfil de irradiância diário que corresponde a um valor de 6,3 horas de sol, caso a irradiância fosse constante e igual a 1.000 W/m^2 . Já na parte inferior é mostrado a potência instantânea gerada por um módulo FV de 240 Wp para esse mesmo dia. A energia produzida por esse módulo corresponde a 5,5 horas de operação caso o módulo permanecesse sempre na sua potência nominal (240 Wp). Então calculando-se o *PR* desse módulo para esse dia têm-se: $5,5/6,3$ que resulta em $0,873$, ou $87,3\%$.

No Apêndice A são mostrados os gráficos de *PR* para todos os módulos em teste. Assim como a eficiência, essa grandeza também apresenta o mesmo comportamento de queda para os últimos meses analisados. A explicação para esse fato é o mesmo, devido a influência da temperatura na produção energética desses equipamentos. Os valores médios de *PR* para os módulos S_19, SW230, 60MCI e YL185 foram de $89,1\%$, $88,0\%$, $79,8\%$ e $88,5\%$.

Outra forma de se analisar a operação dos módulos é através da de gráficos de distribuição de frequência. Nessa análise foram consideradas a energia gerada pelo módulo e a eficiência de operação, mostrados na Figura 3.35. Nos gráficos da esquerda os valores de energia foram organizadas em intervalos de porcentagens da potência de placa. Nesses gráficos o eixo x corresponde a frações da potência de placa. Essas divisões representam as classes de “< 7,5”, para valores menores que $7,5\%$ da potência nominal, a classe “10”, para valores maiores ou iguais a $7,5\%$ e inferiores a $12,5\%$ da potência nominal, e assim sucessivamente para as demais classes.

Figura 3.35 – Distribuição de frequência dos módulos (a) Aleo (Sanyo-S19), (b) Solarworld, (c) Day4energy e (d) Yingli.





Fonte: Elaboração própria.

Os gráficos da direita da Figura 3.35 apresentam as distribuições de frequência do tempo de operação de cada módulo FV para os intervalos de potência citados anteriormente. Em ambos gráficos são apresentados também os valores acumulados. Nos gráficos de tempo o valor do intervalo “< 7,5” dos valores acumulados considera o tempo total para o cálculo do seu percentual, enquanto os demais valores excluem o valor do primeiro intervalo, ou seja, os valores começam a ser acumulados a partir do segundo intervalo. Esse artifício foi usado para mostrar a participação percentual em que o módulo esteve praticamente sem geração de potência, sem comprometer o perfil da curva de valores acumulados.

Nos gráficos de energia nota-se que a classe de potência que mais contribui nos módulos S_19, SW230 e YL185 é a de 80%. Além disso, na curva de potência acumulada é possível notar que, para esses três módulos, pelo menos 90 % de toda a energia gerada correspondem a valores de potência inferiores a 85% da potência nominal.

Já o módulo 60MCI apresentou sua distribuição de frequência deslocada para a esquerda, com a faixa inferior 75 % da potência de placa responsável pela geração da maior parcela de energia. Nesse módulo a energia gerada para potências iguais as de placa é desprezível, indicando que o módulo gera energia em potências bastante inferiores ao seu valor nominal.

Nos gráficos de distribuição de tempo foi considerado todo o período de medidas, que é de 05:00 até 19:00. Durante esse tempo os módulos ficam um tempo considerável operando para valores de baixa potência. À medida que os percentuais de potência aumentam, o tempo de operação cai progressivamente, atingindo valores mínimos na classe de 60 % da potência nominal. Em seguida esse valor aumenta até um valor máximo, que coincide com as classes correspondentes aos valores máximos de energia.

Duas características analisadas na pesquisa de *datasheets* de módulos fotovoltaicos serão reproduzidas neste trabalho utilizando-se os dados medidos, essas características correspondem as relações entre V_{mp}/V_{oc} e I_{mp}/I_{sc} . Os gráficos do Apêndice B e C mostram detalhadamente as medidas dessas variáveis. A relação entre as correntes é bem definida ao longo de uma linha reta, sendo possível determinar essa relação diretamente pela reta de tendência desses pontos, que são exibidos nas Equações 3.8 a 3.11.

$$I_{mp\ S_{19}} = 0,920 \cdot I_{sc} + 0,013 \quad \text{Equação 3.8}$$

$$I_{mp\ SW230} = 0,916 \cdot I_{sc} + 0,007 \quad \text{Equação 3.9}$$

$$I_{mp\ 60MCI} = 0,904 \cdot I_{sc} + 0,005 \quad \text{Equação 3.10}$$

$$I_{mp\ YL185} = 0,919 \cdot I_{sc} + 0,010 \quad \text{Equação 3.11}$$

Observa-se que o módulo S_19 apresenta o maior coeficiente de inclinação da reta, significando que os valores de I_{mp} estão mais próximos de I_{sc} que os demais. Os módulos S_19, SW230 e YL185 apresentam valores bem próximos, enquanto o 60MCI já apresenta uma diferença mais acentuada em relação aos demais.

Já para o quociente V_{mp}/V_{oc} não é possível fazer essa correlação direta, uma vez que essas grandezas não mantêm a proporcionalidade com a irradiância, como mostra os gráficos do Apêndice B, sendo necessário o cálculo ponto a ponto. Além disso, a relação entre V_{mp}/V_{oc} varia de acordo com a operação do módulo, sendo necessário determinar essa relação para cada faixa de operação. Foi então escolhido classificar esse quociente em intervalos de irradiância. A Tabela 3.3 ilustra as faixas de irradiância e os valores medidos para os módulos mono e policristalinos.

Tabela 3.3 – Valores de V_{mp}/V_{oc} médios por faixa de irradiância para os módulos mono e policristalinos.

S_19		V_{mp}/V_{oc} (%)		SW230		V_{mp}/V_{oc} (%)	
Irradiância (W/m²)	BEMS03	BEMS06	Irradiância (W/m²)	BEMS04	BEMS05	Irradiância (W/m²)	BEMS07
> 1.200	75,1	75,2	> 1.200	75,6	75,6	> 1.200	73,9
1.000 - 1.200	76,0	78,5	1.000 - 1.200	76,4	76,5	1.000 - 1.200	75,1
800 - 1.000	77,1	79,8	800 - 1.000	77,4	77,5	800 - 1.000	76,4
600 - 800	79,1	79,0	600 - 800	79,1	79,3	600 - 800	78,6
400 - 600	81,0	81,2	400 - 600	80,8	80,9	400 - 600	80,6
200 - 400	82,9	83,0	200 - 400	82,3	82,5	200 - 400	82,5
< 200	84,6	84,5	< 200	83,0	83,3	< 200	83,9

60-MCI		V_{mp}/V_{oc} (%)		YL185		V_{mp}/V_{oc}
Irradiância (W/m²)	BEMS02	BEMS08	Irradiância (W/m²)	BEMS07	Irradiância (W/m²)	BEMS07
> 1.200	74,2	73,1	> 1.200	73,9	> 1.200	73,9
1.000 - 1.200	75,4	74,3	1.000 - 1.200	75,1	1.000 - 1.200	75,1
800 - 1.000	76,6	75,4	800 - 1.000	76,4	800 - 1.000	76,4
600 - 800	78,6	77,7	600 - 800	78,6	600 - 800	78,6
400 - 600	80,4	79,8	400 - 600	80,6	400 - 600	80,6
200 - 400	82,1	81,8	200 - 400	82,5	200 - 400	82,5
< 200	82,8	82,9	< 200	83,9	< 200	83,9

Fonte: Elaboração própria.

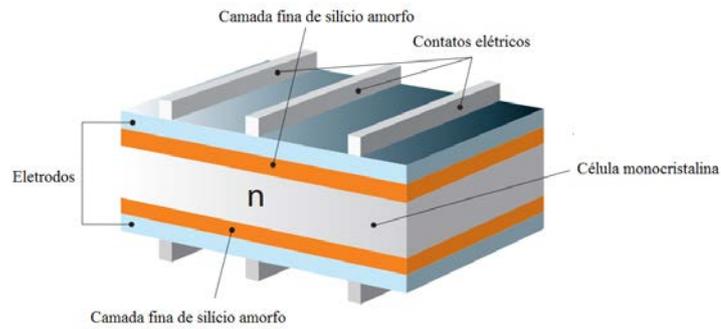
Nota-se que, de uma maneira geral, os valores desse coeficiente estão em uma faixa bem específica, variando de 74 % a 85 %. Os maiores valores dessa relação acontecem para menores valores de irradiância apresentando uma tendência de comportamento praticamente linear. Como o coeficiente entre as correntes é praticamente constante, a redução de V_{mp}/V_{oc} para maiores irradiâncias provoca uma redução também no fator de forma, comportamento que é mostrado graficamente no Apêndice D. Dessa maneira, à medida que o módulo opera em irradiâncias maiores, sua curva IV será progressivamente afastada da idealidade, devido ao aumento da diferença de V_{mp} em relação a V_{oc} .

Além das análises apresentadas anteriormente, no Apêndice E são fornecidas as grandezas V_{mp} e I_{mp} em função da irradiância, possibilitando visualizar a variação desses dois parâmetros considerando a adversidade de condições de operação.

3.2.2 Módulos do fabricante Sanyo

Esses módulos são de uma tecnologia bem diferente da utilizada em módulos tradicionais. Sua célula é composta por uma mistura de duas tecnologias denominada HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer), que consiste em uma célula monocristalina envolta por duas células de silício amorfo. Essa célula é mostrada com detalhes na Figura 3.36.

Figura 3.36 – Detalhes da célula HIT.

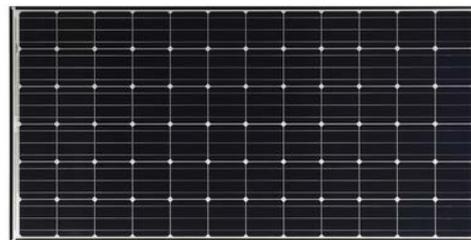


Fonte: Adaptado do catálogo do fabricante Sanyo.

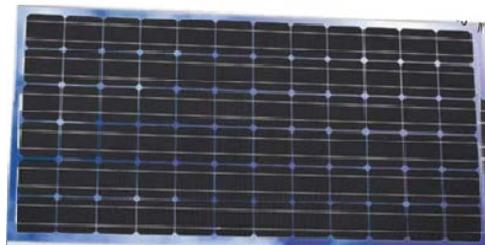
O estado da arte dessa tecnologia é descrito por Mishima (2010), onde se relata que a tecnologia atingiu 23 % de eficiência de célula em laboratório. Esse estudo mostra que a melhoria dessa célula em relação a tradicional está no aproveitamento maior dos diferentes comprimentos de onda do espectro solar.

Dois módulos em teste utilizam essa tecnologia, o HIT235 e o HIT205 que também é bifacial, aproveitando a energia incidente também na parte posterior do módulo. As imagens desses módulos são mostrada na Figura 3.37 e os valores dos parâmetros elétricos são mostrados na Tabela 3.4.

Figura 3.37 – Visão geral e dos módulos Sanyo.



HIT235 - Sanyo



HIT205 - Sanyo

Fonte: Adaptado dos catálogos do fabricante Sanyo.

Tabela 3.4 – Valores nominais dos módulos do fabricante Sanyo.

Módulo	Voc (V)	Vmp (V)	Isc (A)	Imp (A)	P (W)	η (%)	FF (%)	C/S (A/m ²)	P/S (W/m ²)
HIT235	51,8	43,0	5,84	5,48	235	18,7	78	4,3	186
HIT205	50,9	41,3	5,43	4,97	205	14,6	74	3,5	146

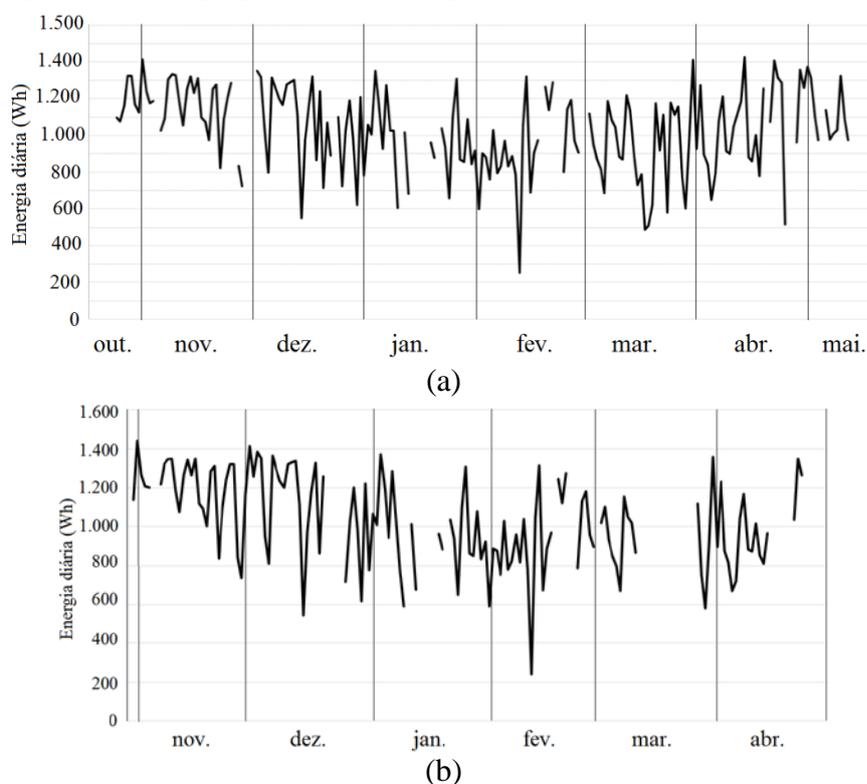
Fonte: Adaptado dos catálogos do fabricante Sanyo.

O fato mais notável nas características de placa do módulo HIT235 é sua elevada eficiência de 18,7 %. O HIT205 tem a segunda maior eficiência dos módulos em teste, com valor de 14,6 %. Essa diferença se dá porque o HIT205 possui a célula de silício monocristalino central mais fina que a do HIT235. Os elevados valores de eficiência tem impacto direto na potência por área do módulo, já que para módulos mono e policristalinos essa característica ficava em torno de 140 W/m^2 enquanto os HIT apresentam valores de 186 e 146 W/m^2 . Os valores de corrente por área do módulo HIT235 estão no mesmo patamar dos módulos anteriores, porém o HIT205 apresenta valor ligeiramente inferior.

Além da diferença dos valores de eficiência, calculando-se a tensão por célula dos módulos HIT235 e HIT205 chega-se a valores de 0,72 V e 0,71 V respectivamente. Nota-se que esses valores estão bem acima de células mono ou policristalino tradicionais que é de 0,6 V. Já o valor de I_{sc} por área da célula do HIT235 e HIT205 é de 374 e 348 A/m^2 respectivamente. Esse valor também é bem maior que o valor médio dos módulos mono e policristalinos, que é da ordem de 320 A/m^2 .

Em relação ao desempenho medido dos módulos do fabricante Sanyo a Figura 3.38 mostra os gráficos das quantidades de energia elétrica gerada diariamente.

Figura 3.38 – Energia gerada diariamente pelos módulos (a) HIT235 e (b) HIT205.

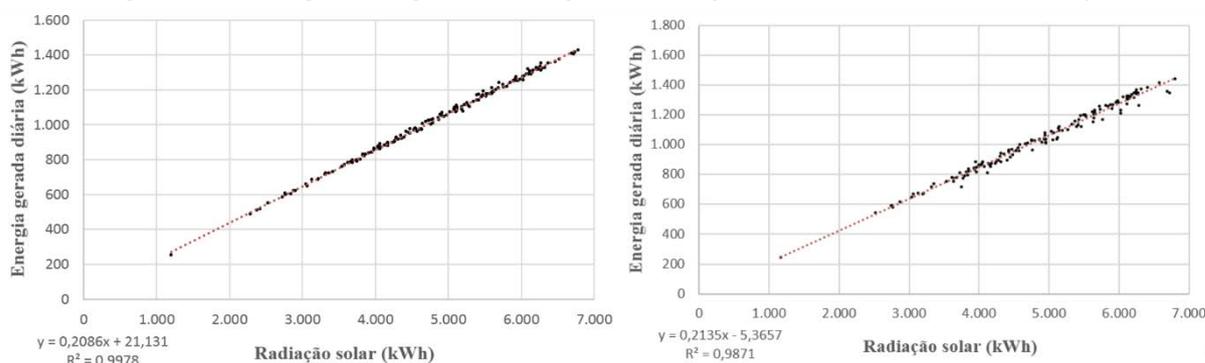


Fonte: Elaboração própria.

Esses modelos atingiram os maiores valores de energia diária em relação aos módulos analisados até agora. O módulo HIT235 apresentou um valor médio de geração de energia de 1.031 Wh, enquanto para o HIT205 esse valor é de 980 Wh. Deve-se observar que o intervalo dos módulos do fabricante Sanyo foi inferior aos demais, pois houve problema no *datacenter* do módulo HIT205 e na placa de aquisição do módulo HIT235. Esse problema prejudica a comparação com os demais módulos, pois no período de maior disponibilidade solar eles não foram medidos.

Calculando-se a produtividade a partir da potência de placa, se obtém 131,6 kWh/W e 143,4 Wh/W mensal. Nota-se que o módulo HIT235 possui uma produtividade ligeiramente inferior ao módulo S_19, que por sua vez foi o que apresentou maior valor entre os módulos mono e policristalinos. Já o módulo HIT205 apresenta produtividade bem mais elevada. Isso se deve ao fato dos dados de placa considerarem a geração somente na parte superior do módulo, e durante os testes uma parte da geração se deu devido a essa contribuição posterior. A análise de energia gerada em função da irradiação diária é exibida na Figura 3.39.

Figura 3.39 – Energia diária gerada em função da irradiação dos módulos do fabricante Sanyo.



Fonte: Elaboração própria.

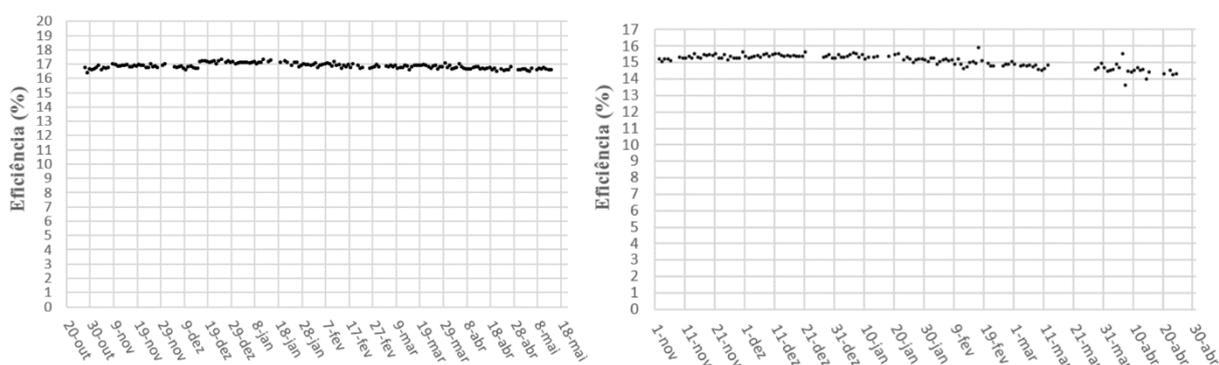
Assim como foi feito para os módulos mono e policristalinos as retas de tendência definem as equações características de geração de energia em função da irradiação solar diária. As Equações 3.12 e 3.13 apresentam essas relações.

$$E_{g\text{ HIT235}} = 0,209 \cdot R_d + 21,1. \quad \text{Equação 3.12}$$

$$E_{g\text{ HIT205}} = 0,213 \cdot R_d - 5,4. \quad \text{Equação 3.13}$$

Comparando essas equações como as dos módulos mono e policristalinos nota-se um coeficiente de inclinação mais acentuado. Esse resultado mostra como esses módulos são capazes de fazer maior aproveitamento do recurso solar, já que geram mais energia para uma mesma quantidade de radiação diária. A análise da eficiência diária para o modelos HIT são mostrados na Figura 3.40.

Figura 3.40 – Eficiência diária dos módulos do fabricante Sanyo.



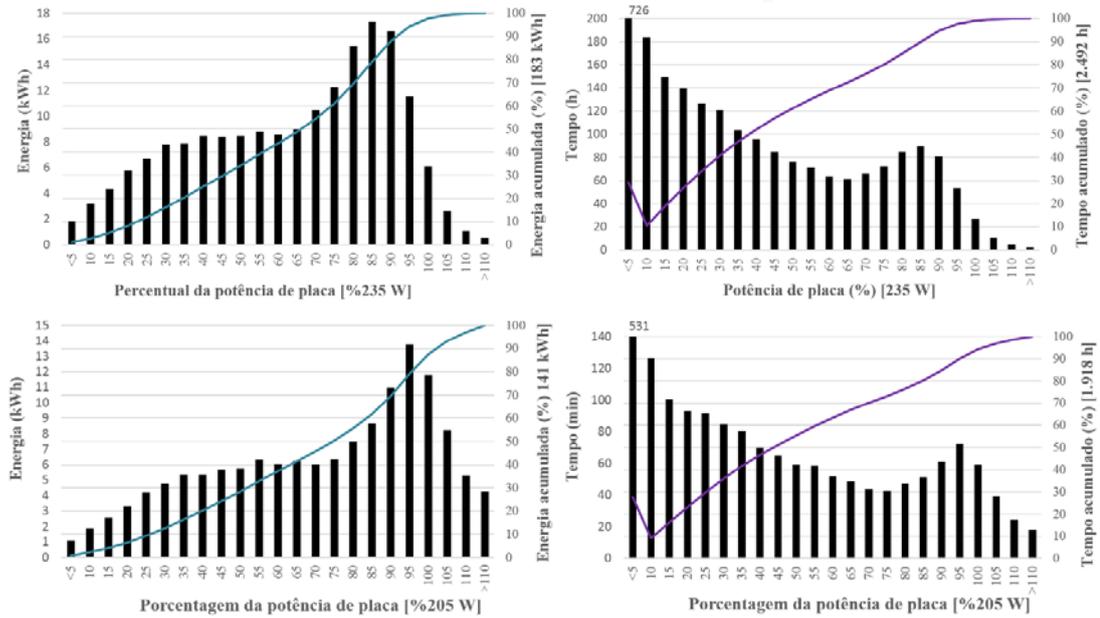
Fonte: Elaboração própria.

O módulo HIT235 apresentou variações menores nos valores de eficiência quando comparados com as tecnologias tradicionais, mesmo estando um tempo reduzido em teste. Já o módulo HIT205 teve uma variação significativa. Isso acontece, provavelmente, devido a contribuição posterior do módulo, pois a eficiência do equipamento fica dependente também da irradiância refletida na sua parte posterior.

A eficiência média calculada para o HIT 235 foi de 16,9 % enquanto para o HIT205 foi de 15,1 %. Esses valores são bem superiores as eficiências calculadas pelos módulos tradicionais, evidenciando esses módulos são capazes de produzir quantidades significativamente maiores de energia por área que as demais tecnologias apresentadas.

Os valores calculados de *Performance Ratio* para o módulo HIT235 são apresentados no Apêndice A. Eles chamam a atenção pela elevada constância de valores, indicando que esse módulo possui desempenho característico bem estável. O valor médio dessa variável calculada foi de 91,7 % para o HIT235, superior a todos os módulos apresentados até o momento. Como não foi possível adquirir informações sobre a irradiância na parte posterior do sistema as análises de performance ratio do módulo HIT205 não foram realizadas. As distribuições de frequência dos módulos da tecnologia HIT são mostradas na Figura 3.41.

Figura 3.41 – Distribuição de frequência dos módulos do fabricante Sanyo.



Fonte: Elaboração própria.

Para o módulo HIT235 a maior contribuição para a energia elétrica gerada aconteceu praticamente em três faixas que englobam as classes entre de 75 % a 90 % da potência de placa. Nessas faixas a geração de energia é bastante semelhante com valores próximos a 16 kWh, e juntas essas faixas representaram 27 % de toda a energia gerada pelo módulo. Outra característica desse módulo é a elevada quantidade de potência gerada na faixa de 90 % a 100 % da potência nominal, quando se compara com os demais modelos.

Já o módulo HIT205 possui um comportamento bastante diferente dos demais analisados. Nos gráficos de energia é possível observar uma quantidade elevada de valores acima da potência nominal. Além disso, a maior faixa de geração desse módulo é a de 95%, enquanto essa faixa para os módulos tradicionais fica em torno de 80 %. Esse deslocamento para a direita da distribuição da frequência acontece devido a contribuição energética da parte posterior do módulo. Na linha de valores acumulados observa-se que 12,6 % de toda energia foi gerada em faixas acima de 100 % da potência de placa do módulo.

Já analisadas as grandezas relativas ao desempenho energético serão apresentados os cálculos das relações entre V_{mp}/V_{oc} e I_{mp}/I_{sc} . Os gráficos que demonstram essas relações com mais detalhes são encontrados nos Apêndices B e C. A relação de correntes é obtida diretamente do gráfico e é apresentada nas Equações 3.14 e 3.15.

$$I_{mp\ HIT235} = 0,932 \cdot I_{sc} + 0,009$$

Equação 3.14

$$I_{mp\ HIT205} = 0,915 \cdot I_{sc} + 0,031$$

Equação 3.15

A relação entre V_{mp}/V_{oc} em função das faixas de Irradiância é mostrada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Valores de V_{mp}/V_{oc} médios por faixa de irradiância para os módulos do fabricante Sanyo.

Irradiância (W/m ²)	V _{mp} /V _{oc} (%)	
	HIT235	HIT 205
> 1.200	81,2	79,8
1.000 - 1.200	81,8	80,1
800 - 1.000	82,4	81,8
600 - 800	83,2	82,0
400 - 600	83,9	83,7
200 - 400	84,4	84,5
< 200	84,4	81,2

Fonte: Elaboração própria.

Comparando os dois modelos HIT com os módulos tradicionais observa-se uma faixa bem mais estreita de valores. Nos módulos mono e policristalinos a variação de V_{oc}/V_{mp} vai de 74% a 85%, enquanto os módulos HIT concentram em valores mais elevados, praticamente de 80 % a 84 %. Esses módulos apresentam elevados valores de I_{mp}/I_{sc} com uma faixa menor e com valores elevados de V_{mp}/V_{oc} quando comparados com as tecnologias tradicionais. Assim, esses módulos conseguem manter um fator de forma bastante elevado durante sua operação, como pode ser visualizado no Apêndice D.

3.2.3 Módulos de filme fino

Nesse tópico serão analisados conjuntamente os quatro módulos de filme fino presentes no campo de testes. Os fabricantes desses módulos são Avancis do módulo 120FB com a tecnologia CIS, Inventux com o módulo X120 da tecnologia de Silício microamorfo, Würth com o módulo E070W também da tecnologia CIS e por fim o First Solar com o módulo FS380 com o módulo CdS/CdTe. Suas características elétricas são apresentadas na Tabela 3.6.

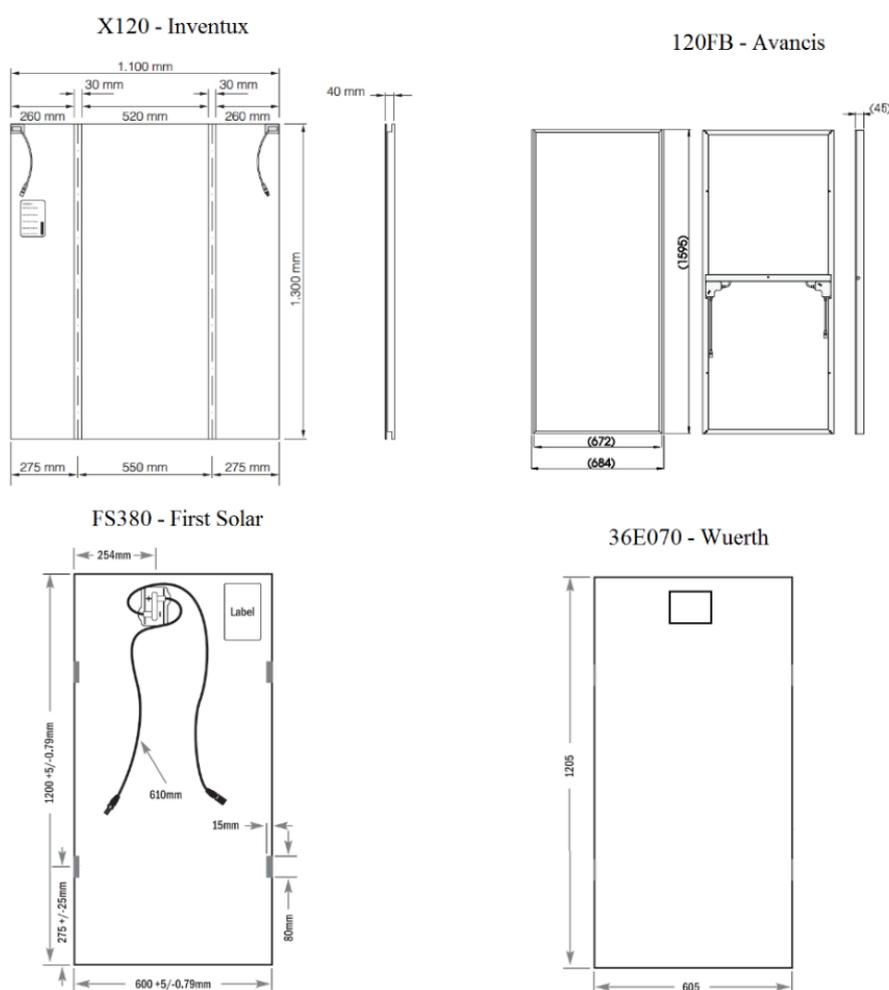
Tabela 3.6 – Valores nominai dos módulos de filme fino.

Módulo	V _{oc} (V)	V _{mp} (V)	I _{sc} (A)	I _{mp} (A)	P(W)	η (%)	FF(%)	C/S (A/m ²)	P/S (W/m ²)
XI20	161	124	1,18	0,97	120	9,3	63	0,7	93
120FB	57,4	44,9	3,13	2,68	120	11,0	67	2,5	110
FS380	60,8	48,5	1,88	1,65	80	11,1	70	2,3	111
E070	42,3	33	2,40	2,12	70	9,6	69	2,9	96
Média						10,2	67,3	2,1	102,5

Fonte: Adaptado do catálogo dos fabricantes.

Por Tabela 3.6 é possível observar que o módulo de silício amorfo (X120) apresenta uma tensão bem maior que os outros, porém valores muito baixos de corrente. Em relação a eficiência, esse módulo possui valor bem inferior aos demais, enquanto o 120FB e o FS-380 possuem valores próximos, apesar de serem módulos com potências e tecnologias distintas. Os módulos 120FB e E070 apesar de serem da mesma tecnologia apresentam grandezas bem diferentes, fato que está provavelmente relacionado a qualidade das células produzidas por cada um dos fabricantes. Os *layouts* estruturais desses módulos são apresentados na Figura 3.42.

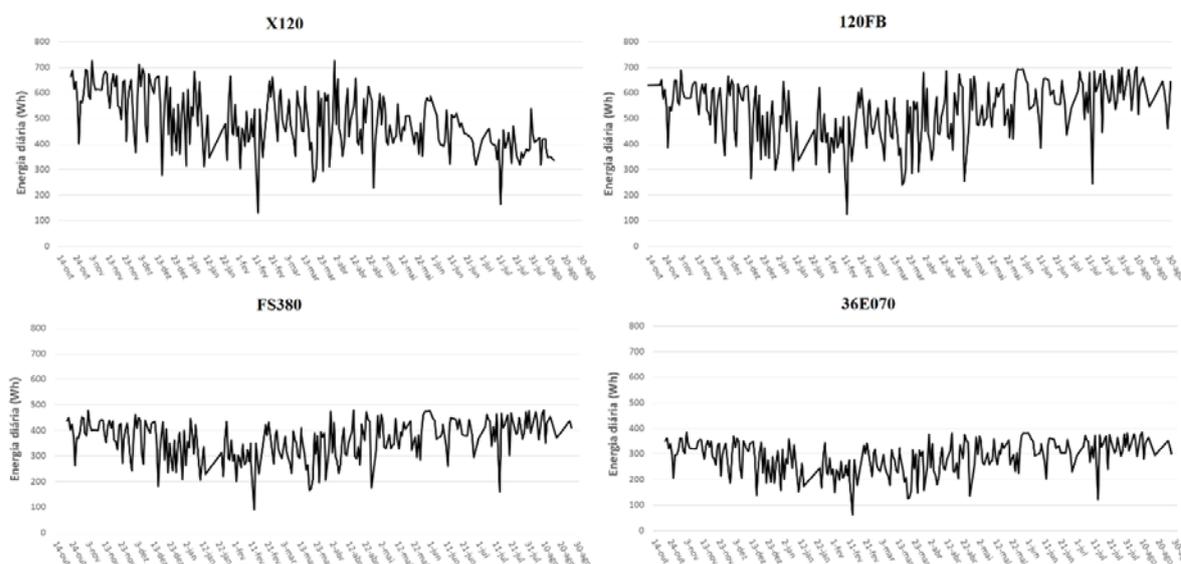
Figura 3.42 – *Layout* dos módulos de filme fino.



Fonte: Adaptado do catálogo dos fabricantes.

A primeira comparação de desempenho desses módulos é feita pela curva geração de energia diária que é apresentada na Figura 3.43.

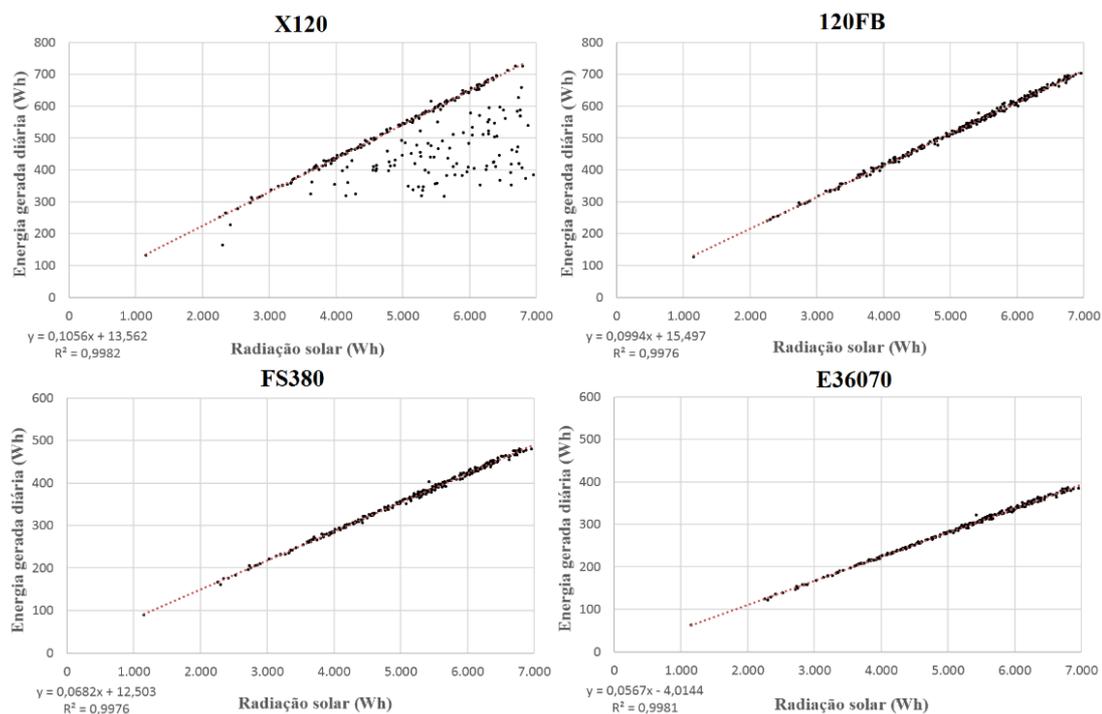
Figura 3.43 – Geração de energia diária dos módulos de filme fino.



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se nesses gráficos que os módulos X120 e 120FB apresentaram gerações bastante parecidas até meados de abril quando o módulo X120 apresenta uma queda significativa na geração. Isso ocorreu devido a rachadura do vidro desse módulo que, como mostrado, influenciou consideravelmente no seu desempenho energético. Os módulos FS380 e 36E070 também tem perfil de geração bastante semelhante, sendo que a diferença das tecnologias e os 10W entre as potências de placa não impactaram significativamente nessa primeira análise. Em números o módulo E36070 apresentou energia gerada média diária de 289 Wh, enquanto esse valor para o módulo FS380 foi de 365 Wh, uma diferença em termos de energia gerada de 23 % enquanto a diferença das potências de placa é de somente 13 %. Para os demais módulos, o valor da geração energética média foi de 529 Wh para o 120FB, enquanto esse valor para o módulo X120 foi de 524 Wh, considerando apenas datas antes do dia 10/04/2013, quando iniciou a rachadura do vidro desse módulo. As análises da geração em função da irradiação solar são apresentadas na Figura 3.44.

Figura 3.44 – Energia diária gerada em função da irradiação dos módulos de filme fino.



Fonte: Elaboração própria.

No gráfico do módulo X120 nota-se que uma grande dispersão de pontos abaixo da curva, representando dias que a geração para alguns dias foi menor que o normal, devido ao problema acontecido com o módulo. A reta de tendência nesse caso considerou apenas os dias antes do incidente. As curvas de geração foram bastante próximas para os módulos de mesma potência, sendo a do X120 e 120FB tem suas tendências apresentadas nas Equações 3.16 e 3.17 respectivamente.

$$E_g = 0,11 \cdot R_d + 13,6 \quad \text{Equação 3.16}$$

$$E_g = 0,10 \cdot R_d + 15,5 \quad \text{Equação 3.17}$$

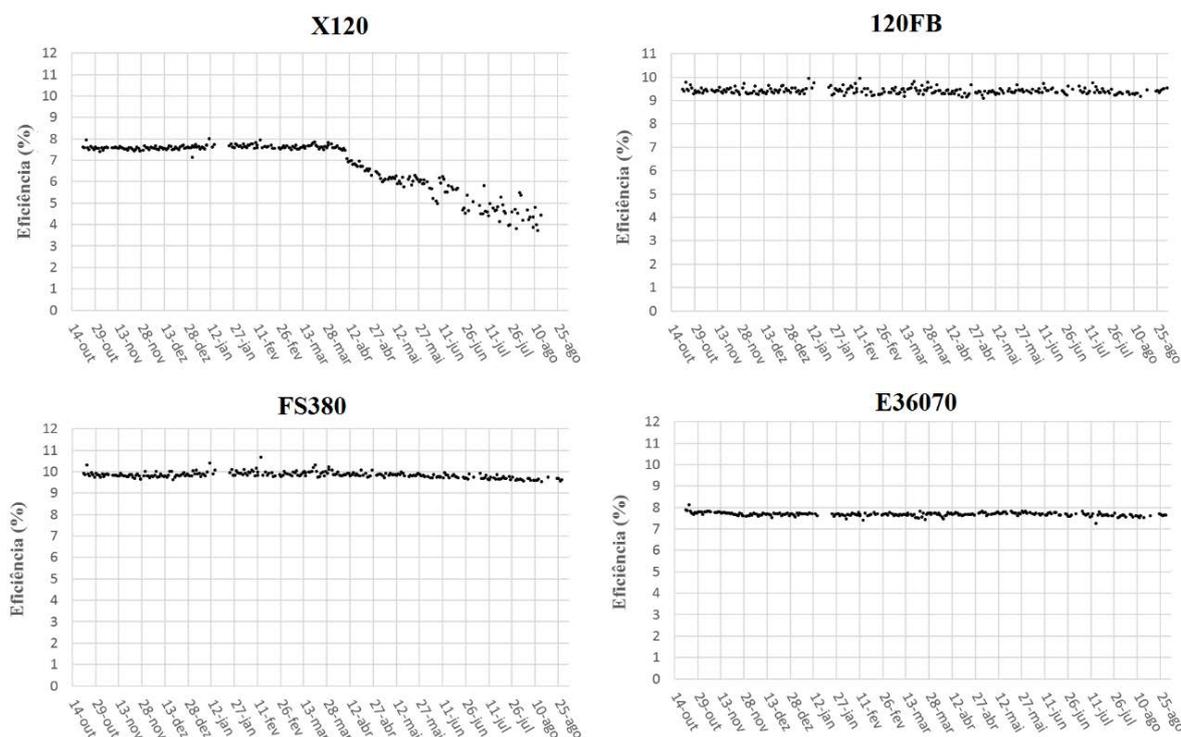
Os módulos FS380 e E36070 que também têm as potências de placa parecidas possuem as equações das suas retas de tendência mostradas nas Equações 3.18 e 3.19 respectivamente.

$$E_g = 0,07 \cdot R_d + 12,5 \quad \text{Equação 3.18}$$

$$E_g = 0,06 \cdot R_d + 4,0 \quad \text{Equação 3.19}$$

Os valores de eficiência dos módulos da tecnologia filmefino são apresentados na Figura 3.45.

Figura 3.45 – Eficiência diária dos módulos de filme fino.



Fonte: Elaboração própria.

Para os módulos 120FB e FS380 os valores das médias de eficiência foram de 9,4 % e 9,8 respectivamente, enquanto os dados de placa são 11,0 % e 11,1 %. A eficiência média calculada para o X120 antes da rachadura foi 7,6 %, enquanto os valores de placa desse módulo é de 8,4 %. Para o módulo E6070 o valor médio de eficiência foi de 7,7 % quando seu dado de placa é de 9,6 %. A maior diferença dos dados médios em relação aos dados de placa foi do módulo E36070 com queda de eficiência de 1,9 % e a menor foi do módulo X120 com diferença de apenas 0,8%. Os outros módulos apresentaram diferenças próximas de 1,5%. Quando se compara os gráficos de eficiência da tecnologia de filme fino com as anteriores nota-se que a tendência de queda é bem menos acentuada nos módulos de filme fino.

A queda de eficiência para o módulo X120 ocorre progressivamente à medida que a rachadura aumenta, sendo que a Figura 3.46 mostra o vidro do módulo para os dias finais da medição apresentada.

Figura 3.46 – Rachadura do módulo X120.



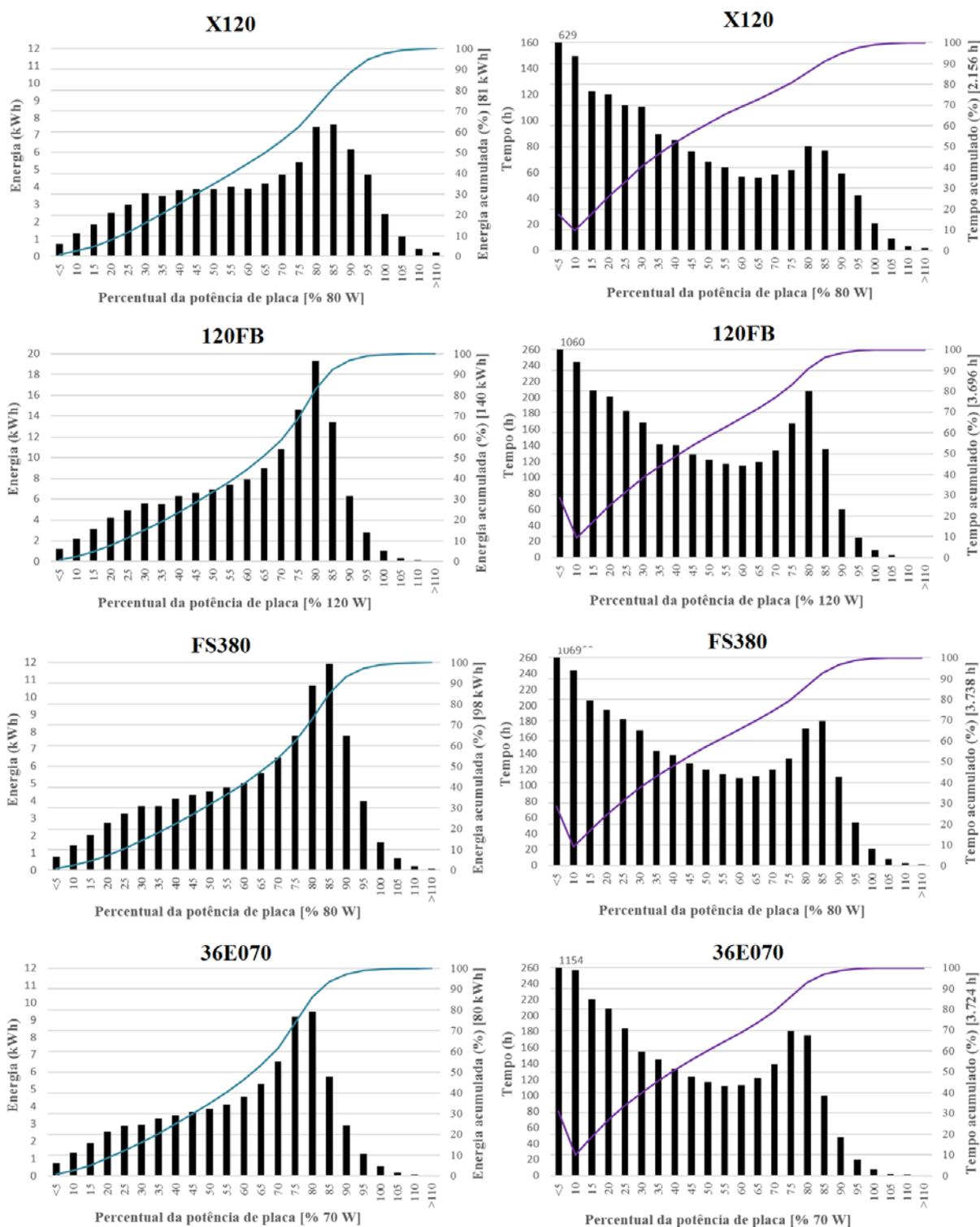
Fonte: Elaboração própria.

Note que nas próximas análises do módulo X120 abordam somente o período antes do dano. Uma análise da influência da rachadura em outras grandezas do módulo foi desenvolvida e consta no Apêndice F.

Para a *performance ratio* os valores médios calculados foram 91 % para o X120, 85 % para o 120FB, 88 % para o FS380 e 80 % para o E36070. O maior valor do *performance ratio* para o módulo X120 indica que, a partir de sua potência de placa ele é o que alcança melhor desempenho energético. Como o valor de eficiência do módulo E36070 foi bastante inferior ao dado de placa sua *performance ratio* refletiu essa diferença, apresentando o pior resultado dos módulos.

Dando prosseguimento às análises energéticas A Figura 3.47 apresenta a análise de distribuição de frequência para cada um desses modelos.

Figura 3.47 – Distribuição de frequência dos módulos de filme fino.



Fonte: Elaboração própria.

Comparando esses gráficos nota-se que os módulos 120FB e FS380 apresentam comportamento bastante semelhante nas duas distribuições. Para esses módulos a classe de potência de placa com maior produção energética é a de 85 % com participação de cerca de 10% da energia total. Para o módulo 360E070 observa-se uma tendência para geração de

energia em menores percentuais de potência de placa, enquanto o módulo X120 a faixa de 80 % a 85 % são as maiores em contribuição energética, e faixas acima dessas possuem participação energética maior que os demais módulos de filme fino.

Concluindo as análises dos módulos de filme fino são abordadas as análises dos coeficientes de V_{mp}/V_{oc} e I_{mp}/I_{sc} . As relações de corrente dos módulos de filme fino testados possuem coeficiente de inclinação de 0,85 a 0,89, enquanto todos os módulos das tecnologias tradicionais e HIT apresentaram coeficientes acima de 0,90. As Equações 3.20 a 3.23 mostram as relações calculadas de I_{mp}/I_{sc} para os módulos de filme fino. Já a relação V_{mp}/V_{oc} em função da irradiância é apresentada na Tabela 3.7.

$$I_{mp\ X120} = 0,876 \cdot I_{sc} + 0,002 \quad \text{Equação 3.20}$$

$$I_{mp\ 120FB} = 0,886 \cdot I_{sc} + 0,005 \quad \text{Equação 3.21}$$

$$I_{mp\ FS380} = 0,854 \cdot I_{sc} + 0,004 \quad \text{Equação 3.22}$$

$$I_{mp\ 36E070} = 0,868 \cdot I_{sc} + 0,014 \quad \text{Equação 3.23}$$

Tabela 3.7 – Valores de V_{mp}/V_{oc} médios por faixa de irradiância para os módulos de filme fino.

Irradiância (W/m ²)	V _{mp} /V _{oc} (%)			
	120FB	E070	FS380	X120
> 1.200	75,1	77,2	75,9	72,8
1.000 - 1.200	76,0	77,5	76,8	73,5
800 - 1.000	77,1	77,9	77,6	74,2
600 - 800	79,1	78,5	78,8	75,3
400 - 600	81,0	78,8	80,0	76,1
200 - 400	82,9	78,3	81,0	76,7
< 200	84,6	74,0	80,6	76,3

Fonte: Elaboração própria.

Comparando esses valores com os módulos anteriormente analisados nota-se que os módulos 120FB e FS380 possuem a faixa de valores bastante parecida com os módulos mono e policristalinos. Já a faixa de valores do módulo X120 possui valores bem inferiores, começando em 72,8 % para irradiâncias da faixa de 1.200 e aumentando até próximo a 77 % para os menores valores de irradiância. Já o módulo E070 apresenta um comportamento bastante singular, pois seu coeficiente possui uma variação muito pequena quando comparado com os demais módulos. Além disso, seu coeficiente para medições abaixo de 200 W/m² é bem menor que as demais medidas.

Analisando a irradiância mínima para sensibilização da célula nota-se que o módulo FS-380 está no mesmo nível dos módulos tradicionais em valores por volta de 80 W/m². Os módulos 120FB e X120 esse valor é um pouco maior alcançando 100 W/m². Para o E070 esse

valor foge do padrão dos outros módulos, estabilizando os valores de tensão apenas por volta de 200 W/m². Além disso, para esse módulo os valores de tensão aumentam para maiores valores de irradiância ao contrário de todos demais apresentados.

3.3 Cálculo dos coeficientes de variação das grandezas em função da temperatura

Após a análise do comportamento elétrico dos módulos fotovoltaicos em teste, parte-se agora para o cálculo dos coeficientes de temperatura. Os dados de placa de todos os coeficientes estão apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 Coeficientes de variação de parâmetros elétricos em função da temperatura para os módulos em teste.

Modelo	α [%/°C]	β [%/°C]	γ [%/°C]	α [A/°C]	β [V/°C]	γ [W/°C]
S_19	0,04	-0,31	-0,44	0,003	-0,12	-0,74
SW230	0,034	-0,34	-0,48	0,003	-0,13	-1,13
60MCI	0,03	-0,27	-0,44	0,003	-0,10	-1,04
YL185	0,06	-0,37	-0,45	0,005	-0,11	-0,83
HIT235	0,03	-0,25	-0,30	0,002	-0,13	-0,71
HIT205	0,03	-0,25	-0,30	0,002	-0,13	-0,62
X120	0,07	-0,30	-0,25	0,001	-0,48	-0,30
120FB	0,03	-0,36	-0,45	0,001	-0,21	-0,54
FS380	0,04	-0,27	-0,25	0,001	-0,16	-0,20
E070	0,05	-0,29	-0,36	0,001	-0,12	-0,25

Fonte: Adaptado do catálogo dos fabricantes.

O alfa, beta e gama representam respectivamente os coeficientes de variação da corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência na máxima potência em função da temperatura. Os valores em %/°C são geralmente obtidos diretamente do *datasheet* enquanto os valores das grandezas correspondentes são calculados multiplicando-se o valor decimal pelas grandezas correspondentes, por exemplo, α [A/°C]= α [%/°C]*I_{sc}/100.

Os coeficientes de corrente da grande maioria dos módulos estão em torno de 0,03 %/°C, apenas o módulo X120 que tem valor mais elevado de 0,07 %/°C. Os coeficientes de tensão variam de -0,25 V/°C dos módulos HIT até -0,37 V/°C para o módulo YL185. Em relação ao coeficiente de potência em função da temperatura os módulos mono e policristalino possuem os valores mais negativos, sendo todos valores menores que -0,44 W/°C. Os módulos HIT tem valores de -0,30 W/°C, que podem ser considerados intermediários. Os

módulos 120FB e E070, apesar de serem de filme fino, apresentam valores de coeficiente de potência bastante negativos, de $-0,45 \text{ W}/^\circ\text{C}$ e $-0,36 \text{ W}/^\circ\text{C}$. Já os módulos X120 e FS380 possuem os valores menos negativos, sendo os que têm menor queda de potência com o aumento da temperatura.

Visando traçar uma metodologia de cálculo dos coeficientes de temperatura foi estudado inicialmente o módulo S_19. A seguir são apresentadas as etapas desenvolvidas com esse módulo até se chegar no método proposto. No final deste tópico é apresentada uma comparação dos valores dos coeficientes calculados com os valores nominais apresentados.

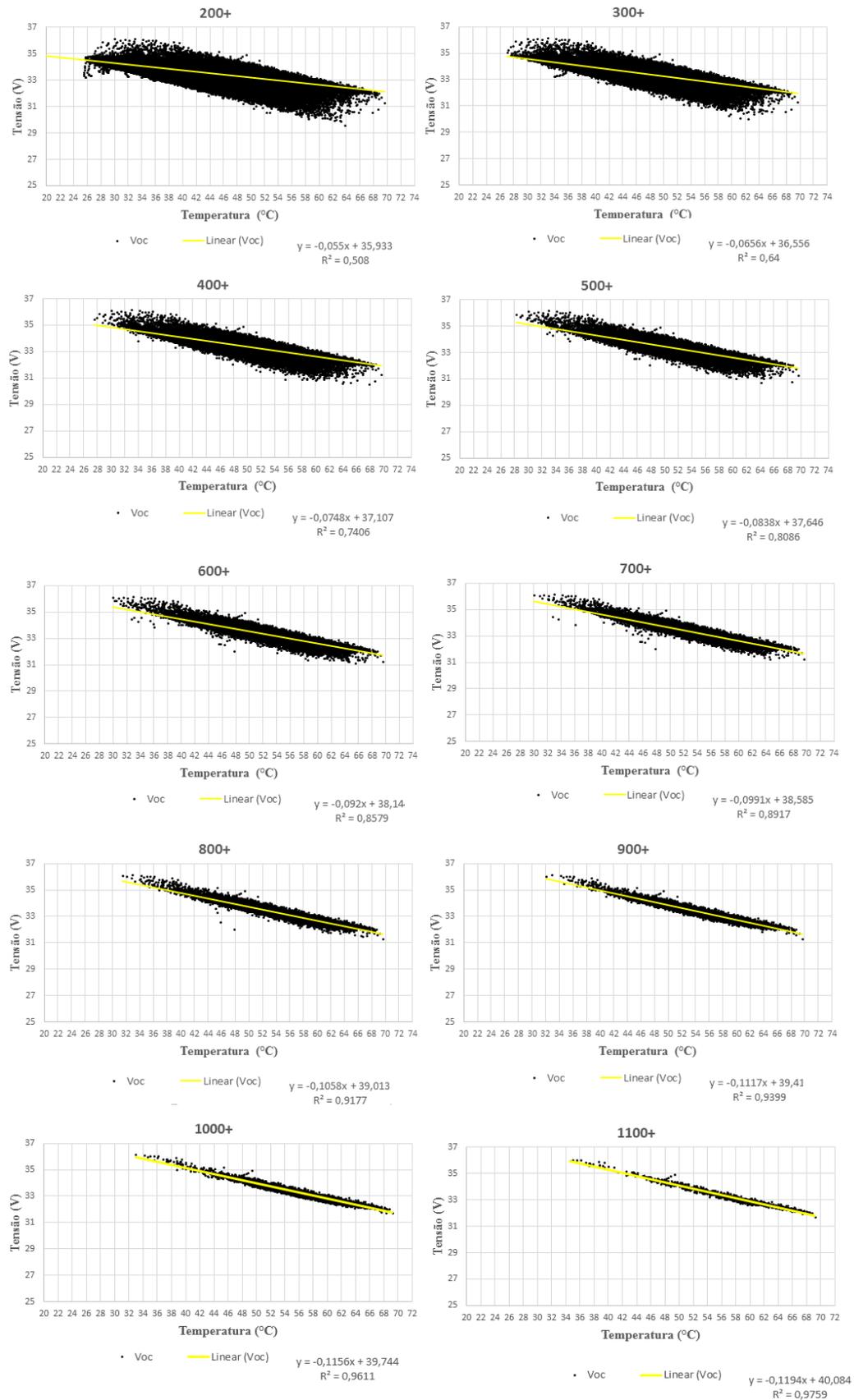
O primeiro coeficiente calculado foi o de queda de tensão com a temperatura. Para seu cálculo, os valores de tensão de circuito aberto foram distribuídos graficamente em função da temperatura em várias faixas de irradiância. As faixas de irradiância definidas foram: acima de $200 \text{ W}/\text{m}^2$, acima de $300 \text{ W}/\text{m}^2$, acima de $400 \text{ W}/\text{m}^2$ e assim sucessivamente até o valor de $1.100 \text{ W}/\text{m}^2$. Essa organização foi realizada inicialmente para o módulo BEMS03 (S_19), e os resultados são exibidos na Figura 3.48.

O valor do coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura corresponde ao coeficiente de inclinação da reta de tendência representada nos gráficos da Figura 3.48. Com o aumento do valor de corte da irradiância houve uma aproximação considerável desse coeficiente, pois na primeira faixa estabelecida (acima de $200 \text{ W}/\text{m}^2$) o valor do mesmo foi de $-0,055 \text{ V}/^\circ\text{C}$ chegando a $-0,119 \text{ V}/^\circ\text{C}$ na última faixa, enquanto o valor de placa é $-0,115 \text{ V}/^\circ\text{C}$. O intervalo mais próximo ao valor de placa ou nominal foi o de $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ com $-0,1156 \text{ V}/^\circ\text{C}$.

Percebe-se também que o coeficiente de correlação da reta de tendência melhora consideravelmente nesse processo passando de 50,8 % no primeiro gráfico para 97,6 % no último, indicando que, quando se seleciona uma faixa menor de irradiância os pontos tendem a apresentar um comportamento mais próximo a reta de tendência.

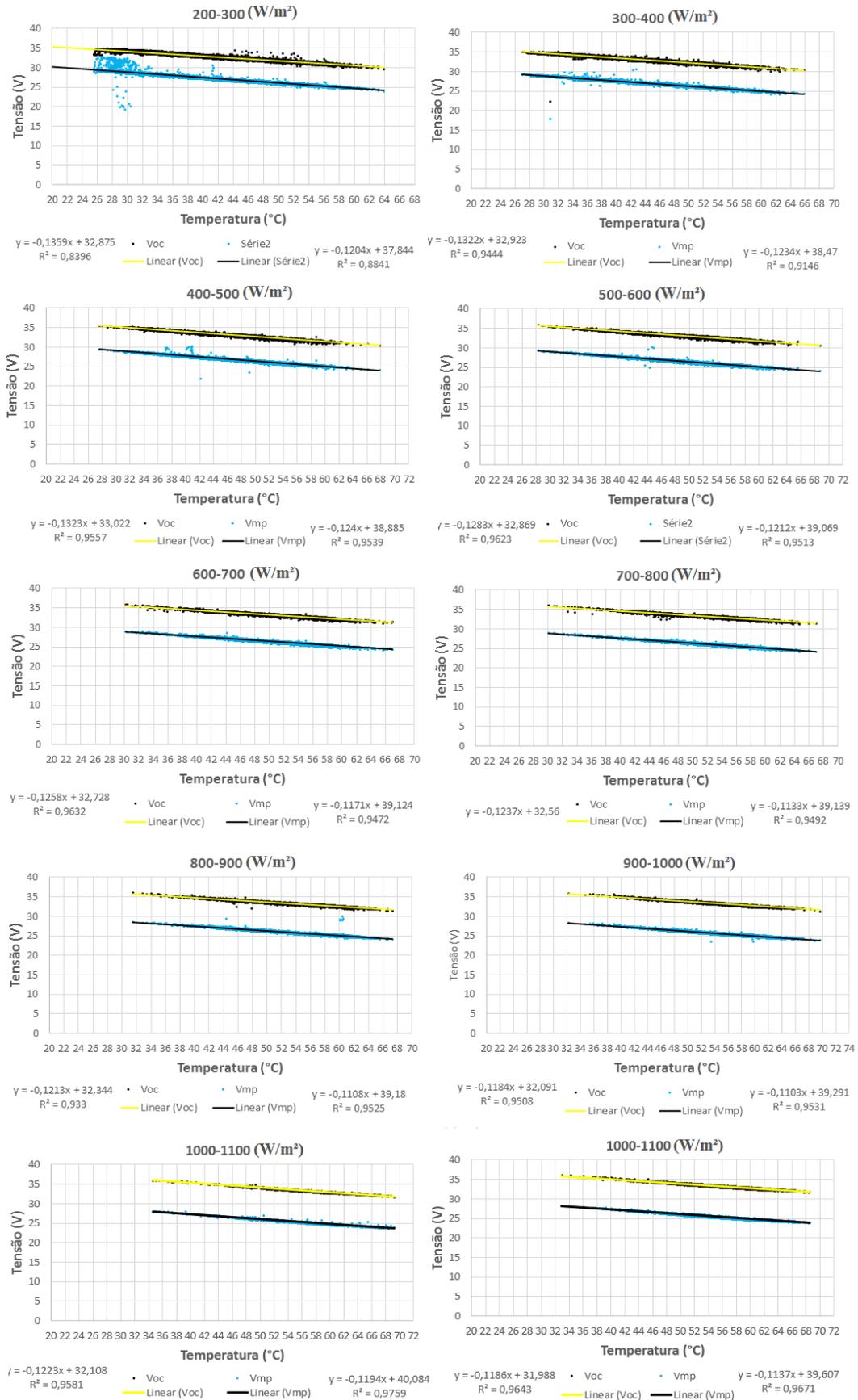
A partir dessa constatação as análises refeitas, porém agora com intervalos fixos de $100 \text{ W}/\text{m}^2$ para a irradiância começando a partir de $200 \text{ W}/\text{m}^2$. Dessa vez foram registrados além dos valores de tensão de circuito aberto também o de tensão de máxima potência sendo o resultado apresentado nos gráficos da Figura 3.49.

Figura 3.48 – Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto por faixas de irradiância do módulo S_19 BEMS03.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.49 – Análise dos coeficientes de temperatura da tensão de circuito aberto por faixas de 100 W/m² de irradiância para o módulo S_19 BEMS03



Fonte: Elaboração própria.

Como esperado, os coeficientes de correlação aumentaram significativamente quando se diminui a faixa de irradiância analisada, além de apresentarem agora valores bastante próximos aos dados nominais independente da faixa analisada. A primeira faixa de irradiância apresentou o valor do coeficiente de variação de Voc em função da temperatura de $-0,1204$ V/°C enquanto a última foi de $-0,1194$ V/°C, valores próximos um do outro e do valor fornecido pelo fabricante.

Como no *datasheet* desse módulo não há o valor de variação da tensão de máxima potência em função da temperatura não foi possível comparar esses valores. Entretanto, os elevados coeficientes de correlação indicam uma elevada confiabilidade nas medidas dessa grandeza além das medidas dos módulos serem bastante parecidas entre si. Esse procedimento foi repetido para o outro módulo modelo S_19 e a Tabela 3.9 resume os valores de coeficientes encontrados para todas as situações dos dois módulos.

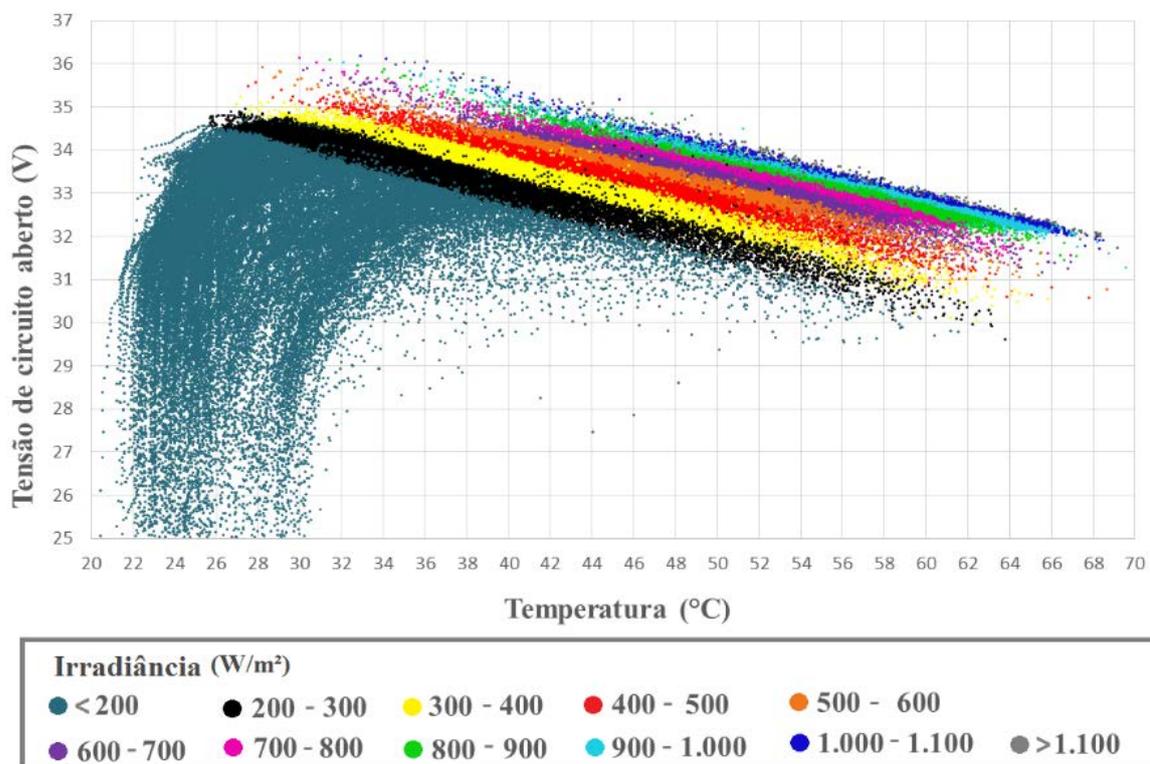
Tabela 3.9 – Coeficientes de variação das tensões em função da temperatura calculados para o módulo S_19.

Faixa de Irradiância	Coefficiente Voc (V/°C) BEMS03	Coefficiente Voc (V/°C) BEMS06	Coefficiente Vmp (V/°C) BEMS03	Coefficiente Vmp (V/°C) BEMS06
200-300	-0,120	-0,116	-0,136	-0,127
300-400	-0,123	-0,116	-0,132	-0,124
400-500	-0,124	-0,122	-0,132	-0,131
500-600	-0,121	-0,124	-0,128	-0,131
600-700	-0,117	-0,125	-0,126	-0,135
700-800	-0,113	-0,122	-0,1237	-0,1344
800-900	-0,111	-0,118	-0,1213	-0,1276
900-1000	-0,110	-0,122	-0,1184	-0,1316
1000-1100	-0,114	-0,126	-0,1186	-0,1327
1100+	-0,119	-0,132	-0,1223	-0,1378
Média	-0,117	-0,122	-0,126	-0,131
Diferença datasheet (%)	2,1	6,3	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Nessa tabela os valores dos coeficientes para os dois módulos possuem valores bastante próximos entre si, sendo que na média de todas as faixas o módulo da posição BEMS03 apresentou uma diferença de 2,1 % do dado de placa e o BEMS06 diferença de 6,3%. Em relação ao coeficiente de variação da tensão de máxima potência em função da temperatura estima-se um valor entre $-0,126$ V/°C e $-0,131$ V/°C. Outra forma de se visualizar o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto é mostrada na Figura 3.50.

Figura 3.50 – Análise do coeficiente de tensão de circuito aberto por faixas de 100 W/m² de irradiância do módulo S_19 BEMS03.



Fonte: Elaboração própria.

Em cada faixa de irradiância o valor da inclinação da reta é praticamente o mesmo sendo a reta somente transladada no gráfico, mostrando que a relação entre tensão de circuito aberto e temperatura pode ser considerada a mesma para as várias faixas de irradiância.

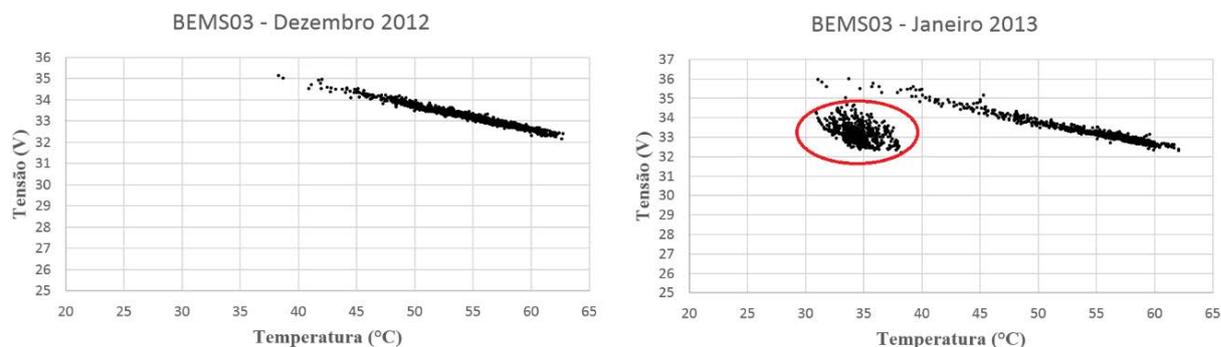
Além dessa observação a Figura 3.50 permite estimar a tensão de circuito aberto do módulo a partir de um valor de temperatura do módulo e irradiância, sendo uma ferramenta importante para o entendimento do comportamento dos módulos fotovoltaicos.

Um acontecimento importante durante o cálculo do coeficiente de variação da tensão em função da temperatura foi a identificação de um problema durante tratamento de dados. No início dos cálculos os valores dos coeficientes de temperatura do módulo BEMS03 estavam bem diferentes do BEMS06, sendo que este apresentava valores condizentes com os dados fornecidos pelo fabricante.

Observando os valores registrados foi possível notar um erro na medição de temperatura nos meses de Janeiro, Fevereiro e Março no módulo BEMS03. Esse erro foi associado ao descolamento do PT1.000 da parte posterior do módulo FV. A identificação desse erro só foi possível com a representação gráfica mês a mês dos valores. A Figura 3.51

mostra a diferença entre as medidas do mês 12/2012 que a medição foi normal e o mês 01/2013 que houve o desprendimento do sensor de temperatura do módulo FV.

Figura 3.51 – Identificação de problema na medição de temperatura no módulo da posição BEMS03.

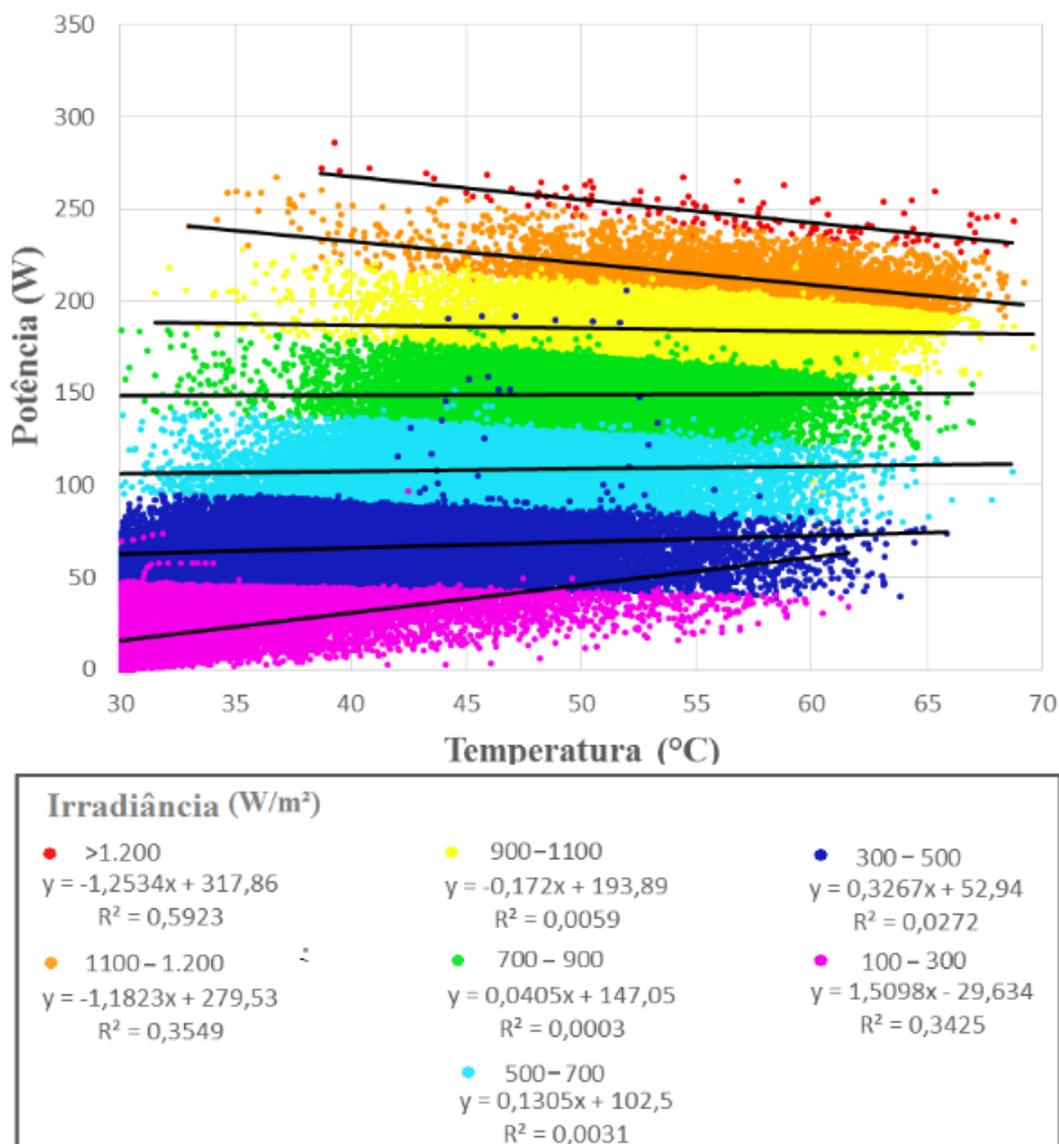


Fonte: Elaboração própria.

O mês de Dezembro de 2012 apresenta os valores com baixa dispersão e distribuídos ao longo de uma tendência linear bem definida. Já os dados referentes ao mês de janeiro de 2012 há o acúmulo de pontos a uma temperatura de 30° C a 37° C, que corresponde a faixa de medição que o sensor de temperatura mediu enquanto estava solto do módulo FV. Para corrigir esse erro foram identificados os meses em que houve essa concentração anormal de pontos e excluídos os dias em questão.

O próximo cálculo de coeficiente foi o de variação da potência em função da temperatura. Para o cálculo desse coeficiente é necessário primeiramente retirar a influência da irradiância sobre os dados de potência. Isso é feito através da correção da potência instantânea de todos os pontos de operação do módulo FV para a irradiância padrão de 1.000 W/m². Essa correção nada mais é que uma regra de três com a irradiância instantânea medida e a irradiância padrão, sendo o resultado multiplicado pela potência. A Figura 3.52 mostra como são os valores de potência antes da aplicação da correção baseada na irradiância e classificados quanto ao nível de irradiância.

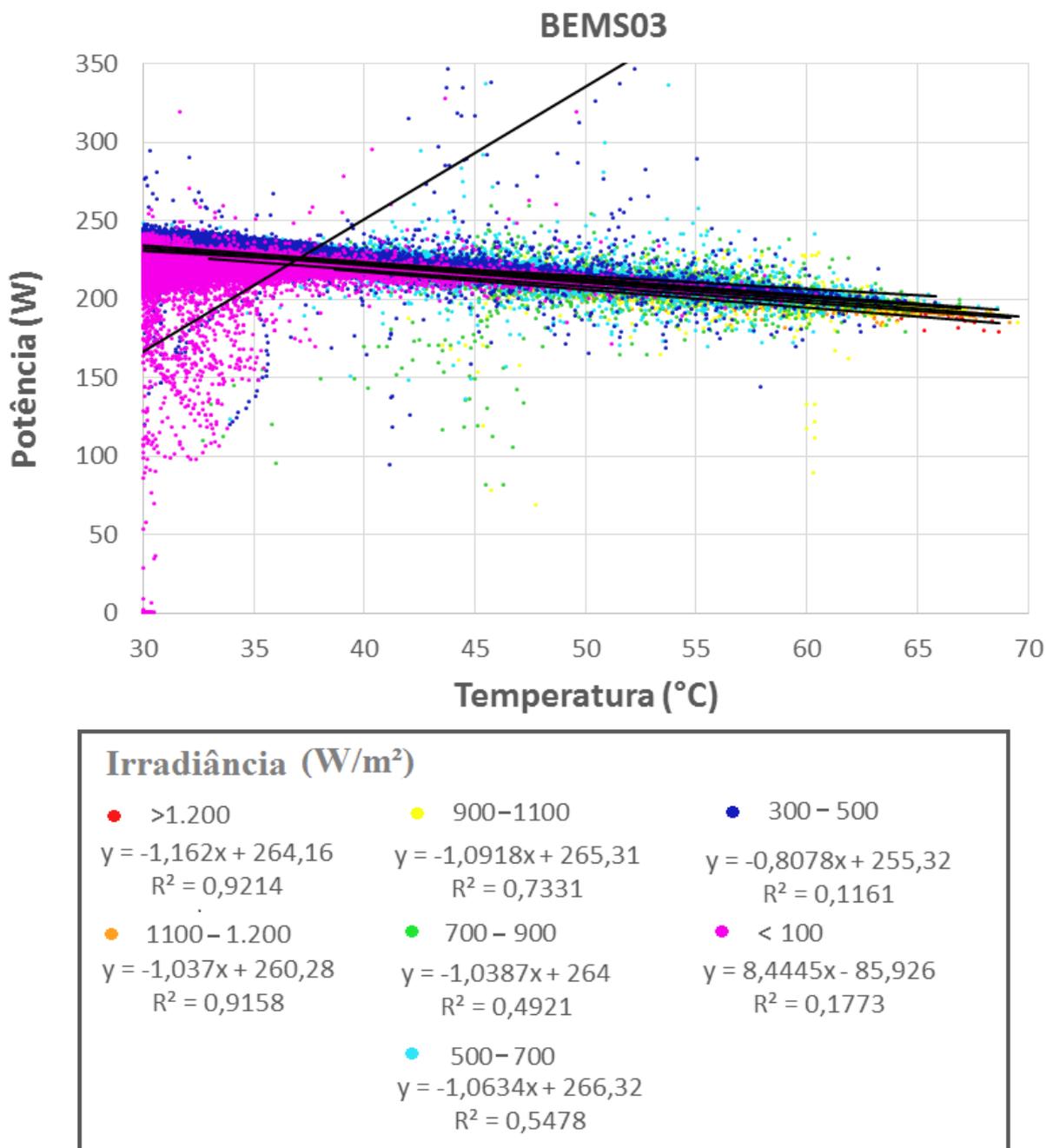
Figura 3.52 – Valores de potência na máxima potência em função da temperatura, classificados por irradiância antes do tratamento de dados para o módulo S_19 BEMS03.



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que as retas de tendência apresentam uma variação bem grande nos coeficientes de inclinação da reta, com valores de coeficiente de correlação que variam de 59,2 % a 0,3 %. As medidas da faixa de 1.100 a 1.200 W/m² e acima de 1.200 W/m² apresentaram valores razoáveis, porém as outras faixas fogem completamente do padrão dessa grandeza. A Figura 3.53 mostra graficamente o comportamento dessas medidas após a correção para a irradiância padrão.

Figura 3.53 – Valores de potência em função da temperatura classificados por irradiância após o tratamento de dados (correção para condição de 1000 W/m²) para o módulo S_19 BEMS03.



Fonte: Elaboração própria.

Após a correção e filtragem de pontos nota-se que as retas apresentaram coeficientes mais semelhantes. Como o coeficiente de variação da potência em função da temperatura fornecido na placa do módulo é de -1,06 W/°C, a partir da faixa de 500 W/m² já se possui um nível de confiança elevado quando se faz a correção da irradiância.

Com base nessas observações, os coeficientes de potência calculados para todos os módulos foram restringidos a irradiâncias entre 800 W/m² e 1.200 W/m². O limite superior foi

estabelecido em função da limitação de potência imposta pela placa de aquisição em função corrente máxima medida pelo sistema, enquanto o limite inferior se deu em função da maior dispersão dos valores, principalmente em níveis baixos de irradiância.

Como a potência e a corrente sofrem a mesma influência da irradiância, foi estabelecido que para o cálculo do coeficiente de corrente em função da temperatura poderia ser utilizada a mesma metodologia do cálculo do coeficiente de potência em função da temperatura.

Estabelecida a metodologia de cálculo de cada um dos coeficientes de temperatura, serão comparados agora os valores calculados com os dados nominais dos equipamentos. A Tabela 3.10 mostra os resultados para todos módulos em teste após a correção e restrição das faixas de irradiância.

Tabela 3.10 – Comparação entre os coeficientes de tensão em função da temperatura medidos e nominais.

Módulo	β (V/°C)	β (V/°C)	Nominais (V/°C)
S_19	-0,117	-0,122	-0,12
SW230	-0,123	-0,119	-0,13
60 MCI	-0,111	-0,115	-0,10
YL185	-0,091		-0,11
HIT235	-0,132		-0,13
HIT205	-0,089		-0,13
X120	-0,609		-0,48
120FB	-0,211		-0,21
FS-380	-0,163		-0,16
E070	-0,138		-0,12

Na Tabela 3.10 são apresentados os valores medidos e os valores presentes no datasheet. Quando há mais de um módulo sendo testado, dois valores de coeficientes são exibidos.

Observa-se que os valores dos coeficientes de variação da tensão em função da temperatura obtidos experimentalmente estão muito próximos aos valores de nominais, com maior diferença obtida de -0,13 V/°C para o módulo X120 e 0,04 para o HIT205. A Tabela 3.11 mostra essa mesma comparação para os valores dos coeficientes de variação da potência em função da temperatura.

Tabela 3.11 – Comparação entre os coeficientes de variação da potência em função da temperatura medidos e nominais.

Módulo	γ (W/°C)	γ (W/°C)	Nominais (W/°C)
S_19	-1,011	-1,007	-1,06
SW230	-0,894	-0,901	-1,13
60 MCI	-0,96	-1,07	-1,04
YL185	-0,83		-0,83
HIT235	-0,71		-0,71
HIT205	-0,48		-0,62
X120	-0,344		-0,30
120FB	-0,52		-0,54
FS-380	-0,1416		-0,20
E070	-0,2155		-0,25

Os módulos SW230 apresentaram ambos valores medidos bem próximos de -0,90 W/°C, e ambos consideravelmente diferentes dos dados de placa. Como as medidas foram próximas para os dois equipamentos a diferença não deve estar associada a erros em medidas, e sim em um desempenho do módulo melhor que o esperado para as condições de teste. O módulo HIT235 apresentou também uma diferença considerável do valor de placa para os valores medidos, enquanto todos outros módulos as diferenças não foram significativas.

O último coeficiente calculado foi o de variação da corrente em função da temperatura, que é mostrado na Tabela 3.12

Tabela 3.12 – Comparação entre os coeficientes de corrente em função da temperatura medidos e nominais.

Módulo	α (A/°C)	α (A/°C)	Nominais
S_19	0,005	0,0126	0,0035
SW230	0,0018	0,0066	0,003
60 MCI	0,0061	0,0073	0,003
YL185	0,0062		0,005
HIT235	0,0028		0,002
HIT205	0,0032		0,02
X120	0,002		0,001
120FB	0,002		0,001
FS-380	0,0032		0,001
E070	0,002		0,001

Nesses valores nota-se variações significativas das medidas em relação a maioria dos módulos em teste. Essa diferença está associada a imprecisão da medição da corrente, que não permite cálculos para valores tão pequenos quanto os coeficientes de corrente em função da temperatura, que são da ordem de miliamperes.

3.4 Análise de sombreamento

Uma das principais variáveis que influenciam diretamente na geração de energia elétrica dos módulos FV é o sombreamento de sua superfície. Essa condição de operação pode acontecer por vários motivos, desde obstáculos naturais ou artificiais, até acúmulo de sujeira. O sombreamento da superfície do gerador pode ser classificado em duas categorias, a primeira como sombreamento parcial, na qual somente a irradiação direta é interrompida e como sombreamento total em que praticamente toda a irradiação solar incidente é bloqueada.

O sombreamento parcial ocorre com obstáculos afastados da superfície do módulo estando em geral localizados nas imediações do módulo como árvores ou edifícios. Em alguns casos, devido à proximidade desses obstáculos, a severidade desse sombreamento pode ser tão intensa quanto o sombreamento total. Já o sombreamento total ocorre geralmente com obstáculos que são depositados diretamente na superfície do módulo como dejetos de animais, acúmulo de sujeira, folhas de árvores que ao cair ficam aderidas a superfície útil do módulo FV, entre outros.

O sombreamento parcial do módulo está geralmente associado a erros de projeto do posicionamento do gerador FV ou ao surgimento de obstáculos não previstos na etapa de projeto, enquanto sombreamento total vem de efeitos ligados a falta de manutenção periódica dos equipamentos.

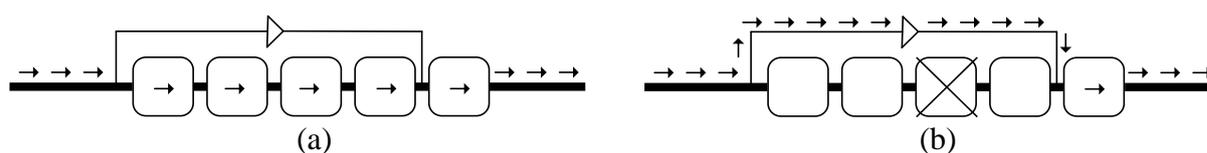
A princípio o sombreamento causa apenas redução da irradiação solar incidente em parte da superfície do módulo FV, sendo esperada uma redução proporcional no seu desempenho. Porém, devido a configuração da conexão elétrica entre as células, o sombreamento pode ter efeitos ainda mais significativos no seu funcionamento, fazendo com que células não sombreadas também sejam afetadas.

Como abordado no capítulo 1, o módulo é constituído de um elevado número de células conectadas em série. Nesse tipo de ligação é necessário que todas as células tenham aproximadamente a mesma tensão e corrente para que não haja limitações de potência elétrica produzida por esses dispositivos. Como a tensão de uma célula unitária é característica da

tecnologia, em situações normais todas as células do módulo vão operar níveis de tensão e corrente próximos uma das outras.

Caso haja o sombreamento na célula é observada a queda de corrente nesta, e em sombreamentos mais intensos ocorre também redução na tensão, e essa célula passará a comprometer todas as outras, limitando consideravelmente o desempenho do módulo FV. Para evitar essa situação utilizam-se diodos de *bypass*, também conhecidos como diodos de passagem, que tem a função de ser um caminho alternativo para a corrente. Dessa forma parte da corrente é desviada da parte sombreada do circuito para o caminho paralelo consolidado através de um diodo. Para visualizar a atuação desse diodo de passagem é apresentada a Figura 3.54.

Figura 3.54 – Circuito do módulo (a) sem a atuação do diodo (células uniformemente iluminadas) e (b) com uma célula sombreada e o diodo atuando.



Fonte: Elaboração própria.

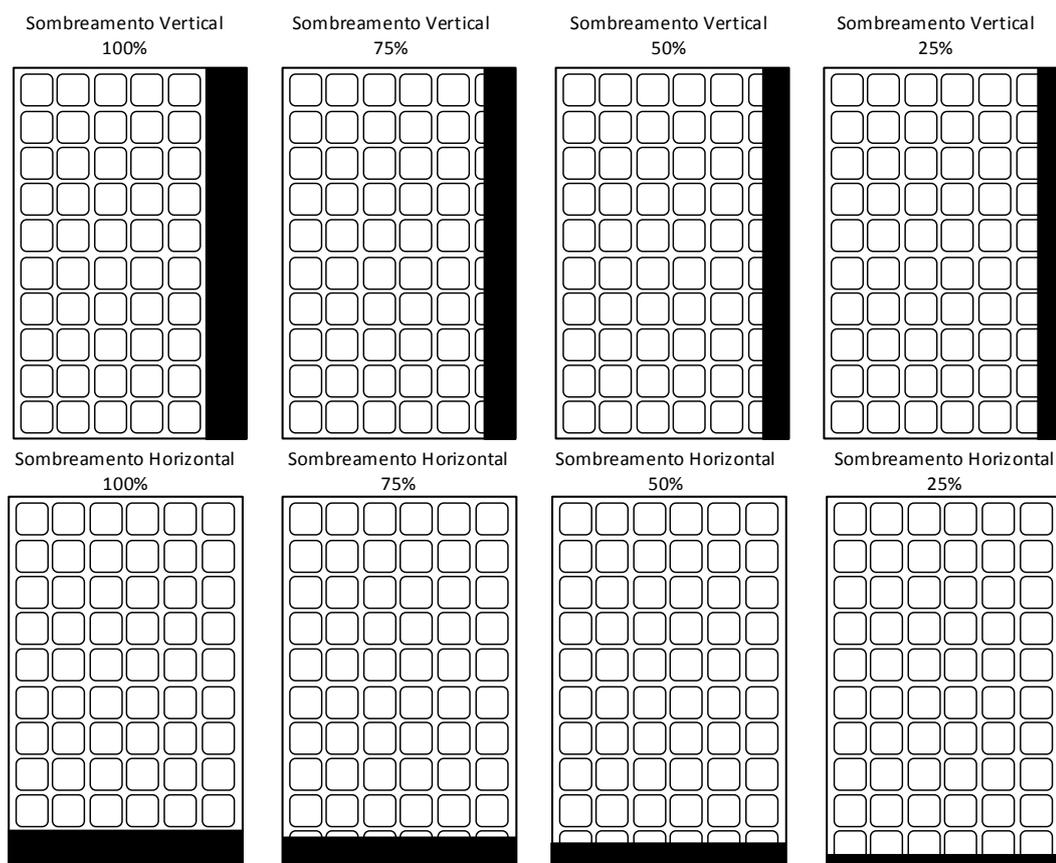
O diodo de passagem é conectado em paralelo com um conjunto das células, e em situações normais de operação não tem nenhuma influência sobre elas. Caso haja queda de tensão no trecho em que o diodo está conectado, o mesmo é polarizado e funcionará como um caminho alternativo a corrente, fazendo com que a parte anômala do circuito não interfira no fluxo líquido de portadores de carga.

Com o objetivo de identificar esse comportamento foi aplicada uma metodologia de sombreamento no campo de testes. Durante esse período foram utilizados os modelos MSX-53, 60MCI e SW230. Para cada modelo, um módulo foi submetido a sombreamento enquanto outro operou normalmente, sendo dessa forma possível comparar as duas situações e evidenciar exatamente qual a influência do sombreamento.

Nessa simulação os módulos foram submetidos a situações de sombreamento total por anteparos de papelão colocados diretamente sobre a superfície do módulo FV. A

Figura 3.55 mostra os tipos de sombreamento aos quais os módulos FVs foram submetidos.

Figura 3.55 – Sombreamentos realizados nos módulos FVs durante os testes.



Fonte: Elaboração própria.

Esses padrões horizontais e verticais foram realizados de forma que 25 %, 50 % 75 % e 100 % dessas faixas fossem totalmente sombreadas. Eles foram elaborados visando a simulação simplificada de perfis de sombreamento reais, como paredes ou edificações. A Figura 3.56 mostra os módulos no campo de teste durante os ensaios.

Figura 3.56 – Simulação de sombreamento em um módulo FV.



Fonte: Elaboração própria.

A variável básica a ser analisada a respeito desse sombreamento é o percentual de energia elétrica diária que o módulo sombreado apresentou em comparação com o que operou normalmente. A Tabela 3.13 mostra os dias em que os testes foram realizados, os tipos de sombreamento aplicado em cada dia e o valor dos percentuais de energia elétrica gerada, para os sombreamentos verticais.

Tabela 3.13 – Valores de percentuais da energia elétrica diária produzida dos módulos FVs sombreados verticalmente em função do módulo FV não sombreado

	V - 100 %		V - 75%			V - 50 %				V - 25%	
	17/2	18/2	27/6	28/6	29/6	21/2	22/2	23/2	24/2	25/2	26/2
MSX-53	1	2	34	34	34	65	65	65	66	89	88
60MCI	37	38	38	38	38	60	60	61	60	90	90
SW230	65	64	64	64	64	64	64	65	64	90	90

Fonte: Elaboração própria.

Para o módulo MSX-53 é possível observar que o percentual produzido possui uma relação direta com o sombreamento, e no caso de sombreamento total, praticamente não há geração. Isso se deve ao fato desse módulo não possuir qualquer diodo de *by-pass* fazendo com que o sombreamento de parte do módulo tenha influência direta em todo o conjunto.

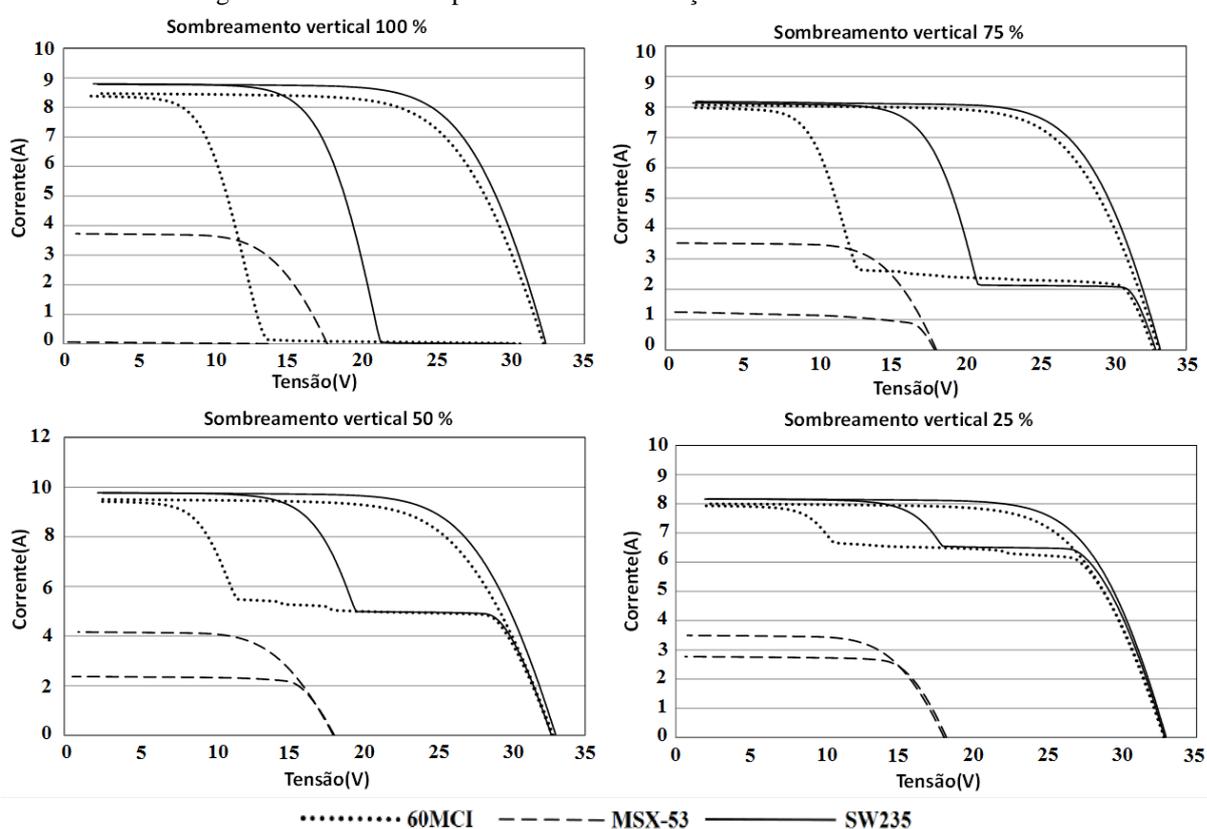
Para o módulo 60MCI na situação de sombreamento total da camada vertical ele conseguiu gerar 38 % da energia do módulo FV em situação normal, enquanto no modelo SW230 esse valor foi de aproximadamente 65 %. Isso indica que para manter o funcionamento restante das células não sombreadas os dois módulos ativaram o diodo de *by-pass* sendo que no módulo 60MCI uma parte maior do circuito foi desconectada.

O módulo SW230 mantém essa mesma quantidade de células desconectadas para os níveis de sombreamento de 75 % e 50 % já que os percentuais de energia gerada são os mesmos. Para o nível de 25 % de sombreamento os módulos com diodo apresentam um comportamento mais próximo do módulo sem sombreamento.

Para o 60MCI a mesma parte do circuito isolada pelo sombreamento de 100 % provavelmente também é isolada pelo sombreamento de 75 % pois os percentuais de energia são os mesmos. Para 50 % do sombreamento a redução na energia elétrica produzida é menor, fazendo com que o módulo sombreado gere cerca de 60 % da energia do módulo normal. Em 25 % de sombreamento o nível de geração aumenta para 90% igualando aos demais módulos.

Para visualizar mais detalhadamente o efeito do sombreamento no comportamento elétricos dos módulos foram traçadas as curvas IV durante as simulações de sombreamento. Nessas análises todas as curvas foram traçadas para irradiâncias próximas a 1.000 W/m² em torno de 12:00 h. A Figura 3.57 mostra o comportamento desse gráfico para os sombreamentos verticais.

Figura 3.57 – Curva IV para as diversas condições de sombreamento vertical.



Fonte: Elaboração própria.

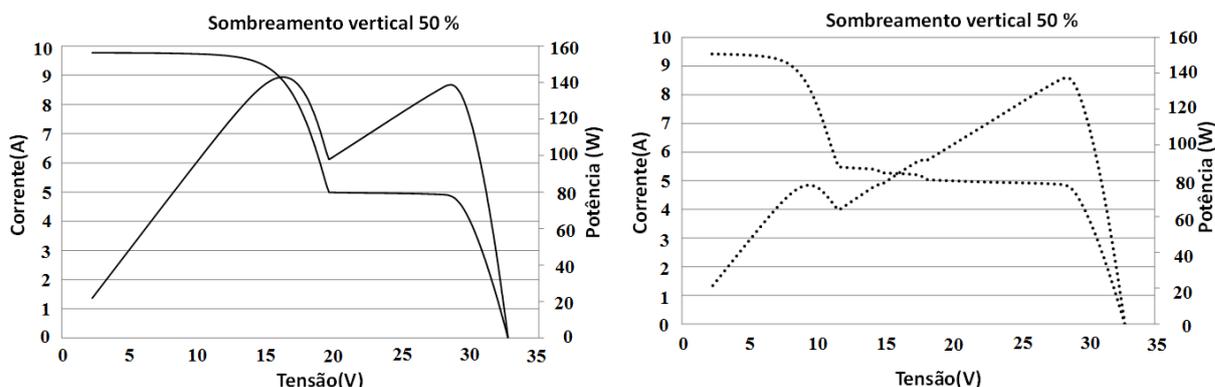
Para o módulo MSX-53 é possível observar que o sombreamento provoca uma redução nos níveis de corrente de toda curva, e essas reduções aumentam conforme aumenta o

nível de sombreamento. Para esse módulo não se observa descaracterização do perfil típico da curva IV. Já no caso dos módulos 60MCI e SW230 a curva IV possui uma deformação que indica a atuação do diodo de passagem. Esse comportamento se dá como uma composição de duas curvas IV, uma onde a corrente assume os valores do módulo operando normalmente na parte esquerda dos gráficos, e outra na parte da direita onde há uma redução na corrente.

A redução na corrente será tanto maior quanto maior for a porcentagem de sombreamento da célula. Isso pode ser observado no gráfico de 100 % que esses dois módulos apresentam curvas idênticas para níveis baixos de tensão quando ao passar para a região da direita a curva do módulo cai para níveis de corrente iguais a zero. Nos níveis parciais de sombreamento essa queda se estabiliza em um nível de corrente diferente de zero e se mantém até níveis próximos a tensão de circuito aberto.

Uma observação importante quando se compara as quantidades de energia produzidas com as curvas IV é que, em situações abaixo de 50 % de sombreamento, apesar da curva IV do módulo 60MCI ter uma deformação maior que a do SW230 os percentuais de energia que os dois módulos geram nessas situações são próximos aos módulos não sombreados. Esse fato pode ser explicado quando se observa a curva de potência dos módulos gerada na situação de sombreamento de 50%, que é exibida na Figura 3.58.

Figura 3.58 – Curva de potência para o sombreamento de 50% do módulo 60MCI e SW240.



Fonte: Elaboração própria.

As curvas de potência desses módulos são significativamente diferentes, contudo ambas as curvas apresentam valores de máxima potência globais próximos, explicando também a proximidade entre os valores de produção de energia elétrica.

Partindo para a análise de sombreamento horizontal as Tabela 3.14 e Tabela 3.15 mostram os valores percentuais de energia elétrica produzida dos módulos sombreados com relação aos não sombreados.

Tabela 3.14 – Valores de percentuais da energia elétrica diária produzida dos módulos FVs sombreados horizontalmente em 100% e 75%, em função do módulo FVs não sombreado.

	H - 100 %											H - 75 %	
	27/2	28/2	1/3	2/3	3/3	4/3	5/3	6/3	7/3	8/3	9/3	11/3	12/3
MSX-53	7	7	5	8	8	8	9	8	7	9	7	25	22
60MCI	88	88	88	89	88	88	88	88	88	88	88	88	88
SW230	6	9	10	10	9	11	13	14	12	14	10	15	18

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.15 – Valores de percentuais da energia elétrica diária produzida dos módulos FVs sombreados horizontalmente em 50% e 25%, em função do módulo FVs não sombreado.

	H - 50 %					H - 25%	
	13/3	14/3	15/3	16/3	18/3	19/3	20/3
MSX-53	66	67	68	68	67	90	90
60MCI	89	89	89	89	89	89	89
SW230	69	69	66	67	70	87	90

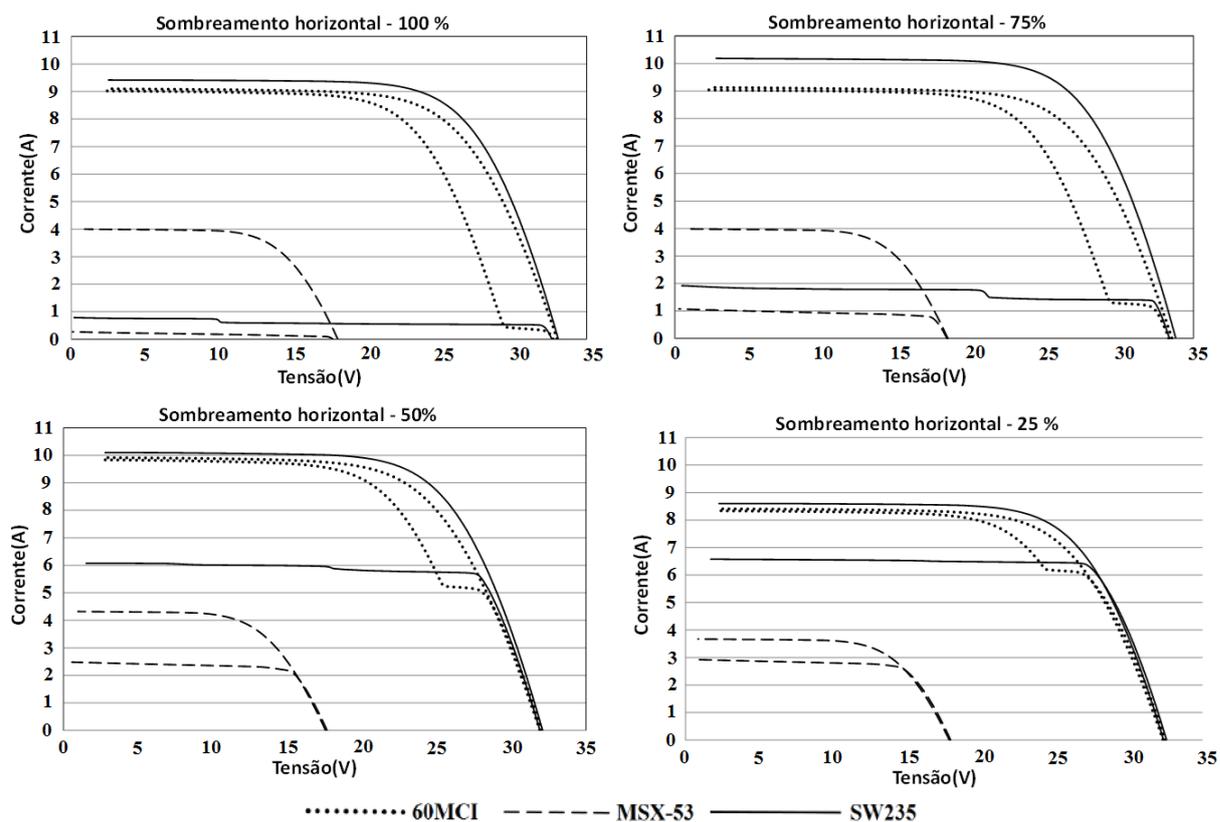
Fonte: Elaboração própria.

Nesse tipo de sombreamento o comportamento do módulo MSX-53 é semelhante ao anterior sendo levemente menos intenso, pois um número menor de células está submetido ao sombreamento. Para o módulo 60MCI, independentemente do nível de sombreamento horizontal imposto ao módulo FV, consegue manter 88 % da energia diária que desenvolveria normalmente. Isso demonstra que a parte sombreada do circuito foi isolada independente do nível de sombreamento da célula. Já o módulo SW230 para os níveis de sombreamento de 25 % e 50 % a energia gerada foi bem semelhante ao ocorrido no sombreamento vertical. Contudo, nas faixas de 75 % e 100 % a quantidade de energia gerada foi consideravelmente menor.

Com essas análises de energia produzida é possível observar através do módulo MSX-53 como o sombreamento parcial afeta consideravelmente um módulo que não possua diodo de by-pass. O módulo 60-MCI mostrou que possui um circuito elétrico conectado aos diodos capaz de isolar as células sombreadas de maneira eficaz tanto no sombreamento vertical quanto no sombreamento horizontal. Já o módulo SW230 apresenta um circuito elétrico capaz de apresentar elevado aproveitamento energético quando o sombreamento ocorre verticalmente, porém não consegue isolar conjuntos de células sombreadas na horizontal, apresentando comportamento similar ao módulo sem diodo.

Assim como foi feito para o sombreamento vertical a Figura 3.59 mostra os efeitos do sombreamento horizontal sobre a curva IV de cada um dos módulos FVs avaliados.

Figura 3.59 – Curva IV para as diversas condições de sombreamento Horizontal.

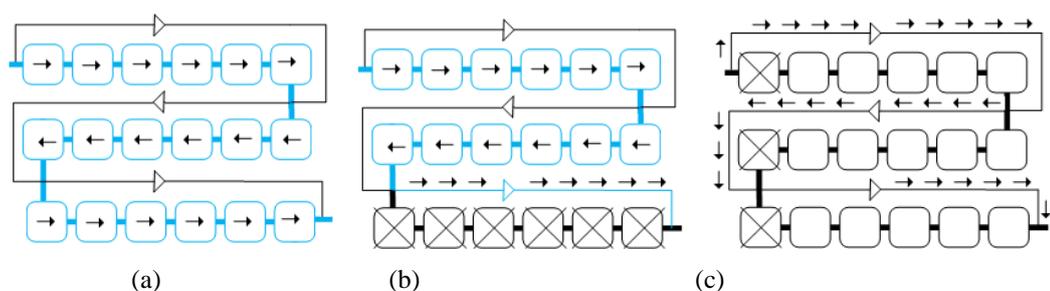


Fonte: Elaboração própria.

O módulo MSX-53 por não apresentar nenhum diodo de by-pass, independente se o sombreamento é feito na horizontal ou na vertical, o efeito sobre a curva IV é o mesmo, atuando no sentido de reduzir a corrente em toda a curva.

Para o módulo SW230 observa-se um comportamento semelhante ao do módulo sem diodo para o sombreamento horizontal. Isso provavelmente acontece por haver pelo menos uma célula sombreada para cada trecho dos circuitos que possuem diodo. O exemplo da Figura 3.60 ajuda a visualizar e entender esse efeito.

Figura 3.60 – Módulo FV em (a) funcionamento normal (b) sombreamento vertical e (c) sombreamento horizontal.



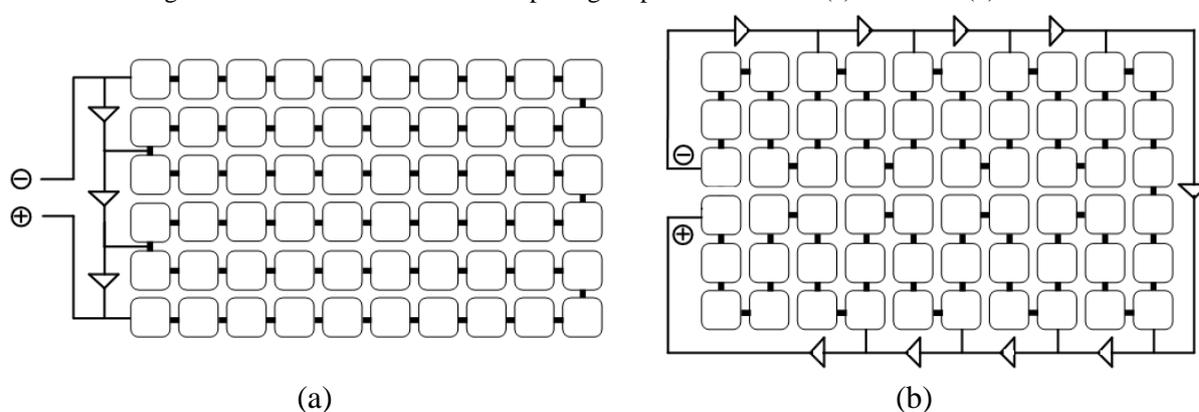
Fonte: Elaboração própria.

No que se refere ao funcionamento do módulo 60MCI, observou-se que este isolou sempre uma quantidade fixa de células do circuito para o sombreamento horizontal

independente do nível de sombreamento. Esse efeito é visualizado na sua curva IV, pois a deformação desta quando o módulo era sombreado apresenta sempre a mesma redução de tensão.

Com base nos resultados apresentados e na inspeção detalhada do circuito elétrico do módulo FV foram elaborados possíveis circuitos de ligação dos dois módulos mencionados anteriormente. Essa informação não está presente nos *datasheets* dos equipamentos, sendo que para o módulo 60MCI o fabricante exibe um selo com os dizeres: “*Guardian Technology: intelligent shade protection*”. A Figura 3.61 mostra o circuitos de ligação dos módulos SW230 e do 60MCI.

Figura 3.61 – Circuitos de diodo de passagem para os módulos (a) SW230 e (b) 60MCI.

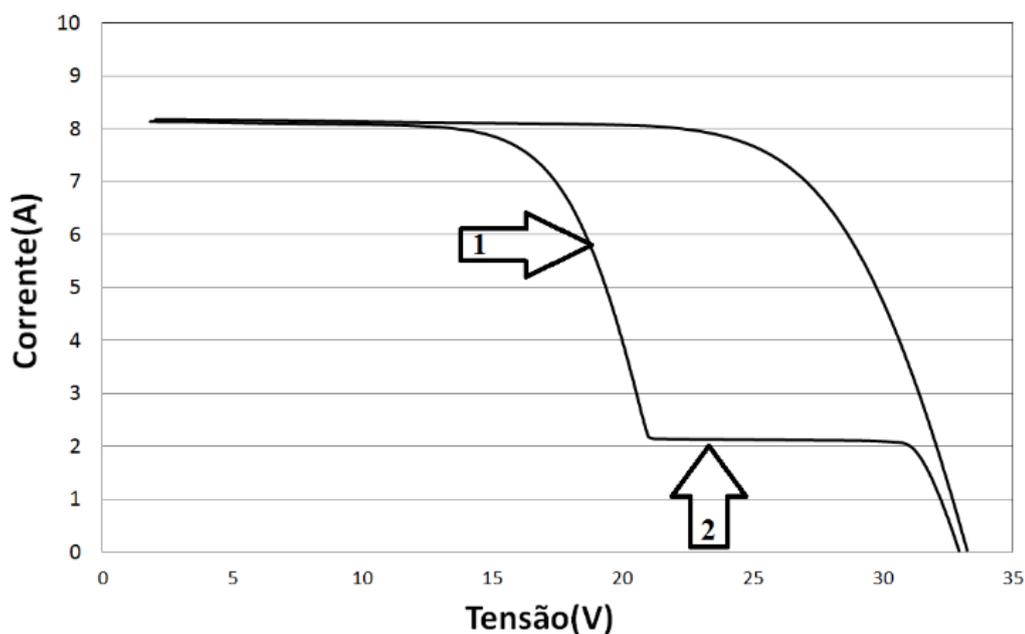


Fonte: Elaboração própria.

Esses circuitos foram desenhados através da de inspeção visual do módulo, já que não foi possível a obtenção dessa informação através do *datasheet* do fabricante. Nessa imagem fica claro como os três circuitos de diodo do módulo SW230 são afetados no sombreamento horizontal e como o módulo 60-MCI consegue isolar parte do circuito em ambos os tipos de sombreamento.

Resumindo pode-se dizer que o sombreamento interfere na curva IV dos módulos fotovoltaicos de duas maneiras. A primeira está relacionada à redução de corrente em toda a curva. Esse caso acontece para módulos que não possuem diodos, assim como o comportamento do módulo MSX-53. O segundo comportamento ocorre no sombreamento de circuitos com diodos de passagem, onde haverá divisão da curva IV definida por duas partes, identificadas como “1” e “2” na Figura 3.62.

Figura 3.62 – Exemplo de comportamento típico de módulos fotovoltaicos sombreados.



Fonte: Elaboração própria.

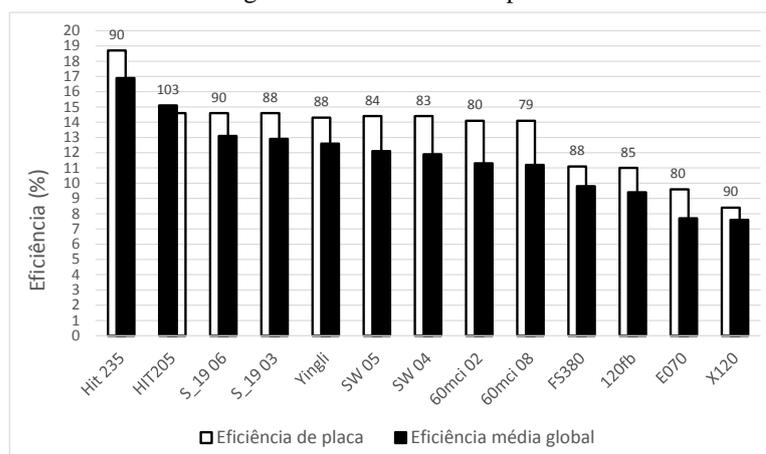
A posição da linha de número 1 depende do número de células presentes na parte do circuito que tem o diodo e que foi sombreado. Caso o circuito tenha um número menor de células essa divisão irá se deslocar para a direita, enquanto um número maior de células faz a divisão deslocar para a esquerda. Já a linha de número 2 está relacionada à severidade do sombreamento apresentado nas células do circuito do diodo. Células com áreas mais sombreadas deslocam essa linha para baixo, e quando o sombreamento é menor essa linha é deslocada para cima.

3.5 Comparação dos resultados

Este tópico apresenta uma visão geral do desempenho de todos os módulos fotovoltaicos analisados nesse trabalho. As principais grandezas apresentadas anteriormente são agora reunidas em termos de valores médios globais e médios mensais.

A primeira grandeza a ser analisada é a eficiência média global, calculada a partir das médias diárias. Os resultados são apresentados na Figura 3.63.

Figura 3.63 – Eficiência média global dos módulos comparada com seus valores nominais.



Fonte: Elaboração própria.

As colunas em preto representam as eficiências médias globais, em branco está eficiência de placa de cada módulo. Os números acima das colunas representam o percentual da eficiência média diária global (em preto) em função da eficiência nominal (em branco). Na Figura 3.63 é possível observar 3 patamares distintos de eficiência, sendo o primeiro definido somente pelo módulo HIT 235 que apresenta valor de 17,8 % bem superior aos demais módulos testados. O próximo patamar é composto pelos módulos das tecnologias mono e policristalinos e o módulo bifacial HIT 205 que apresentam valores de eficiência média global em torno de 14,5 %. O último patamar é composto das tecnologias de filme fino, sendo que os módulos FS380 da tecnologia CdS/CdTe e o 120FB da tecnologia CIS apresentam valores da ordem de 11 %, enquanto o módulo E070 e o X120 das tecnologias CIS e Silício microamorfo tem eficiências médias globais de 9,6 % e 8,4 %, respectivamente.

Analisando os percentuais em relação aos valores nominais, nota-se que as eficiências médias medidas estão entre 79 % e 90 %, exceto o módulo Bifacial. Com base nesses valores é possível estimar a eficiência esperada para módulos das mesmas tecnologias dos testados, quando em operação nas mesmas condições de teste.

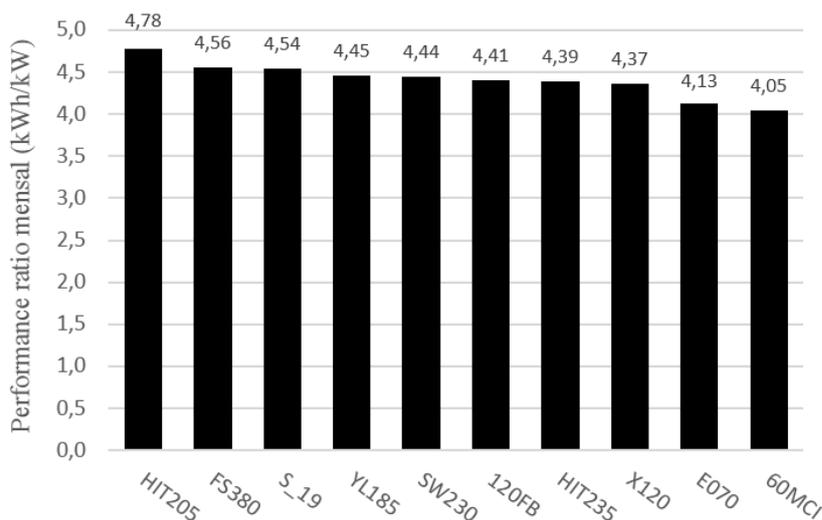
Comparando-se os módulos de silício cristalino, o módulo S_19 é o que apresentou eficiência média diária global mais próxima aos valores de placa, com valores medidos iguais a 90 % dos valores nominais, seguido do módulo YL185, SW230 e finalmente o módulo 60MCI, este ultimo com valores próximos a 80 %. O valor de eficiência mais elevado que o valor de placa do módulo bifacial, como explicado nos tópicos passados, é resultante do fato da eficiência de placa considerar somente a produção energética da parte superior do módulo.

No que se refere à produtividade ou energia específica (kWh/kWp), o módulo bifacial novamente apresenta os maiores valores, porém os demais apresentam valores bem

semelhantes para esse parâmetro. Os módulos FV entre o S_16 BEMS06 e o X120 apresentam praticamente o mesmo valor, enquanto os modelos E070 e 60MCI têm valores ligeiramente inferiores aos demais.

A Figura 3.64 mostra a comparação dos valores de produtividade diária média global dos módulos avaliados no experimento.

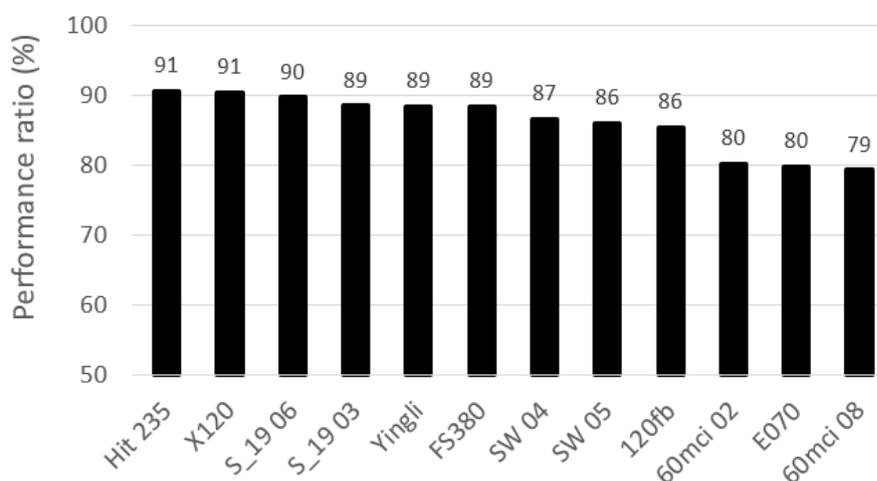
Figura 3.64 – Produtividade média global diária de todos módulos FVs avaliados experimentalmente.



Fonte: Elaboração própria.

Para se ter ideia do impacto dessa diferença supondo um gerador de 1 kWp com módulos 60MCI e outro gerador de módulos de mesma potência de módulos FS380, ao final de um mês eles teriam uma diferença de energia gerada da ordem de 15 kWh. Para se concluir as análises de médias globais a Figura 3.65 mostra a comparação dos valores de *performance ratio* média global dos módulos.

Figura 3.65 – *Performance ratio* média global de todos módulos.

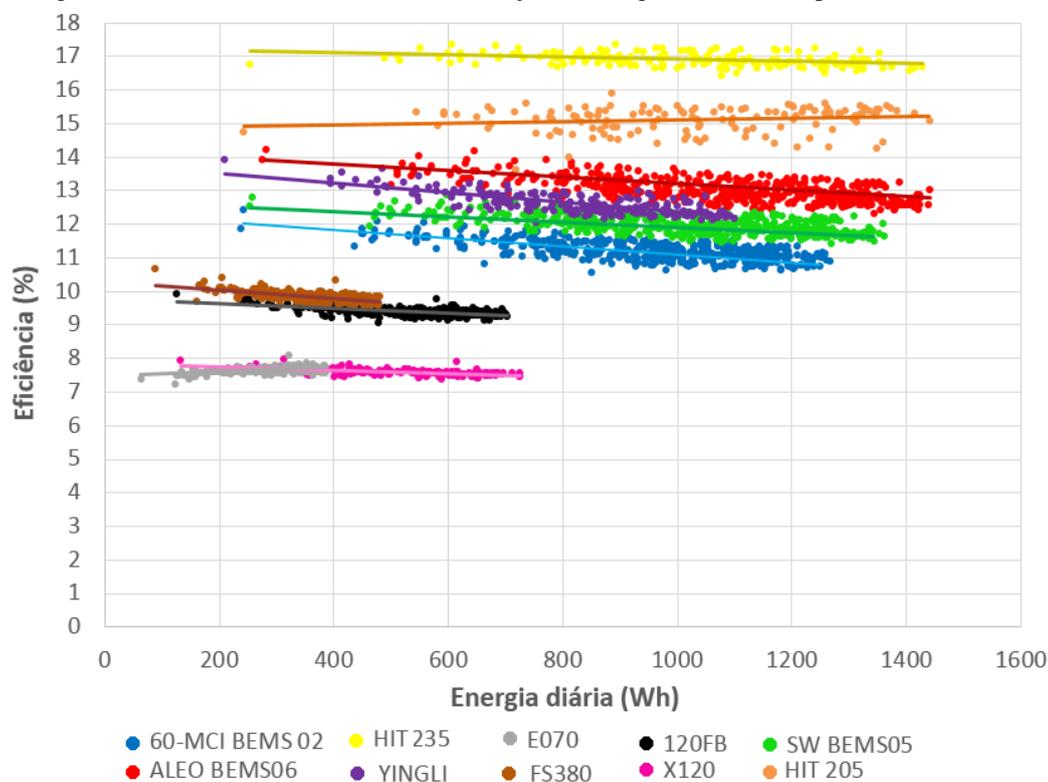


Fonte: Elaboração própria.

Considerando o fato que a produtividade leva em conta somente a energia produzida e a potência de placa do módulo, outra figura de mérito importante que relacionada também ao aproveitamento energético do recurso solar é o Rendimento Global ou *Performance Ratio* (PR). Os módulos 60MCI e E070 apresentam PR próximos a 80 % enquanto o valor dos demais é de 86 % a 91%. Outro aspecto interessante é que o módulo X120 ocupa a décima posição em produtividade, porém no gráfico de *performance ratio* ele apresenta o segundo maior valor. Diferença essa que está diretamente relacionada a diferente base de tempo dos módulos medidos. Para se analisar os módulos que operaram em tempos diferentes o *performance ratio* é mais indicado que a produtividade. Por exemplo, o gráfico de produtividade indica que o módulo FS 380 teve o melhor desempenho. Porém quando se analisa o gráfico de PR nota-se que o X120 apresentou um desempenho melhor, porém sua produtividade foi baixa por não estar em operação em meses de elevado recurso solar.

As próximas análises desenvolvidas estão associadas com algumas variáveis médias diárias de todos os módulos apresentados. A primeira análise mostra a eficiência média diária em função da energia diária gerada, mostrada na Figura 3.66.

Figura 3.66 – Eficiência média diária em função da energia média diária para todos módulos.



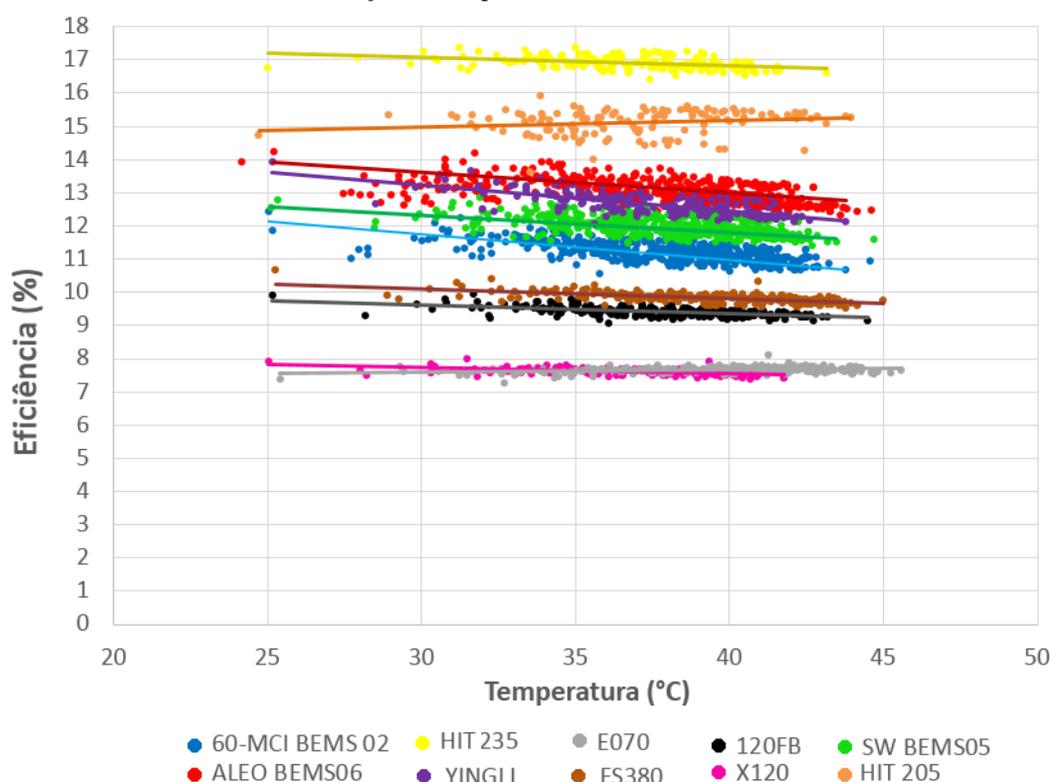
Fonte: Elaboração própria.

É possível observar que os módulos de tecnologias tradicionais representados nas cores vermelha, verde, azul e roxo, apresentam uma queda significativa de eficiência para dias

com maior geração de energia. Isso se deve basicamente ao fato de dias com maior recurso solar tendam a apresentar temperaturas mais elevadas. Os módulos 120FB e FS380 também apresentam uma redução, enquanto os X120 e E070 a eficiência é praticamente constante. Além disso, o módulo bifacial HIT 205 apresentou um comportamento completamente diferente dos demais, com aumento da eficiência com o aumento dos valores de energia média diária gerada. Isso pode ser explicado pelo maior tempo que as células da parte posterior do módulo ficaram sensibilizadas durante dias de maior recurso solar, melhorando indiretamente a eficiência do equipamento.

A Figura 3.67 mostra a eficiência em função da temperatura média diária entre 05:00 e 19:00 h. Nesse gráfico é possível observar que as temperaturas alcançam valores médios de 45° C para as 14 horas de medição consideradas. Os valores de eficiência são mais concentrados para valores de temperatura acima de 30° C com uma distribuição de temperatura bastante semelhante para todos os módulos.

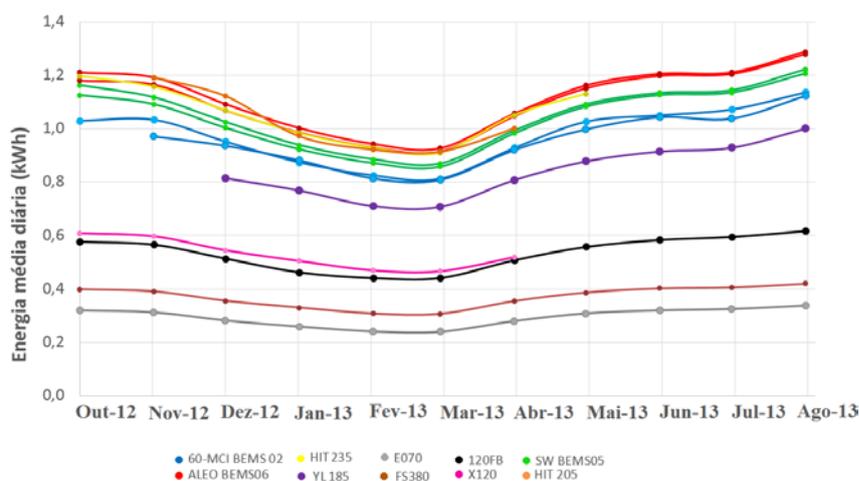
Figura 3.67 – Eficiência diária em função da temperatura média diária de 05:00 a 19:00 de todos módulos



Fonte: Elaboração própria.

Em seguida são apresentados os valores de algumas grandezas médias mensais de todos os módulos presentes no experimento. A primeira análise envolve a energia média diária, que é apresentada na Figura 3.68.

Figura 3.68 – Energia diária média mensal de todos módulos

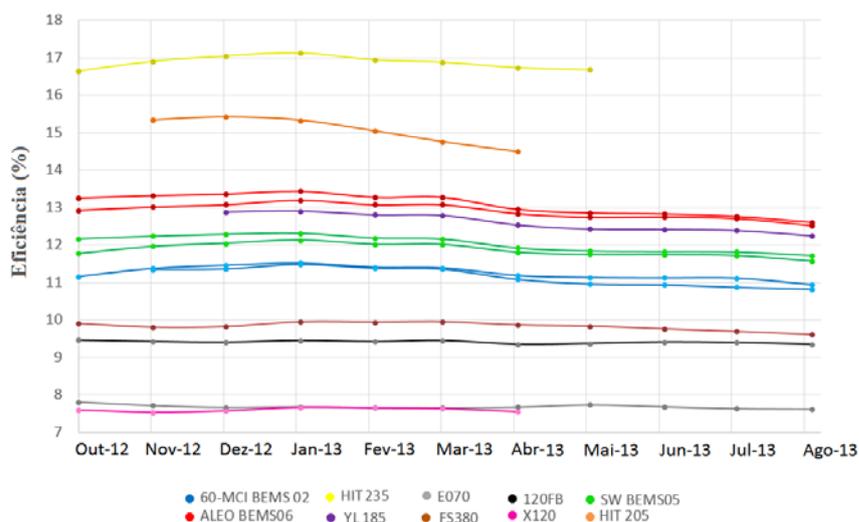


Fonte: Elaboração própria.

Os meses que apresentam maior geração média diária de energia elétrica são outubro, novembro, junho, julho e agosto. Nos demais meses a geração de energia é reduzida com os meses de fevereiro e março apresentando os menores valores. O comportamento da curva de produção energética dos módulos se assemelha a curva de recurso solar apresentado na Figura 3.13. Além disso, a redução da energia diária dos maiores valores de geração para os menores, em todos os módulos está em torno de 25 %.

A próxima análise é em relação aos valores de eficiência média mensal dos módulos que é exibida na Figura 3.69.

Figura 3.69 – Eficiência média mensal de todos módulos.



Fonte: Elaboração própria.

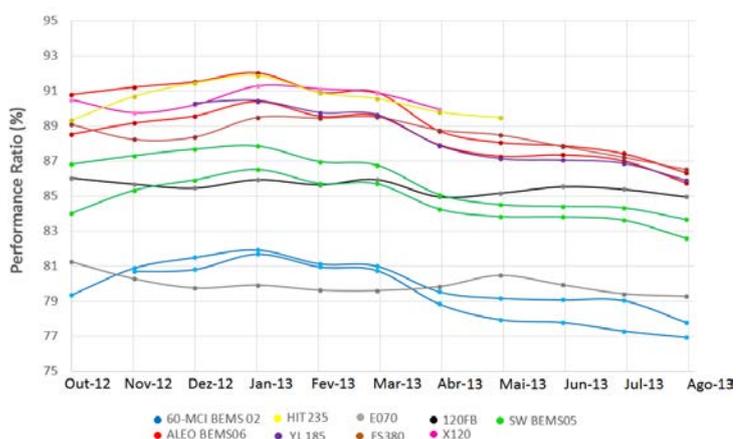
Para os módulos de tecnologias tradicionais, em vermelho, verde e azul, observa-se um ligeiro aumento na eficiência nos meses em que há menor geração de energia. Isso ocorre porque esses módulos possuem maior queda de desempenho para temperaturas mais elevadas.

Então nos meses em que há maior geração de energia, consequentemente maiores temperaturas, também é observado menor eficiência de conversão. A variação de maiores e menores valores eficiência desses módulos ficam próximos de 0,5 %.

O módulo bifacial apresenta uma queda de eficiência considerável para os períodos de menor recurso solar, novamente devido ao fato da parte posterior do módulo apresentar períodos menores de geração, reduzindo consideravelmente seu desempenho. Para os módulos de filme fino a influência na eficiência é bem menos acentuada que nos demais módulos.

Os valores de *performance ratio* médio mensal são apresentados na Figura 3.70. Nesse gráfico é possível observar que o comportamento geral segue o padrão da eficiência, com melhoria no desempenho para os meses de menores temperaturas. Porém nesse gráfico é possível ver mais detalhadamente essa relação. Esse comportamento pode ser identificado quando se compara os módulos de tecnologias tradicionais SW230 e 60-MCI em relação aos módulos de filme fino E070 e 120FB.

Figura 3.70 – *Performance ratio* média mensal de todos módulos exceto o HIT235.

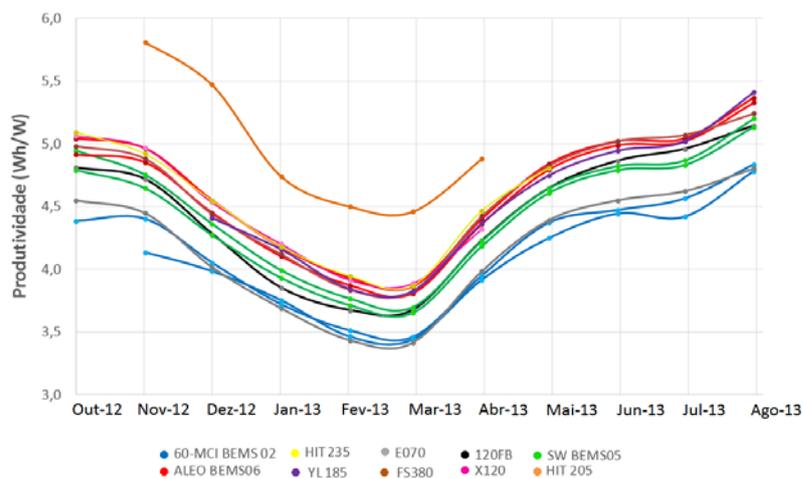


Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que nos períodos que há maior produção de energia, que são mais quentes, os módulos de filme fino apresentam maior desempenho global, enquanto nos dias de menor produção de energia, e mais frios, os módulos tradicionais tem valores maiores. Carr (2005) apresenta uma análise detalhada do PR para várias tecnologias de módulos em um campo de testes bastante parecido com o apresentado neste trabalho. Nessas análises os módulos de tecnologias tradicionais apresentam variação de PR ao longo do ano de aproximadamente 8% para condições climáticas da Austrália, enquanto na Figura 3.71 as variações nessa grandeza são da ordem de 5 %.

A última análise mensal é apresentada na Figura 3.71 que representa o gráfico de produtividade diária média mensal dos módulos.

Figura 3.71 – Produtividade média mensal de todos os módulos.



No caso da produtividade se mantém o mesmo comportamento geral da energia diária, sendo que no mês de Julho os valores de produtividade diária média mensal variam de 4,7 Wh/W a 5,4 Wh/W enquanto no mês de Março os valores estavam entre 3,4 Wh/W e 3,8 Wh/W.

3.6 Distribuição de frequência da eficiência, Voc e Vmp

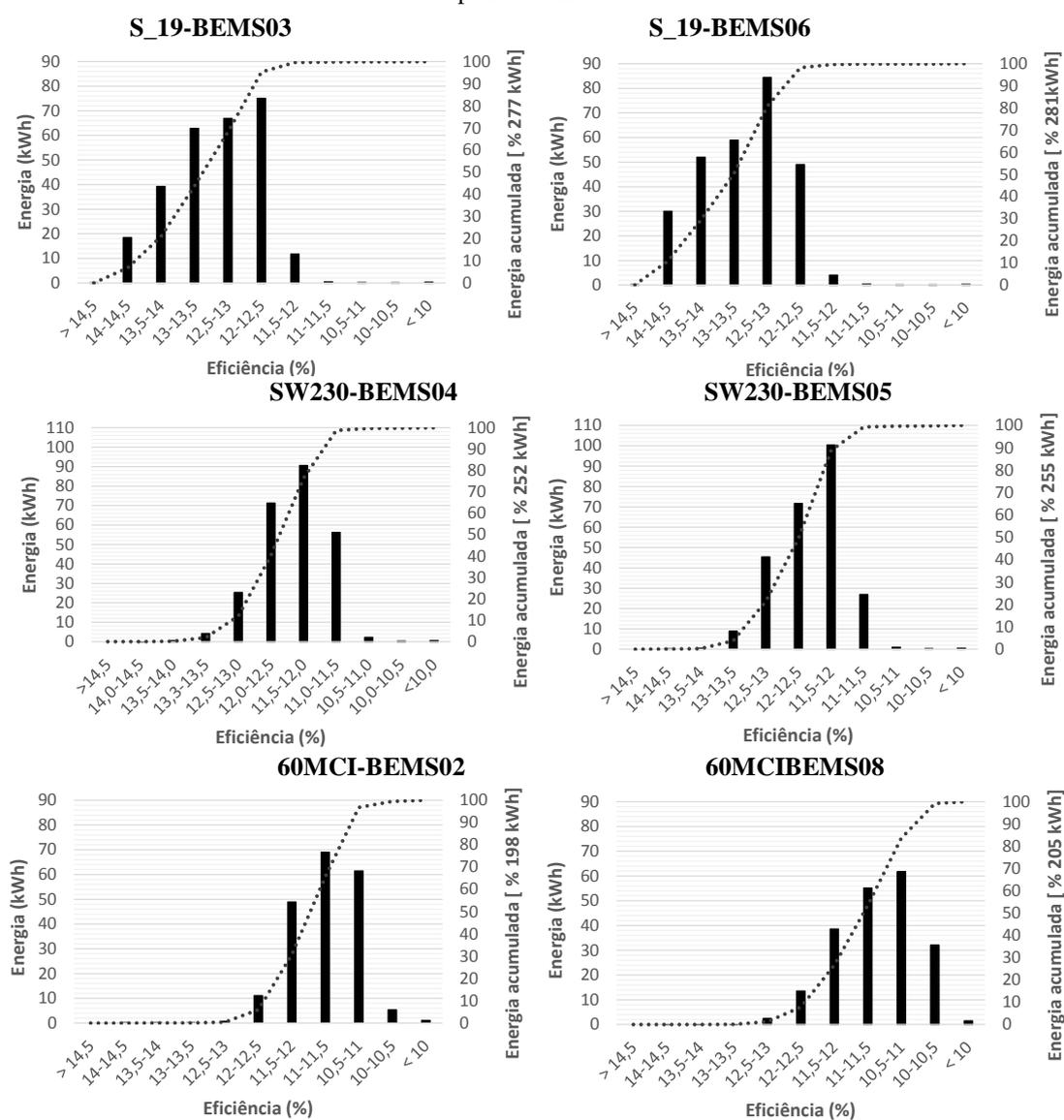
Para se concluir as análises dos módulos presentes no trabalho são apresentadas três distribuições de frequência, uma da energia gerada em função da eficiência, uma da energia gerada em função da máxima potência e outra do tempo de operação em função da tensão de circuito aberto.

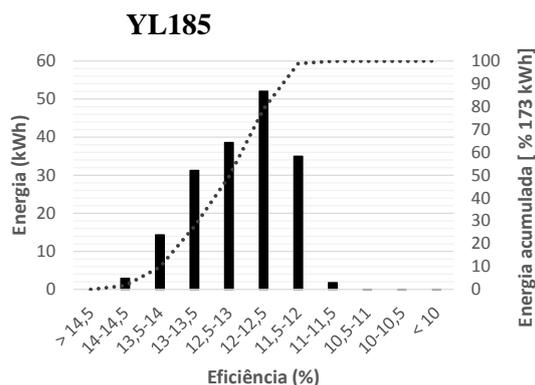
Os gráficos apresentados na Figura 3.72 mostram a quantidade de energia gerada por faixa de eficiência dos módulos mono e policristalinos. As barras simbolizam a quantidade de energia gerada para cada faixa de eficiência, enquanto a linha pontilhada mostra o valor acumulado, sendo lido em valores percentuais no eixo da direita. A primeira característica a ser observada é que a faixa de eficiência de operação dos módulos FV é bem estreita, com valor praticamente igual a 3 % para essas tecnologias. Os módulos S_19 e YL185 tem suas faixas de eficiência variando de 11,5 % a 14,5 %, enquanto para o SW230 vai de 10,5 % a 13,5 % e o 60 MCI de 10,5 % a 12,5 %.

Essa pequena faixa de eficiência é explicada principalmente pelo comportamento da tensão e corrente do módulo FV durante sua operação. A corrente é proporcional ao recurso

solar, e como para o cálculo da eficiência a potência do módulo é dividida pela irradiância multiplicado pela área, o quociente entre corrente e irradiância é praticamente constante, ficando a eficiência dependente praticamente da tensão. Esta por sua vez, possui valores característicos, alcançando esse patamar partir de certo nível de irradiância. Então as pequenas variações na eficiência dos módulos são principalmente em função da variação da tensão pela a variação da temperatura da célula que constitui o módulo FV.

Figura 3.72 – Distribuição de frequência da energia gerada em função da eficiência para módulos mono e policristalinos.

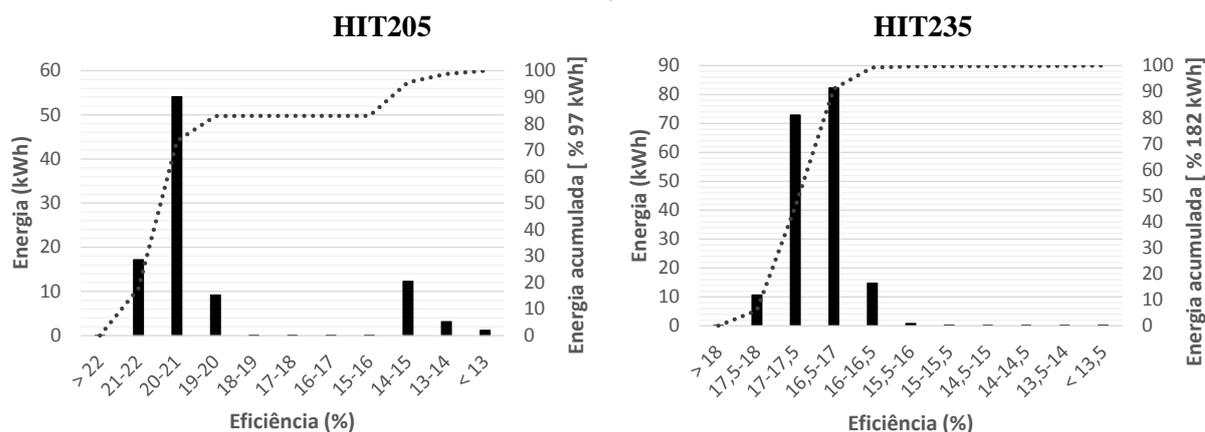




Fonte: Elaboração própria.

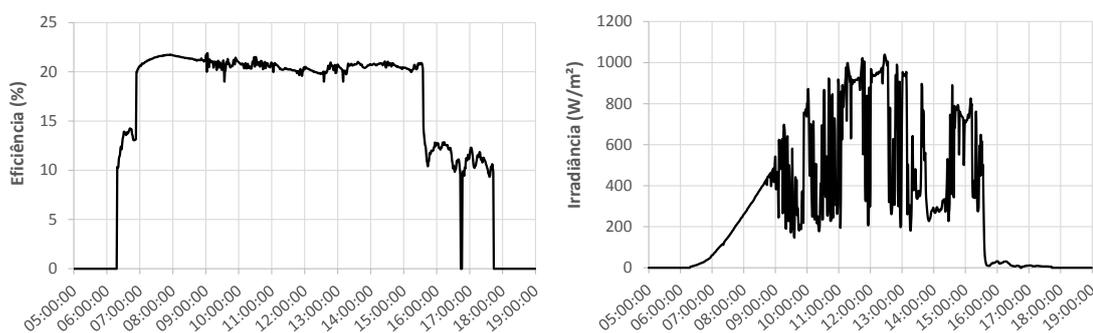
Essa mesma análise foi realizada para os módulos da tecnologia HIT e é apresentada na Figura 3.73. O módulo bifacial apresenta uma característica bastante incomum, pois apresenta duas regiões de eficiência onde há concentração da geração. Isso acontece porque durante um período do início da manhã e do final da tarde a irradiância é suficiente somente para sensibilizar a parte superior do módulo, fazendo com que somente essa contribua para a geração de energia e conseqüentemente para a eficiência do equipamento. Esse comportamento pode ser observado na Figura 3.74 que mostra essa queda de eficiência nos períodos de baixa irradiância ao longo de um dia. Os valores de energia para o módulo HIT205 foram gerados nas faixas de 19 % a 22 % e 13 % a 15% de eficiência, enquanto o HIT 235 variou de 16 % a 18 %.

Figura 3.73 – Distribuição de frequência da energia gerada em função da eficiência para módulos do fabricante Sanyo.



Fonte: Elaboração própria.

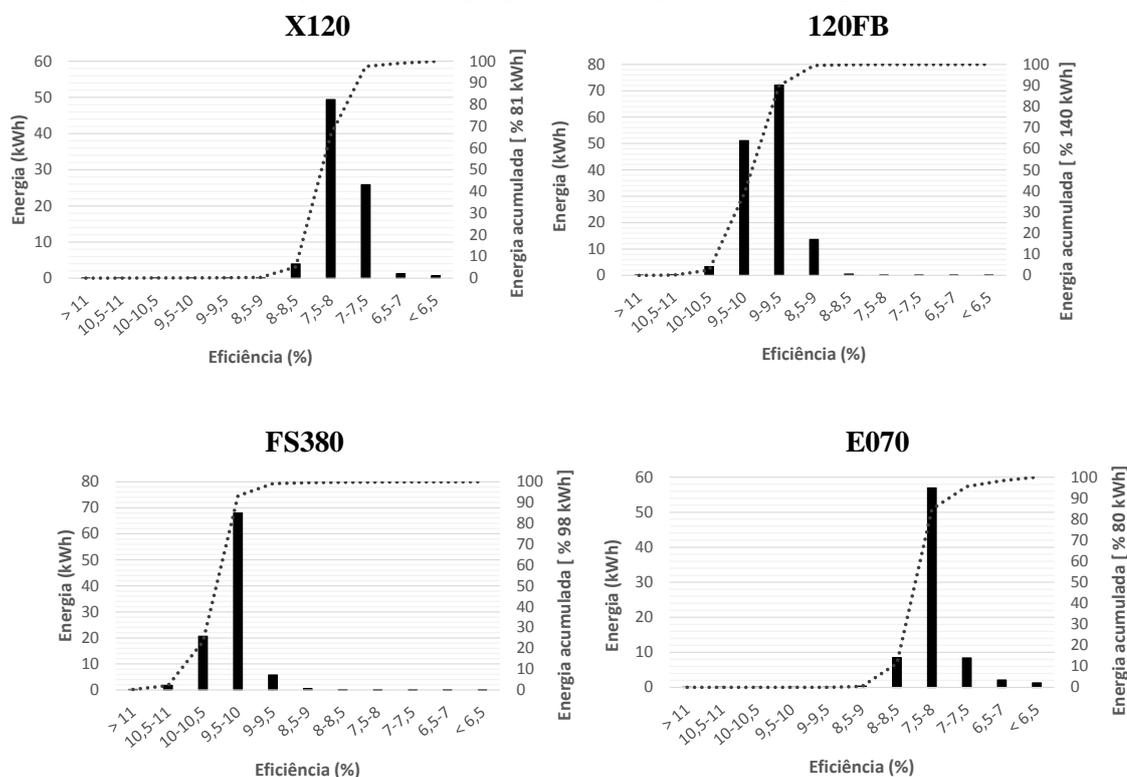
Figura 3.74 – Exemplo de redução da eficiência para o módulo HIT-205DNKHE1.



Fonte: Elaboração própria.

Para concluir a análise da distribuição de frequência da eficiência a Figura 3.75 mostra os gráficos dos módulos de filme fino.

Figura 3.75 – Distribuição de frequência da energia gerada em função da eficiência para módulos de filme fino.



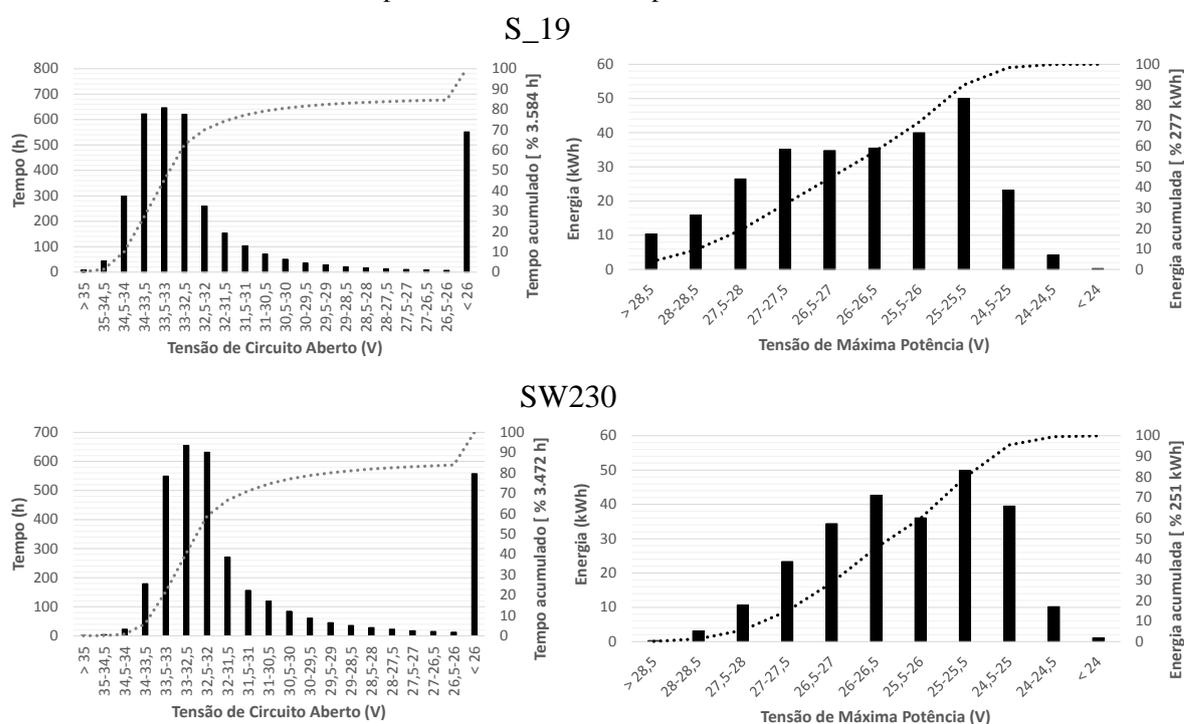
Fonte: Elaboração própria.

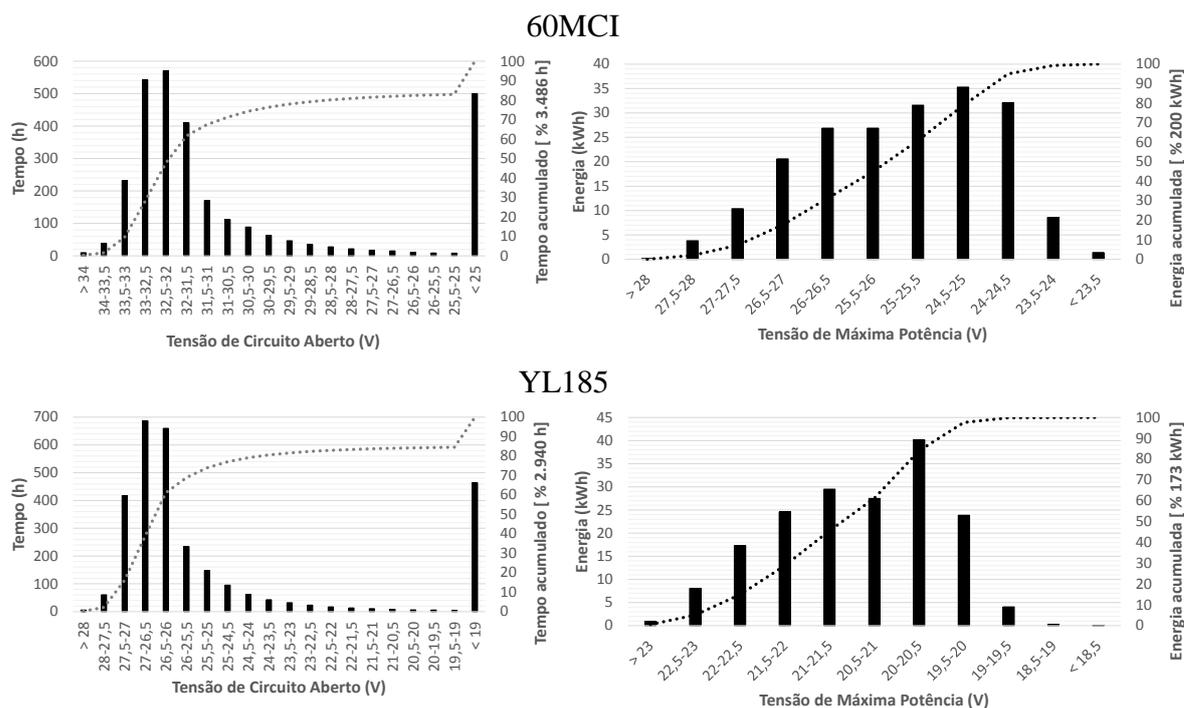
Para esses módulos a faixa de eficiência é mais restrita que os apresentados anteriormente, com valores variando em uma faixa de praticamente 1 %. Essa faixa reduzida é provocada principalmente pelos baixos coeficientes térmicos dos módulos em comparação com as outras tecnologias. Os módulos X120 e E070 tem faixas bastante parecidas, com a maior parte dos valores concentrados em 7,5 % a 8,0 % de eficiência. Para os demais módulos as faixas de eficiência são de 8,5 % a 10 % para o 120FB e de 10 % a 10,5 % para o FS380.

Após a conclusão das análises de distribuição de frequência em função da eficiência parte-se para a análise de tensão. A determinação do comportamento dessa variável tem especial importância para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por exemplo, pois a tensão de operação dos módulos tem influência direta no funcionamento do inversor. Geralmente se utiliza a tensão de placa para dimensionamento de sistemas, porém como a tensão de operação depende fundamentalmente de variáveis ambientais, o mais interessante é se ter valores medidos em sol real, como os apresentados neste trabalho.

Para simplificar a visualização dos gráficos os modelos que tem dois módulos em teste somente um foi analisado. Nessa distribuição de frequência foi escolhido o tempo como variável de análise para a tensão de circuito aberto ao invés de energia, como foi realizado para eficiência e tensão de máxima potência. Essa escolha foi feita visando um resultado prático de qual a quantidade de tempo o módulo opera em cada faixa de tensão de circuito aberto. A Figura 3.76 mostra a distribuição de tempo em função do Voc e da energia em função de Vmp para os módulos monocristalinos e policristalinos.

Figura 3.76 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função de Voc e da energia em função Vmp para os módulos mono e policristalinos.





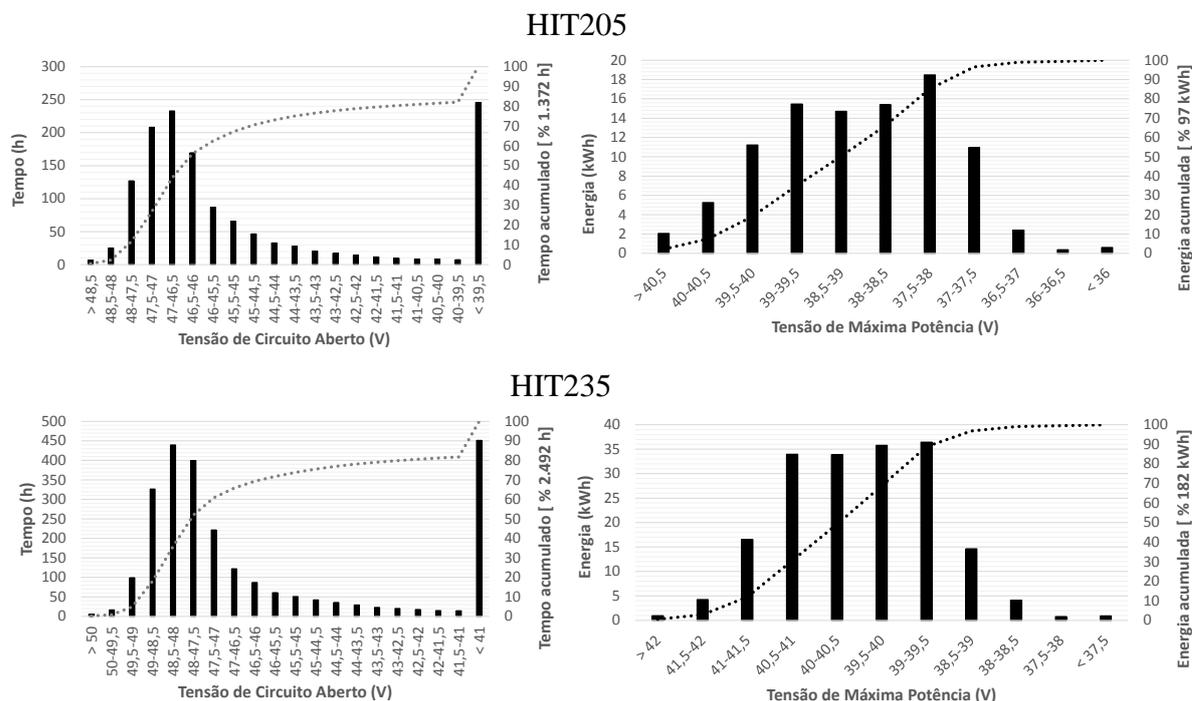
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se nesses gráficos que o intervalo de tensão de circuito aberto de operação dos módulos está concentrado em uma faixa de praticamente 2 V para todos modelos analisados, enquanto a eficiência aparece em uma faixa de 3 V a 4 V de V_{mp} . Para valores de tensão abaixo dessa região característica observa-se uma queda elevada no tempo de operação, e em seguida faixas com um tempo de operação bastante reduzido. Ao chegar na faixa de tensões de circuito aberto próximas de zero o tempo de operação é elevado, representando o tempo que o módulo opera em baixas condições de irradiação solar dentro do período de medição estabelecido. Entretanto essas regiões não tem contribuição energética significativa como pode ser visualizado nos gráficos de energia.

Os valores da distribuição do tempo de operação em função das tensões para os módulos FV do fabricante Sanyo são apresentados na Figura 3.77.

O modelo HIT205 apresentou um comportamento bastante diferente dos demais módulos, já que em aproximadamente 50 % do tempo de operação a tensão de circuito aberto esteve somente na faixa de 27,5 V a 28 V. O gráfico de V_{mp} mostra que a energia gerada varia de 19 % a 23 %. Já o módulo HIT 235 teve sua tensão de circuito aberto principalmente nas faixas de 47 V a 50 V e tensão de máxima potência de 38,5 V a 41 V.

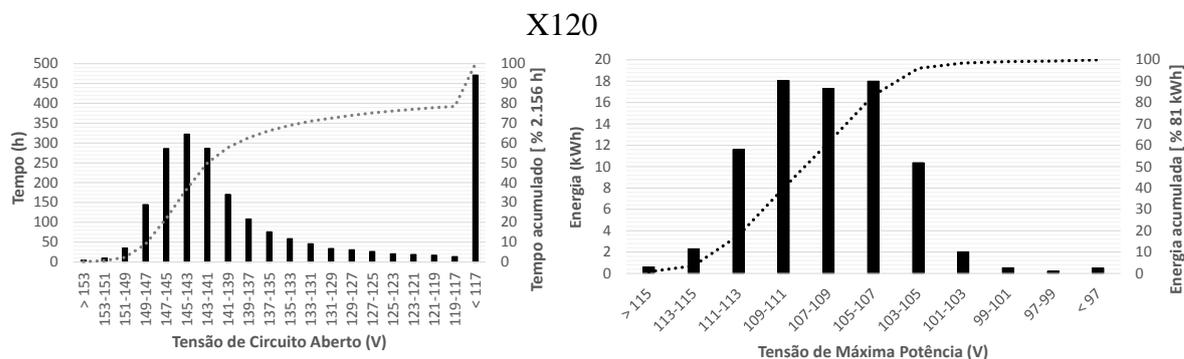
Figura 3.77 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função de Voc e energia em função de Vmp para os módulos do fabricante Sanyo.

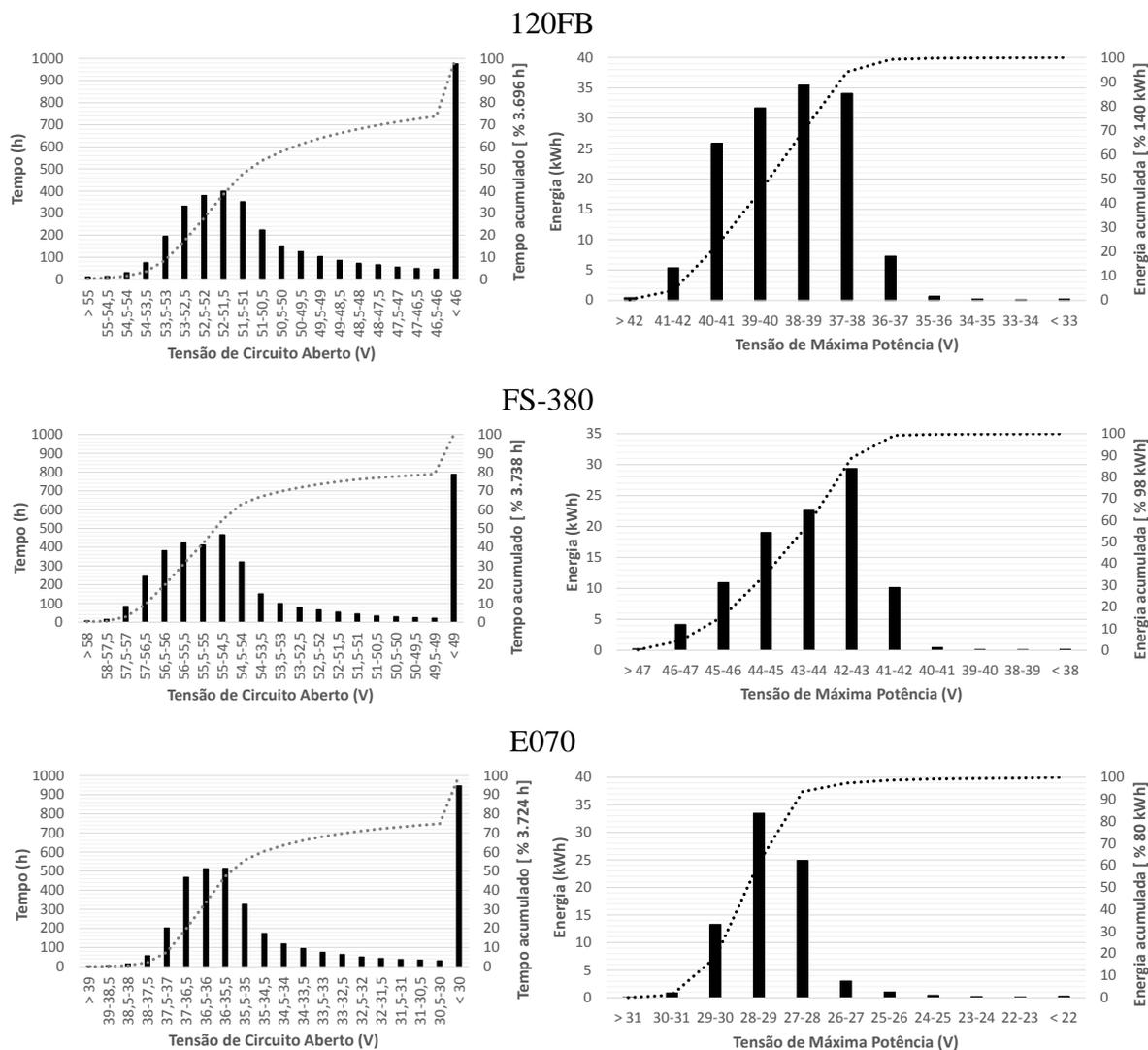


Fonte: Elaboração própria.

Os módulos de filme fino têm suas distribuições de frequência do tempo de operação mostradas na Figura 3.78. O módulo X120 teve a escala das faixas de tensão modificada de 0,5 V para 2 V, pois sua operação abrange uma faixa bem maior que os demais módulos. Esse módulo possui faixa de Voc variando 138 V a 146 V, e valores de energia entre valores de Vmp de 103 V a 113 V.

Figura 3.78 – Distribuição de frequência do tempo de operação em função de Voc e energia em função de Vmp para os módulos de filme fino.





Fonte: Elaboração própria.

Os gráficos dos demais módulos de filme fino tiveram a escala dos gráficos de energia em função da tensão de máxima potência aumentada para 1 V. Para esses módulos os tempos de operação tem redução mais gradual para menores valores de Voc. Já o tamanho das faixas de Vmp dos módulos 120FB e FS-380 foi de 6 V enquanto o E070 foi de 3 V.

CONCLUSÃO

Neste trabalho foram apresentados resultados do monitoramento de um campo de testes com 13 módulos fotovoltaicos. Os dados gerados foram usados para calcular as principais figuras de mérito, como eficiência, produtividade e *performance ratio*. Os resultados produzidos neste trabalho fornecem informações relevantes para os usuários, projetistas e pesquisadores de sistemas fotovoltaicos.

Atualmente, a única informação a respeito da operação de um módulo fotovoltaico que um consumidor ou até mesmo um projetista pode basear-se para fazer uma escolha, está associada as STC (*Standard Test Conditions*). Esta medida não leva em consideração como as condições de operação podem afetar a energia produzida por estes equipamentos. A determinação do módulo mais adequado deveria ser influenciado mais pela energia que poderá ser produzida que pela potência nas STC, uma vez que essa condição em particular raramente ocorre em instalações fotovoltaicas típicas. Muitos estudos têm demonstrado a relação entre energia produzida por diferentes tipos de módulos, e as análises relatadas neste trabalho sustentam e ampliam essas abordagens para as condições climáticas da região de Belém do Pará.

Este trabalho passou por várias etapas durante seu desenvolvimento, sendo o primeiro deles o tratamento de dados gerados pelo campo de testes. Para que fosse possível essa análise foi necessário o desenvolvimento de um *script* para a organização e tratamento gráfico das variáveis de interesse. Esse *script* foi criado para ser um substituto ao *software* comercializado pela empresa que instalou o campo de testes. Após o término da sua elaboração, ele se mostrou uma ferramenta muito útil, pois além de possibilitar várias análises de maneira simples, foi desenvolvido em código aberto e quaisquer novas alterações podem ser feitas sem maiores problemas.

Durante o período de monitoramento algumas experiências merecem ser destacadas como a importância do acompanhamento frequente do sistema no *download* e tratamento de dados. Esse é um ponto fundamental devido as características das informações geradas que são enviadas em um grande número de arquivos que exige um cuidado especial para catalogar e processar. É recomendado o acompanhamento diário, com o cuidado especial no backup dos arquivos brutos para evitar a perda de informação.

Dos resultados obtidos no campo de teste o primeiro apresentado foi a respeito do recurso solar medido na região. Para o período de medição analisado a média de irradiação

solar diária global foi de 5,2 kWh/m², que representa a boa disponibilidade de recurso solar local. Além disso foi possível levantar o comportamento sazonal da irradiação solar, sendo os meses de maio a agosto que apresentam maior disponibilidade de recurso solar. Nos meses de fevereiro e março esse valor cai consideravelmente, período com grande quantidade de chuva e nebulosidade local. Durante o período de medição analisado o mês de agosto apresentou o maior recurso solar com irradiação solar diária média de 6,0 kWh/m².

Após a abordagem do recurso energético foram mostrados os resultados das análises dos módulos fotovoltaicos. Foram analisadas 7 tipos diferentes de tecnologias de módulos durante um período de 11 meses. Nessa etapa foram apresentadas a maioria das variáveis elétricas dos módulos fotovoltaicos com o objetivo de caracterizar detalhadamente o funcionamento de cada tecnologia e equipamento testado. Essas informações têm elevada importância científica e prática, pois descrevem minuciosamente as respostas dos módulos a várias condições diferentes de operação. Com isso, além de ser uma base teórica para o estudo do comportamento dos módulos fotovoltaicos, com os resultados apresentados é possível fazer previsões sobre outros módulos operando em condições semelhantes as apresentadas neste trabalho. Dado o elevado nível de detalhamento dos dados gerados, essas informações podem ser úteis para se avaliar e refinar os modelos propostos na literatura.

A comparação de desempenho das diferentes tecnologias produziram resultados interessantes, dentre os quais destaca-se a relativa proximidade entre as produtividades médias dos módulos cristalinos e filme fino, indicando mais uma vez que uma avaliação por energia produzida seria mais apropriada do que o W_p .

Os valores de eficiência média global ficaram entre 80 % a 90 % da eficiência de placa para todas as tecnologias testadas, excluindo o módulo bifacial. Esse valor representa que as condições climáticas da região de Belém fez com que os módulos apresentassem uma queda de 10 % a 20 % da eficiência medida nas STC quando analisado todo período de operação. Deve-se salientar que durante o período analisado os módulos em teste foram limpos 3 vezes, de forma a evitar o acúmulo considerável de sujeira na sua superfície.

Dentre os eventos ocorridos no campo de testes destaca-se a rachadura do módulo X120 documentado durante o período de medição. Apesar de inicialmente a rachadura não influenciar muito no desempenho do módulo, os resultados mostraram que ao final do período de monitoramento sua eficiência reduziu para praticamente a metade dos valores obtidos durante sua operação normal.

As análises de sombreamento permitiram determinar com resultados práticos a influência dos diodos sobre a produção energética dos módulos para vários perfis de sombreamento. Dessa forma um módulo com um sistema de ligação eficiente entre as células e projetos de geradores que considerem essas características para o correto posicionamento dos módulos pode reduzir significativamente o efeito da limitação de potência devido ao sombreamento.

A comparação geral dos módulos mostrou que a produtividade global média diária dos módulos testados ficou entre 4,0 kWh/kWp e 4,6 kWh/kWp, valor que pode servir de ponto de partida para análises de geração fotovoltaica na região. Entre as tecnologias foi evidenciado o melhor comportamento térmico dos módulos de filme fino em relação as tecnologias tradicionais, mantendo um perfil de geração mais estável ao longo do período de análise. As distribuições de frequência apresentadas em função das tensões e da eficiência mostraram as estreitas faixas de valores que os módulos FV operam para essas grandezas.

Como sugestão de trabalhos futuros sugere-se:

- Elaboração de análises pontuais com simulações de sujeira, resfriamento e análises de sombreamento com outros módulos e perfis de sombreamento diferenciados;
- Automatização do *script* de tratamento de dados em relação a nomeação dos arquivos e na execução dos comandos;
- Avaliação das ferramentas para predição da produção de energia elétrica por módulos fotovoltaicos existentes na literatura, baseando-se no banco de dados disponibilizado por este trabalho;
- Estudo para a determinação de grandezas padronizadas capazes de classificar os módulos quanto a capacidade de geração energética em substituição ao padrão de classificação pelas grandezas na STC;
- Avaliação da degradação das tecnologias fotovoltaicas ao longo dos anos;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899: Conversão fotovoltaica em energia solar*. Rio de Janeiro, 2013.

ABELLA, M. A., CHENLO, F., NOFUENTES, G., RAMÍREZ, M. T. Analysis of spectral effects on the energy yield of diferente PV (photovoltaic) Technologies: The case of four specific sites. *Energy*, v.67, p. 435-443, April 2014.

BAILEY, S., RAFFAELLE, R. Space Solar Cells and Arrays. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, p. 413-448, 2003.

BRAGA, W. J.; MACÊDO W. N.; PINHO; J. T. **Analysis of chacacteristic parameters of comercial photovoltaic modules**. Solar World Congress. 2013.

CAÑETE, C.; CARRETERO, J.; CARDONA, S. C. Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy*, v. 65, p. 295-302, February 2014.

CARDONA M. S.; LÓPEZ, L. M. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system. *Energy*, v. 24, p. 93-102, May 1999.

CARR, A. J. **A Detailed Performance Comparision of PV Modules of Different Technologies And The Implications For PV System Design Methods**. Thesis. Murdoch University. Australia, 2005.

CONGEDO, P. M.; MALVONI, M.; MELE, M.; DE GIORGI, M. G. Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy. *Energy Conversio and Management*, v. 68, p. 1-10, April 2013.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDRUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017**. Belgium, 60p. 2013.

FIELD, H. Solar cell spectral response Measurement Errors Related to Spectral Band Width AND Chopped Light Waveform. *26th IEEE Photovoltaic Specialist*, p. 471-474, October 1997.

FROHLICH, C. Total solar irradiance variability: What have we learned about its variability from the record of the last three solar cycles? *Climate and Weather of the Sun-Earth System. Climate and Weather of the Sun-Earth System Symposium*, p.21-230, 2009.

GLOBAL WIND ENERGY CONCIL. **Global Wind Energy Outlook 2012**. 52p. 2012.

GREEN, M. A.; EMERY, K., HISHIKAWA, Y.; WARTA, W. AND DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (version 43). *Progress in Photovoltaics*, p. 1-9. December 2013.

GREEN, M. A. GreenSilicon Photovoltaic Modules:A Brief History of the First 50 Years. *Progress in Photovoltaics*, p. 447-455, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012**. 2013.

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, February. 2012.

KAZYKOV, T. M.; FERKIDES, C. S.; MOREL, D. UPADHYAYA H. M.; STEFANAKOS, E.; ULLAL, H.S. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, p.1581-1608, January 2011.

KING, R. R.; LAW, D. C.; EDMONDSON, K. M.; FETZER, C. M.; KINSEY, G. S.; YOON, H.; SHERIF, R. A. E KARAM, N. H. 40% Efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells. **Applied Physics Letters**, 2007.

KOLTUN, M. M. History of solar cell development in the Soviet space program and the terrestrial potential for this technology. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, p.293-317, 1996.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 433-438, March 2009.

LEVA, F. F.; SALERNO, C. H.; CAMACHO, J. R.; GUIMARÃES, S. C. Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. **5º Encontro de Energia no Meio Rural**, 2004.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. Tese (Doutorado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MANDELKORN, J. AND LAMNECK, J. H. Simplified fabrication of back surface electric field silicon cell and novel characteristics of such cells. **9th IEEE PSC**, p. 121-130, 1972.

Manual do Equipamento, Célula de Referência IKS. Disponível em: <http://www.iks-photovoltaik.de/fileadmin/iks/pdf/ISET_Sensor_EN.pdf> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Piranômetro onset. Disponível em: <http://wpc.306e.edgecastcdn.net/80306E/onsetcomp_com/files/manual_pdfs/6708-D-MAN-S-LIB.pdf> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico Global Solar. Disponível em: <<<http://www.globalsolar.com/products/flexible-modules/powerflex-modules>> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico S_19 Aleo. Disponível em: <http://www.aleo-solar.de/fileadmin/datenblaetter/S19/S19L%20280-290.53_EN.pdf> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico SW230 Solar World. Disponível em: <<https://www.solarworld-usa.com/~media/www/files/datasheets/sunmodule-poly/sunmodule-solar-panel-230-poly-ds.pdf>> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico 60MCI Day4energy. Disponível em: <<http://www.solarpowerng.com/products/datasheets/Day4-60MCI-Specs-EN.pdf>> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico YL185 Yingli. Disponível em: <<http://www.asteniksolar.com/products/modules/yingli/YL185P23b310x990.pdf>> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico HIT235 Sanyo. Disponível em: <<http://www.panasonic.com/business/pesna/includes/pdf/Panasonic%20HIT%20235S%20Data%20Sheet-1.pdf>> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico HIT205 Sanyo. Disponível em: http://download.solarshop.net/english/uploads/SANYO_HIT-205_200_DNKHE1_EN_01.pdf> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico X120 Inventux. Disponível em: <<http://www.bestsolar.hu/files/X-Series-MICROMORPH-EN.pdf>> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico 120FB Avancis. Disponível em: <http://www.avancis.de/fileadmin/media/portal/produkt/Data_sheet_PowerMax_STRONG_2014_07_EN.pdf> Acesso: 05 Junho 2014.

Manual do Equipamento, Módulo Fotovoltaico 120FB Avancis. Disponível em: <http://www.phoenixsolar-group.com/dms/produkte/module/pdf/en/FirstSolar_PD-5-401-03-Global-Series-3-Datasheet/PD-5-401-03%20Global%20Series%203%20Datasheet.pdf> Acesso: 05 Junho 2014.

MISHIMA, T., TAGUCHI, M., SAKATA, H., Maruyama, E. Development status of high-efficiency HIT solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. p. 18-21 January 2011.

MOEHLECKE A.; ZANESCO, I. Development of silicon solar cells and photovoltaic modules in Brazil: analysis of a pilot production. **Materials Research**. p. 581-588, 2012.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections**. 23p. 2012.

ORIOLI, 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, June 2012.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O. B.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. M. **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1 ed. 2008.

Powerway. Componentes do módulo fotovoltaico . Disponível em: <<http://www.pvpowerway.com/en/knowledge/modules.html>> Acesso: 05 Junho 2014.

Qsolar. Módulos fotovoltaicos coloridos. Disponível em: <<http://www.qsolar.net/>> Acesso: 05 Junho 2014.

RALPH, E. L. Recent advances in low cost solar cell processing. **11th IEEE PSC**, p. 315-316, 1975.

Sidesolar. Telhas com módulos fotovoltaicos integrados. Disponível em: <<http://www.beachsidesolarhawaii.com/photovoltaic-solar-installation.html>> Acesso: 05 Junho 2014.

Supplierlist. Caixa de conexão de módulos fotovoltaicos. Disponível em: <http://www.supplierlist.com/product_view/thSolar/243201/101215/solar_module_PV_junction_box.htm> Acesso: 05 Junho 2014.

TIBA, C.; BELTRÃO, E. A. Siting PV plant focusing on the effect of local climate variables on electric energy production – Case study for Araripina and Recife. **Renewable Energy**. v. 48, p. 309-317, December 2012

Top 10 solar photovoltaic modules. Disponível em: <<http://www.solarplaza.com/Top-10/>>. Acesso: 01 Junho 2013.

Top 10 solar PV projects worldwide. Disponível em: <<http://www.solarplaza.com/article/top-10-solar-pv-projects-worldwide>> Acesso: 03 Junho 2013.

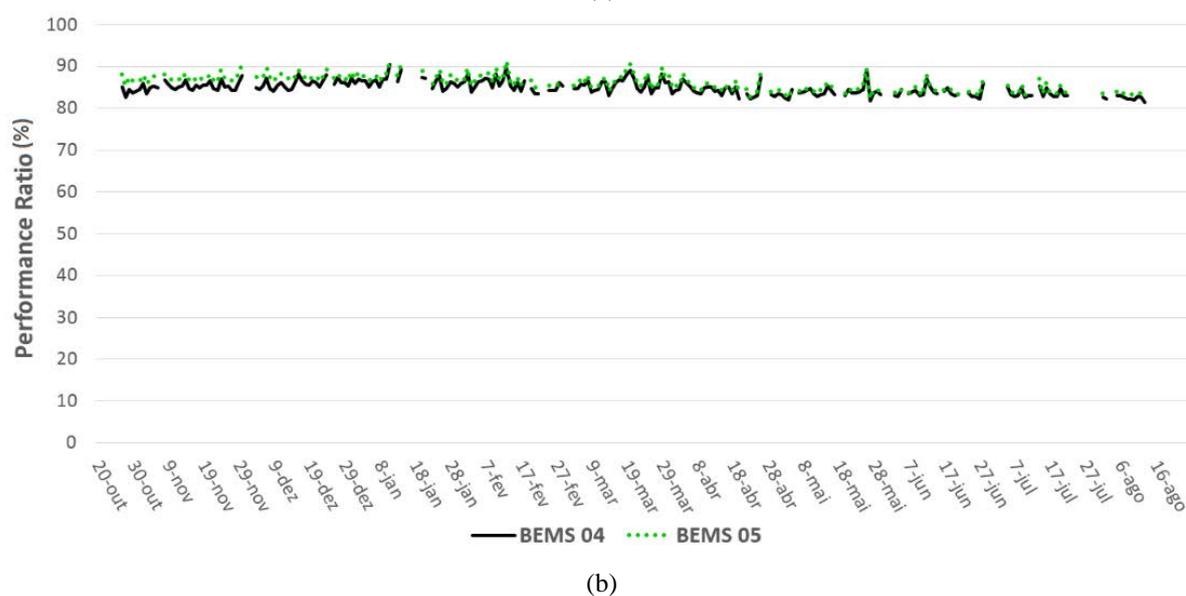
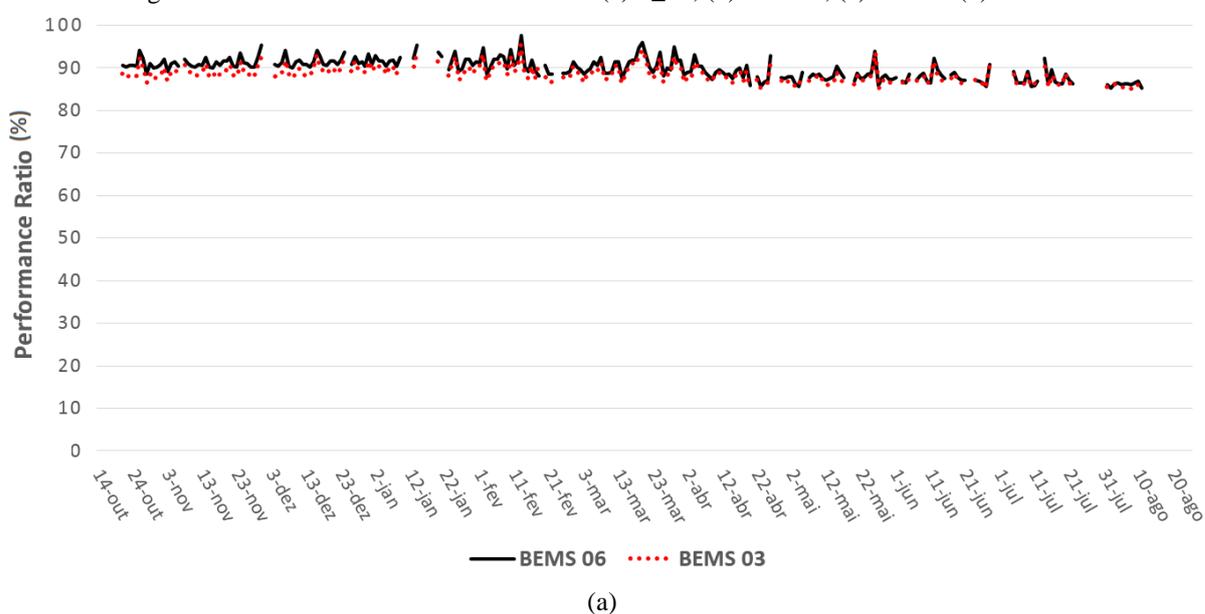
ZILLES, R.; MACÊDO W. N.; GALHARDO M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Oficina de Textos. 1ed. 2012.

APÊNDICE

Apêndice A

Este apêndice apresenta os valores de performance ratio de todos os módulos em teste em função dos dias de experimento. A Figura A.1 mostra os valores de PR para os módulos mono e policristalinos, a Figura A.2 mostra essa variável para os módulos da tecnologia HIT, enquanto a Figura A.3 apresenta os valores para os módulos de filme fino. Esses gráficos mostram que maioria dos módulos opera com PR em torno de 90 %. Os módulos 60MCI e E070 que apresentaram os piores desempenhos energéticos possuíram PR próximo a 80 %. Para os módulos mono e policristalinos ocorre a queda do PR para os dias finais de teste, que como abordados anteriormente apresentam maior temperatura, foi em torno de 5 %.

Figura A.1 – Performance ratio do módulos (a) S_19, (b) SW230, (c) 60MCI (d) YL185.



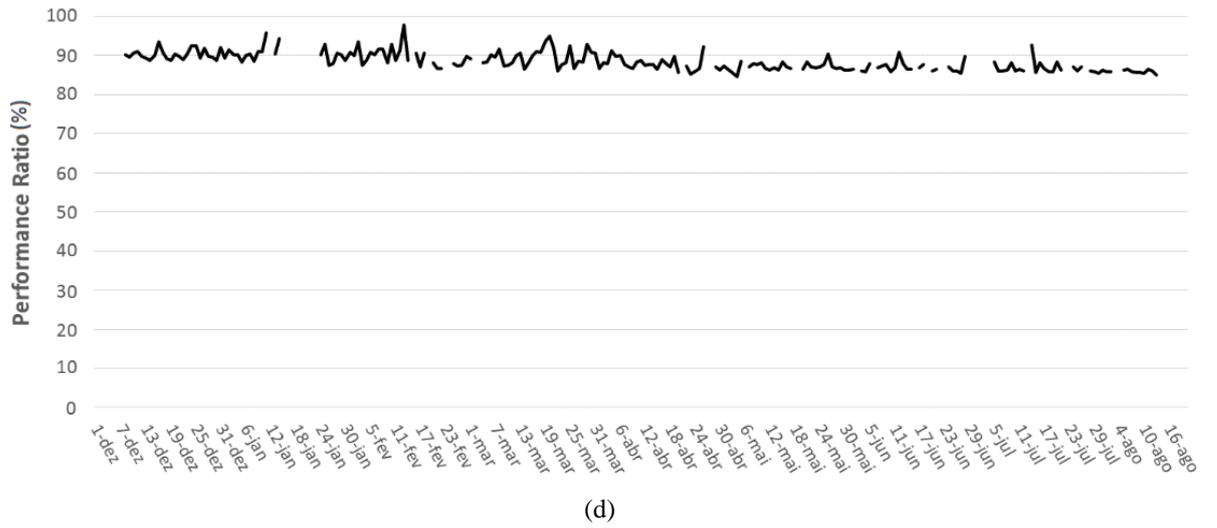
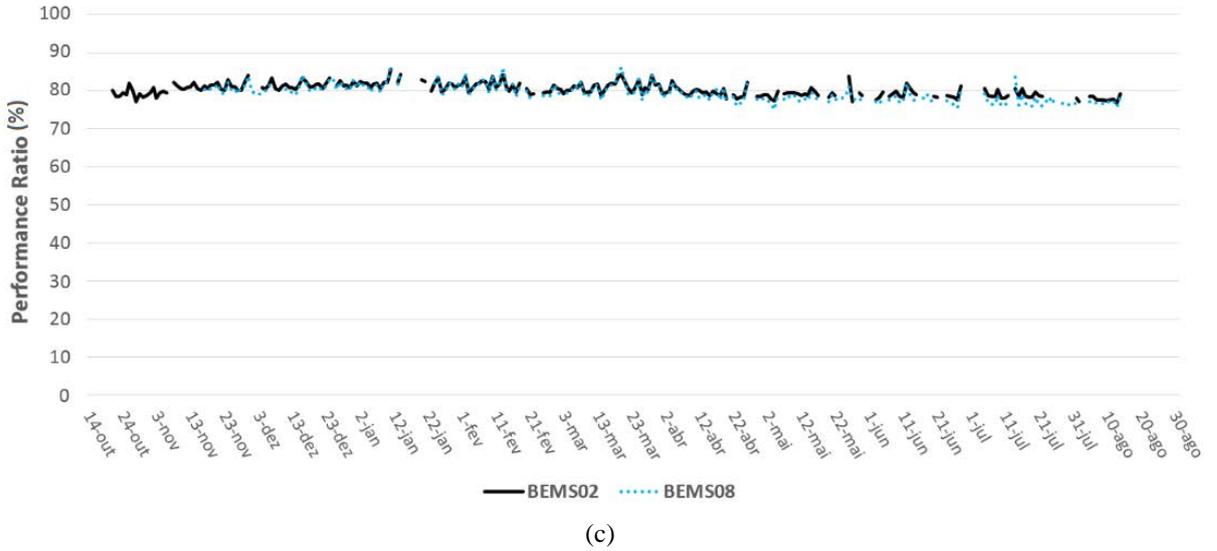


Figura A.2 - Performance ratio diário do módulo HIT235.

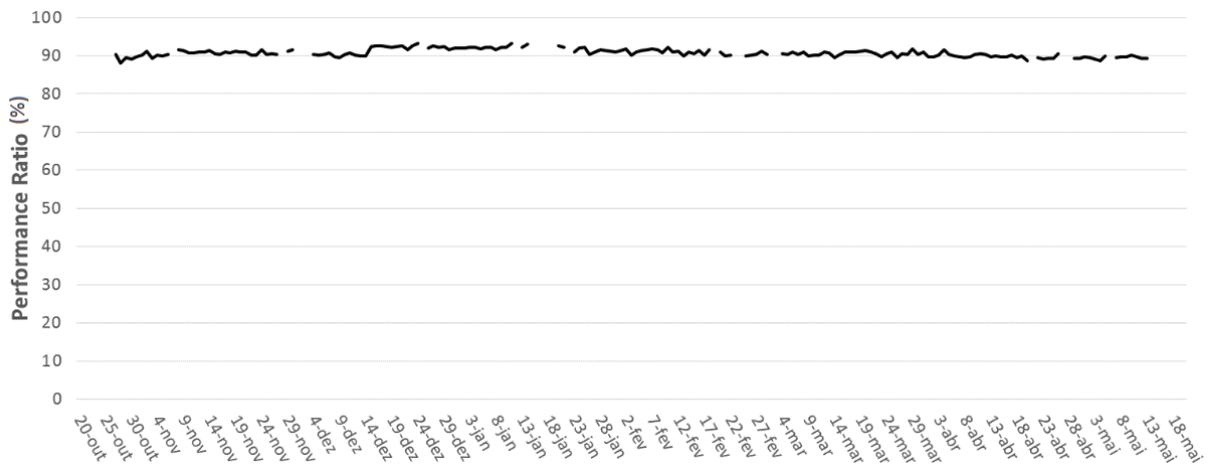
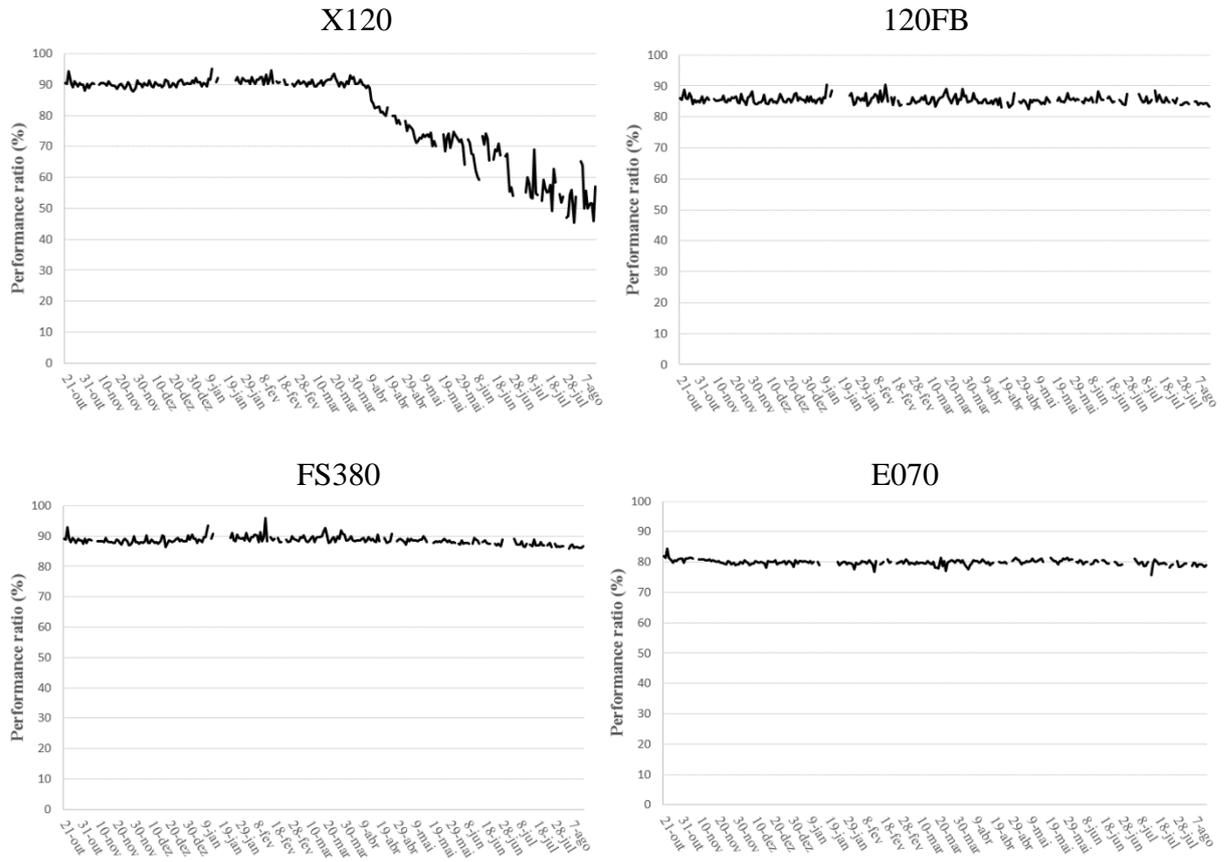


Figura A.3 - Performance ratio diário do módulos de filme fino.



Apêndice B

Este apêndice mostra as relações de I_{mp}/I_{sc} e V_{mp}/V_{oc} . Os gráficos de correntes mostra a proporcionalidade entre as variáveis, com uma reta de tendência bem ajustada que começa na origem, percorre toda a faixa de operação e termina nos maiores valores de I_{sc} e I_{mp} . O coeficiente de inclinação dessa reta representa o quanto I_{mp} está próximo de I_{sc} , e valores maiores se aproximam do comportamento ideal. O maior coeficiente registrado foi o do módulo HIT235, que é de 93 %, e o menor para o X120 com 85 %.

Já o gráfico das tensões não é linear, pois a tensão do módulo só assume valores nominais a partir de um certo nível de irradiância. O conjunto de pontos na parte direita dos gráficos de tensão mostra essa região, que é onde o módulo efetivamente gera potência. Nessa área a curva possui um maior espalhamento de pontos, representando a influência da temperatura sobre essa variável. Nos módulos HIT e nos de filme fino essa região é consideravelmente mais compacta, efeito dos coeficientes de temperatura menores, chegando a sumir completamente no módulo E070. Nas demais regiões, o módulo está submetido a uma irradiância insuficiente para sensibilizar a célula, gerando potência praticamente igual a zero.

Figura A.4 – Gráfico de I_{mp} e I_{sc} e gráfico de V_{mp} e V_{oc} do módulo S_19.

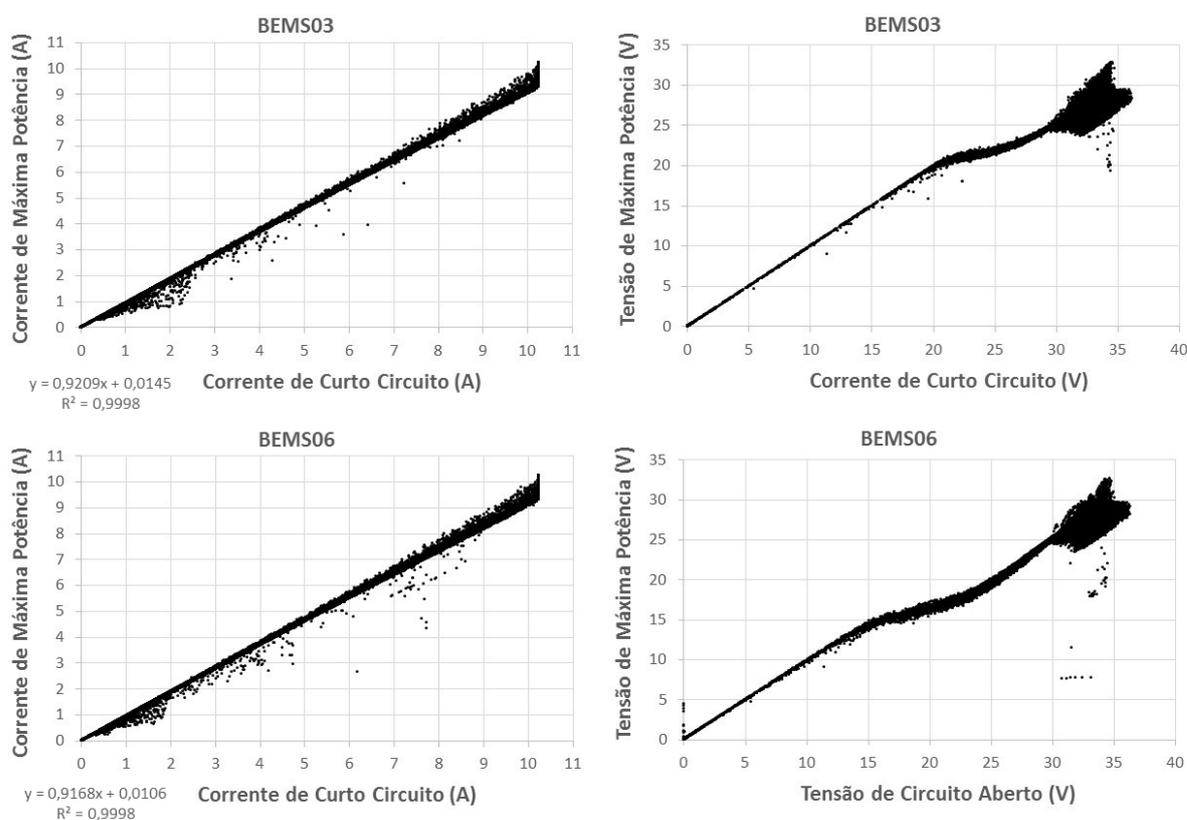


Figura A.5 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo SW230.

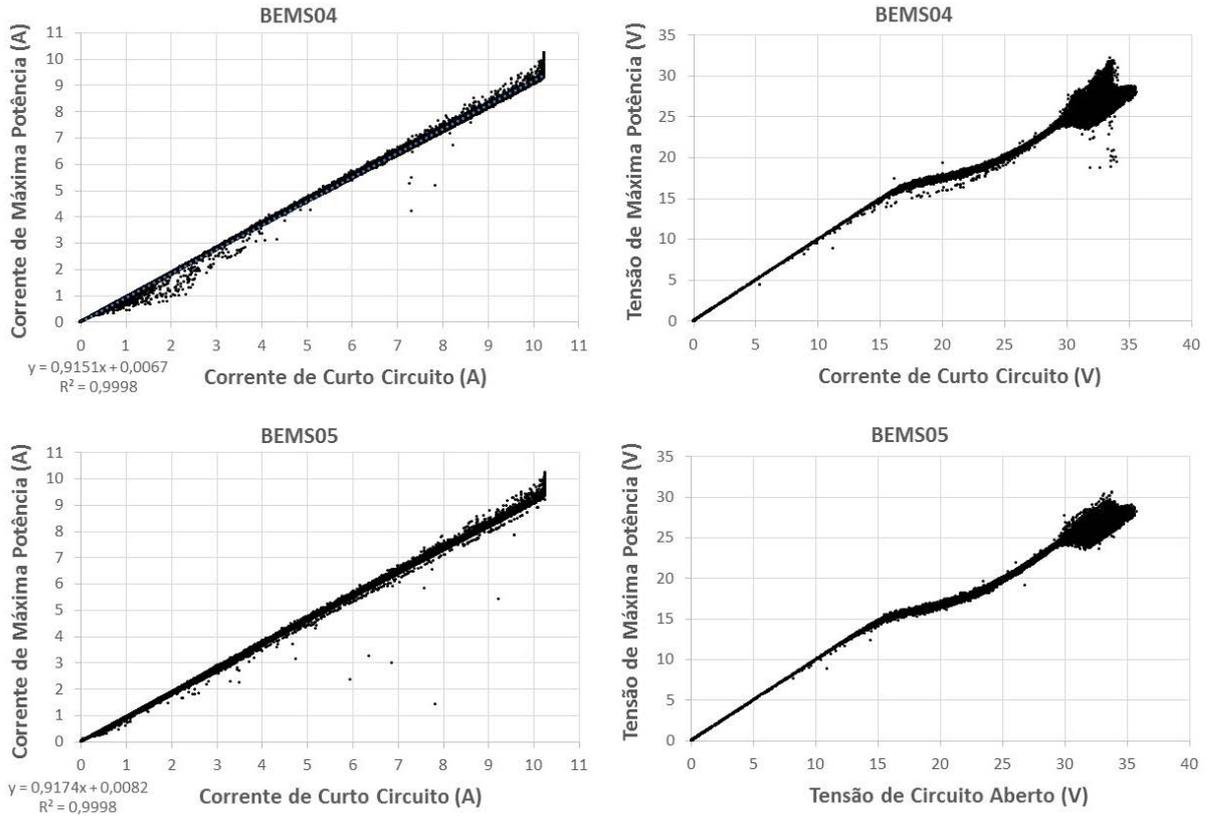


Figura A.6 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo 60MCI.

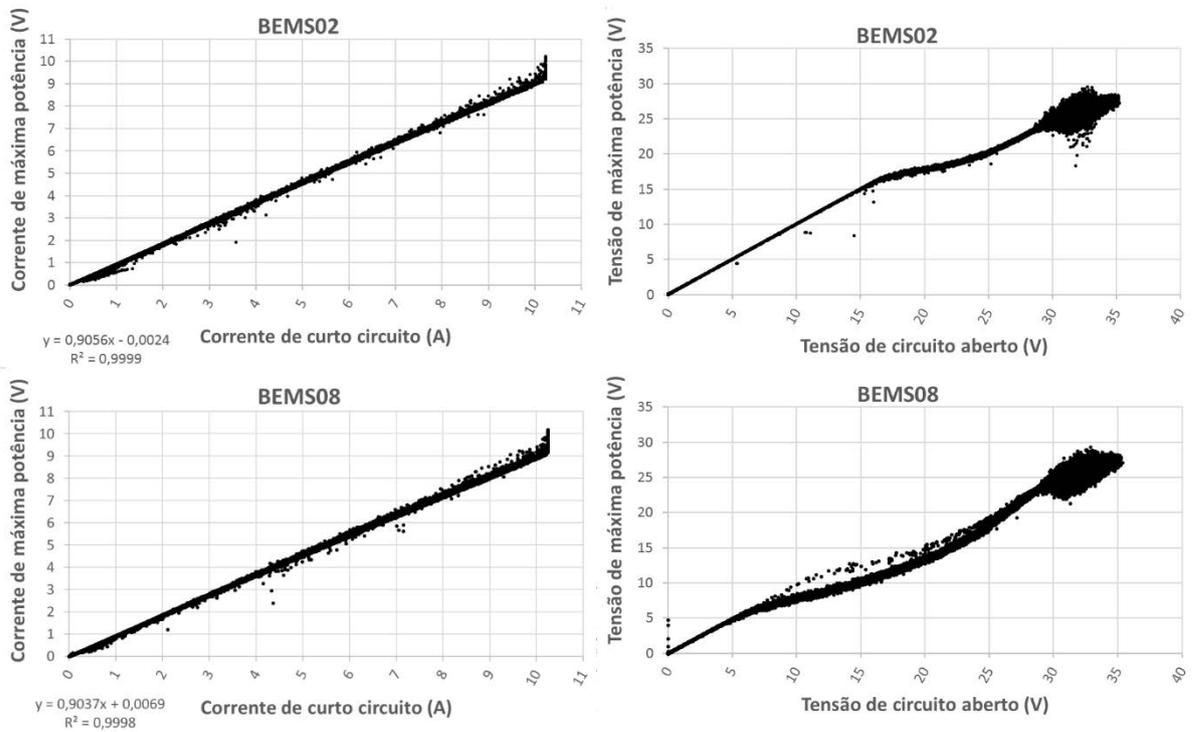


Figura A.7 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo YL185.

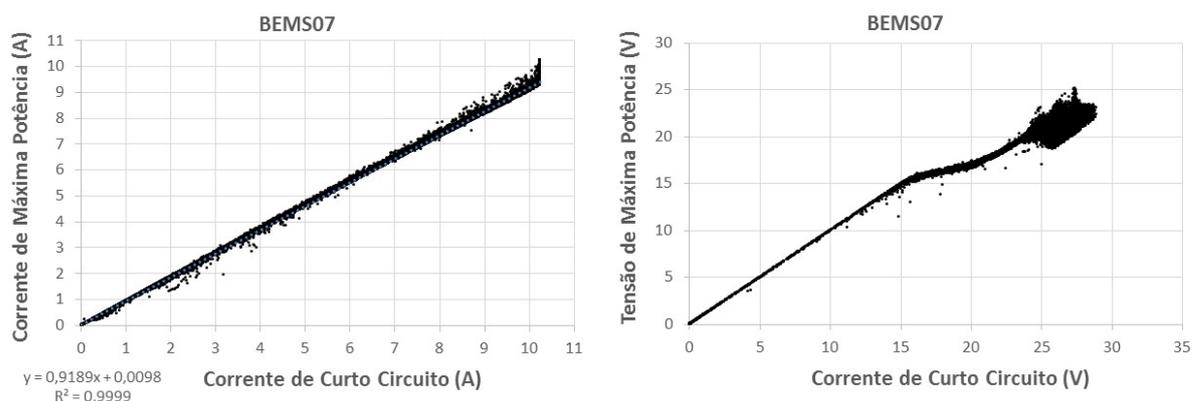


Figura A.8 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo HIT235.

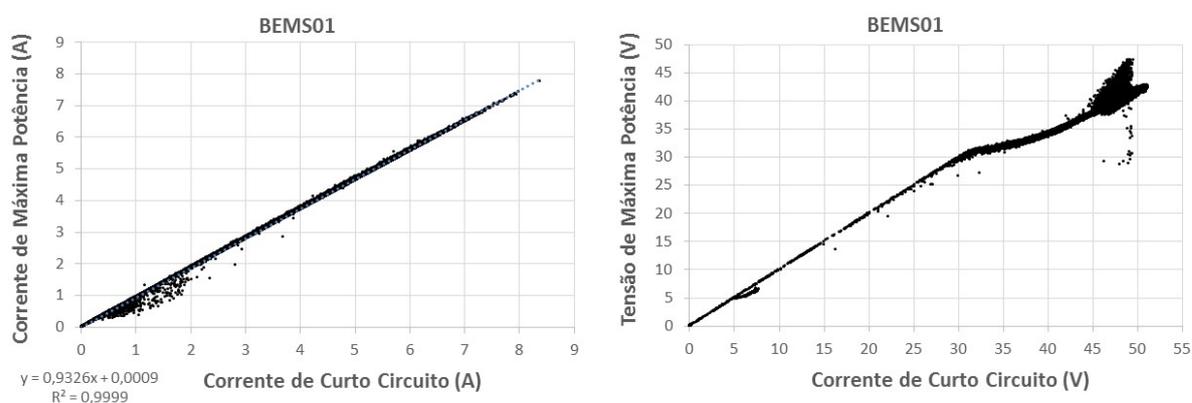


Figura A.9 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulo HIT205.

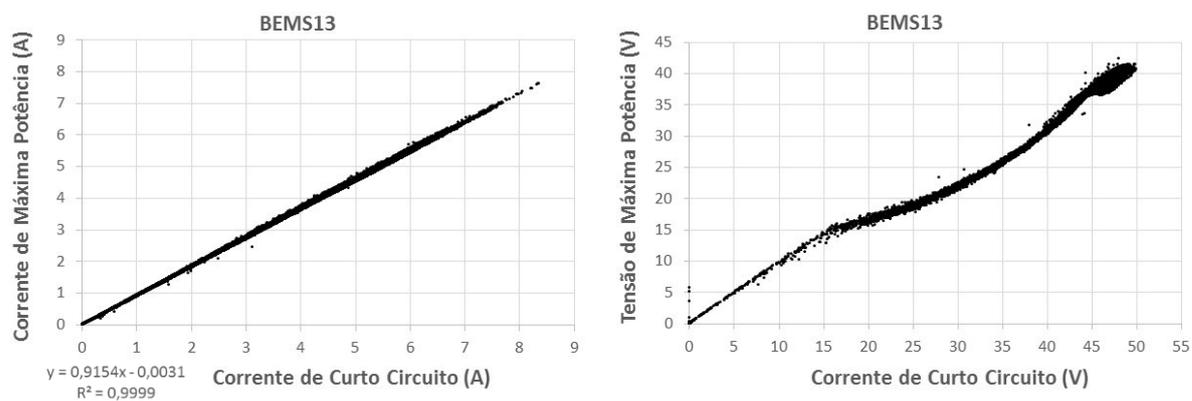
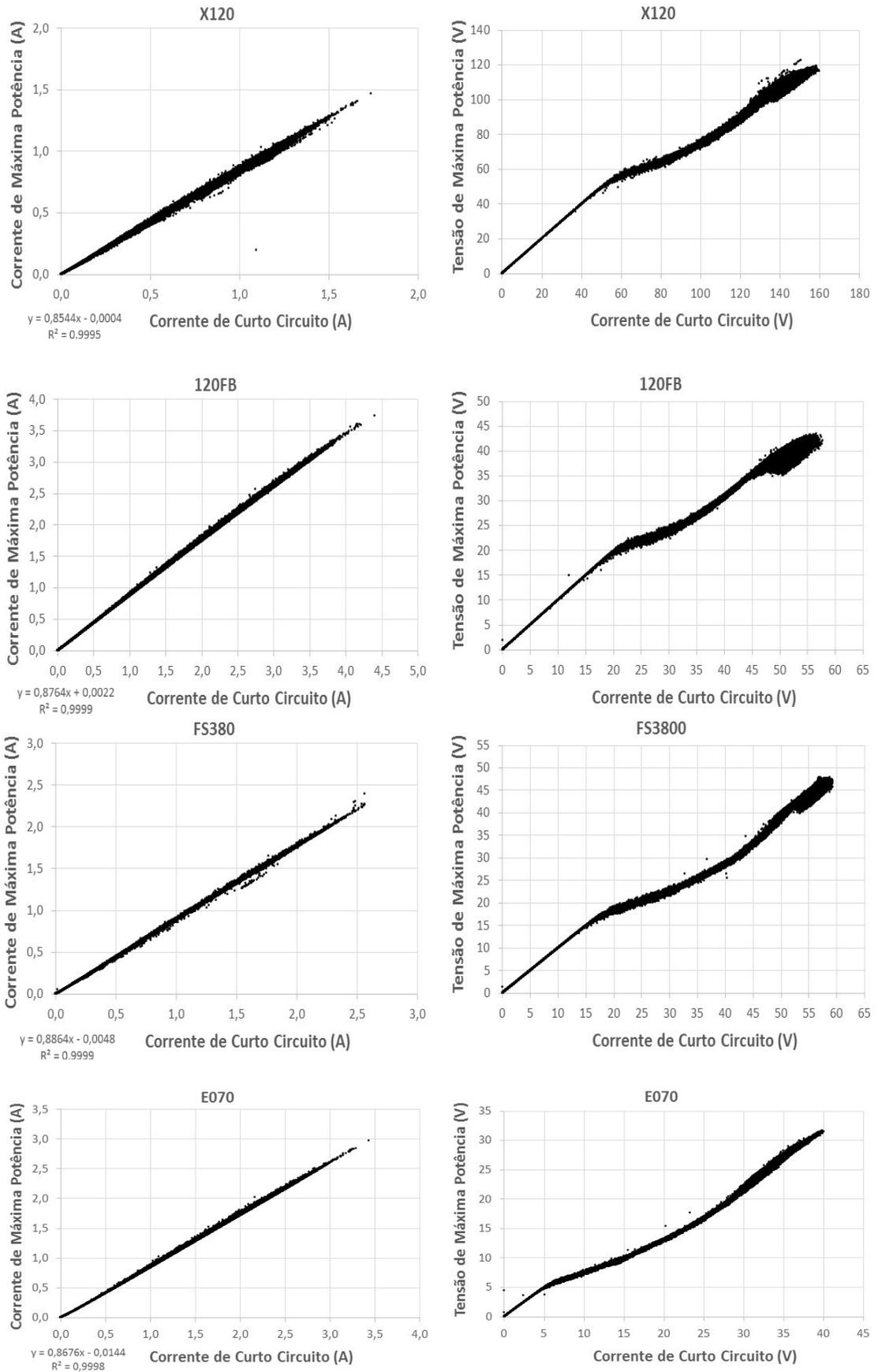


Figura A.10 – Gráfico de Imp e Isc e gráfico de Vmp e Voc do módulos de filme fino.



Apêndice C

Este apêndice apresenta os quocientes I_{mp}/I_{sc} e V_{mp}/V_{oc} em função da potência desenvolvida pelo módulo. Esses gráficos demonstram que a relação das correntes é constante, independentemente da potência desenvolvida pelo módulo. Já a relação das tensões cai para maiores valores de potência, devido a redução desigual em V_{mp} e V_{oc} com o aumento da temperatura. Essa queda é praticamente linear e para os módulos mono e policristalinos, e a variação observada é próxima a 10 %. Para os módulos das tecnologias HIT e de filme fino essa redução cai para 5 %, de uma maneira geral. O módulo E070 se destaca em relação aos demais pois o quociente desse módulo praticamente não varia, demonstrando que tanto V_{oc} quanto V_{mp} variam igualmente em relação a temperatura para esse equipamento. A redução do quociente V_{mp}/V_{oc} implica em uma redução direta no fator de forma, já que a relação I_{mp}/I_{sc} pode ser considerada constante. A curva do fator de forma é apresentada no Apêndice D

Figura A.11 – Relações I_{mp}/I_{sc} , V_{mp}/V_{oc} e fator de forma para os módulos S_19.

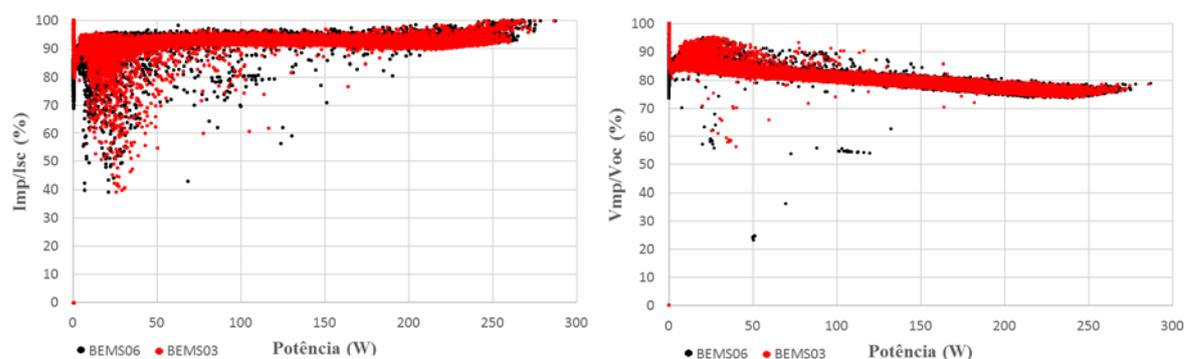


Figura A.12 – Relações I_{mp}/I_{sc} , V_{mp}/V_{oc} e fator de forma para os módulos SW230.

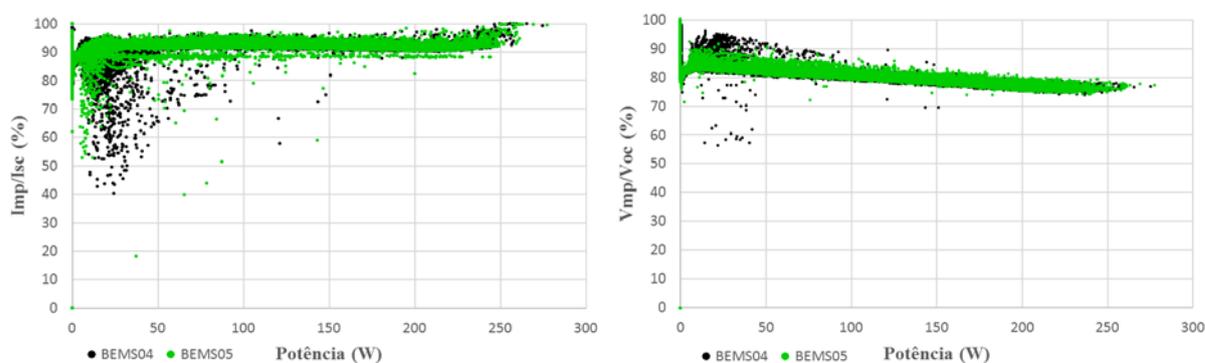


Figura A.13 – Relações Imp/Isc, Vmp/Voc e fator de forma para os módulos 60MCI.

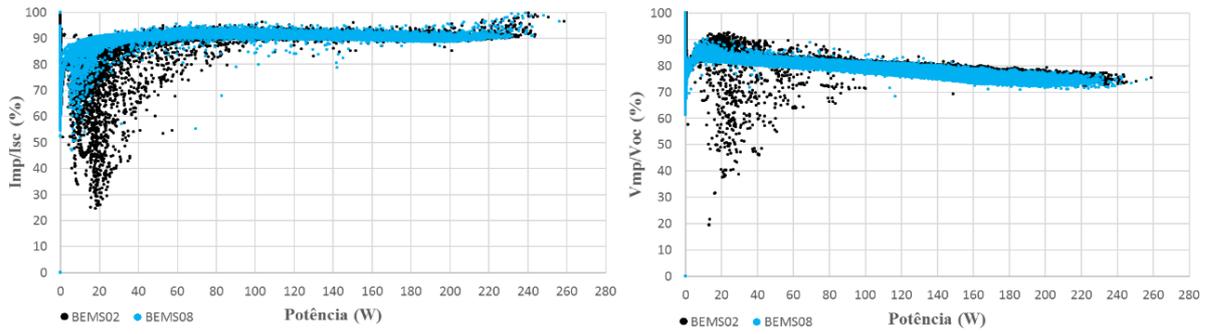


Figura A.14 – Relações Imp/Isc, Vmp/Voc e fator de forma para o módulo YL185.

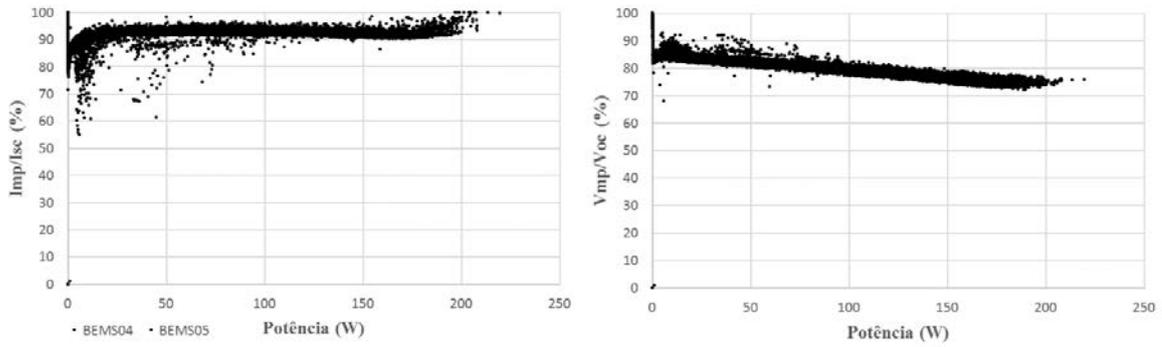


Figura A.15 – Relação entre correntes (Imp/Isc) e tensões (Vmp/Voc) em função da potência do módulo HIT235.

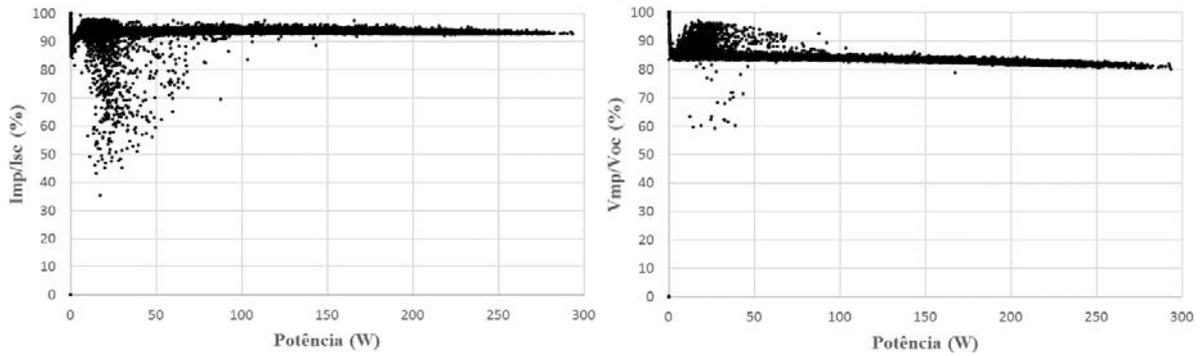


Figura A.16 – Relação entre correntes (Imp/Isc) e tensões (Vmp/Voc) em função da potência do módulo HIT205.

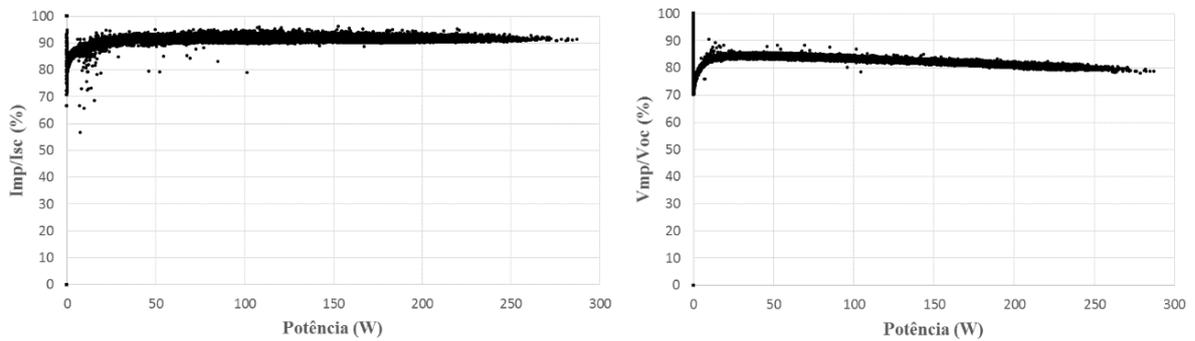
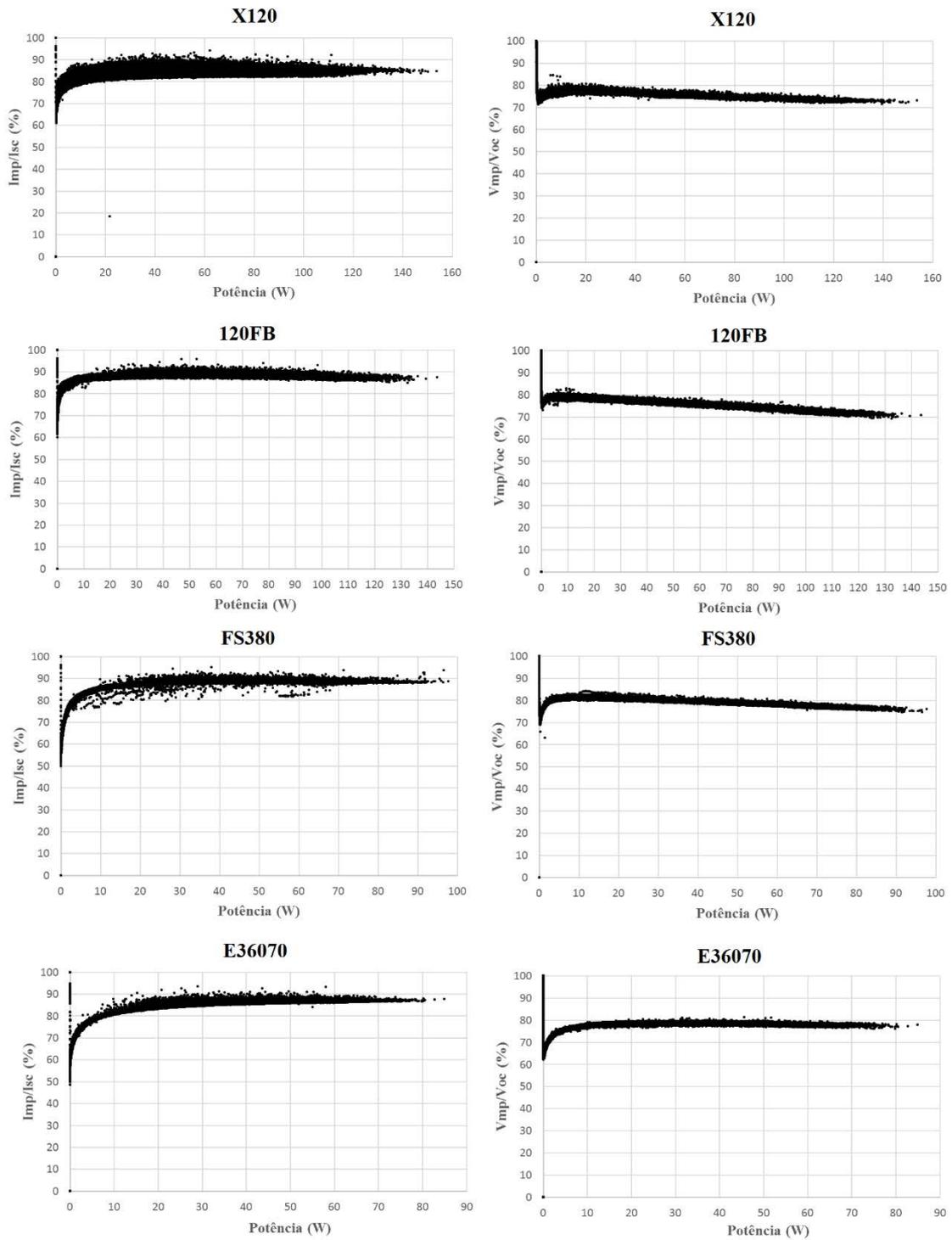


Figura A.17 – Relação entre correntes (I_{mp}/I_{sc}) e tensões (V_{mp}/V_{oc}) em função da potência dos módulos de filme fino.



Apêndice D

O fator de forma é calculado pelo produto dos quocientes V_{mp}/V_{oc} e I_{mp}/I_{sc} , apresentados no Apêndice C. Logo o gráfico desse parâmetro é uma associação dos dois, com formato parecido com a queda dos gráficos das relações da tensão, deslocado para baixo, devido a relação constante e menor que 1 das correntes.

Figura A.18 – Fator de forma em função da potência dos módulos mono e policristalinos

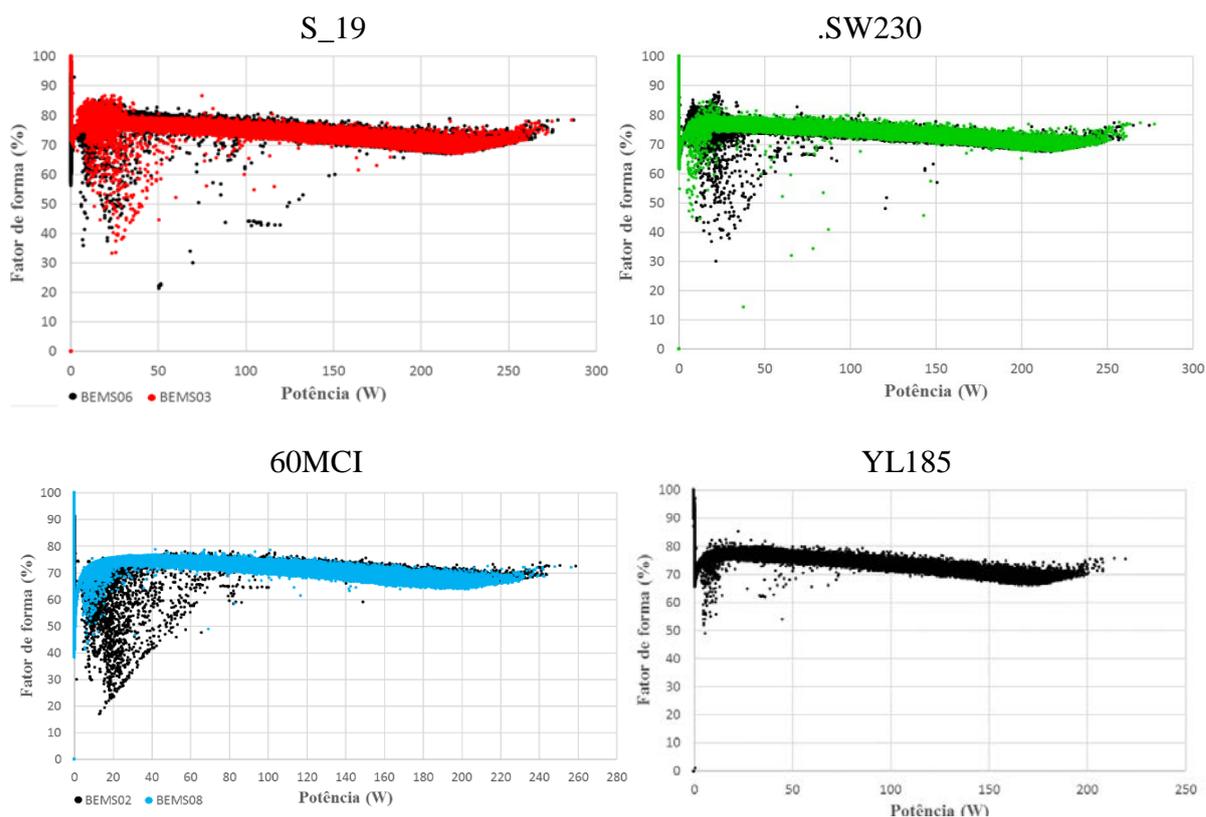


Figura A.19 – Fator de forma em função da potência dos módulos da tecnologia HIT

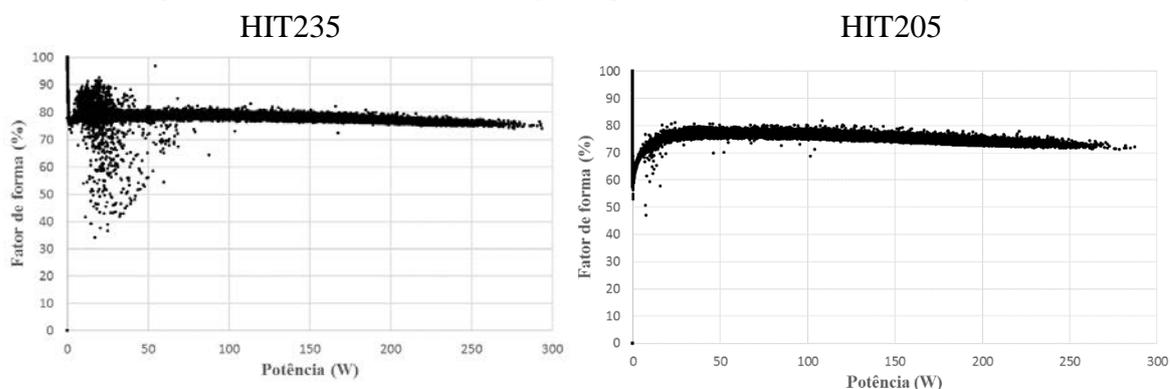
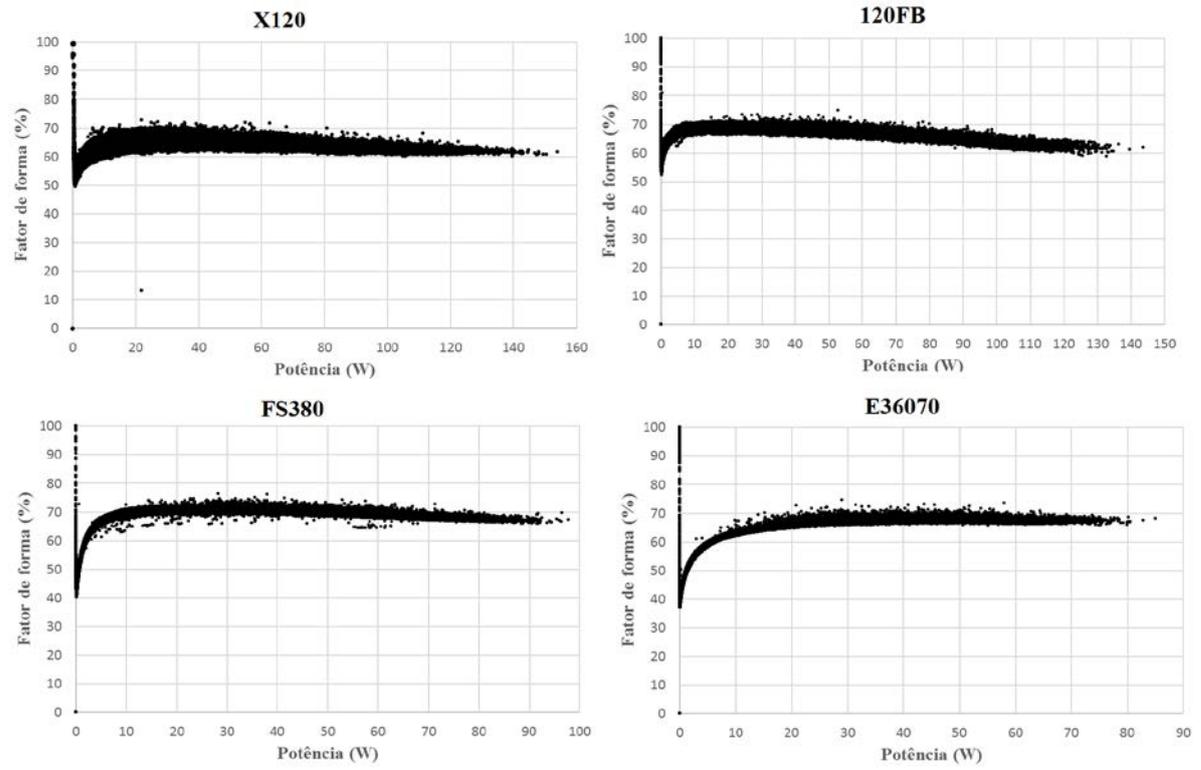


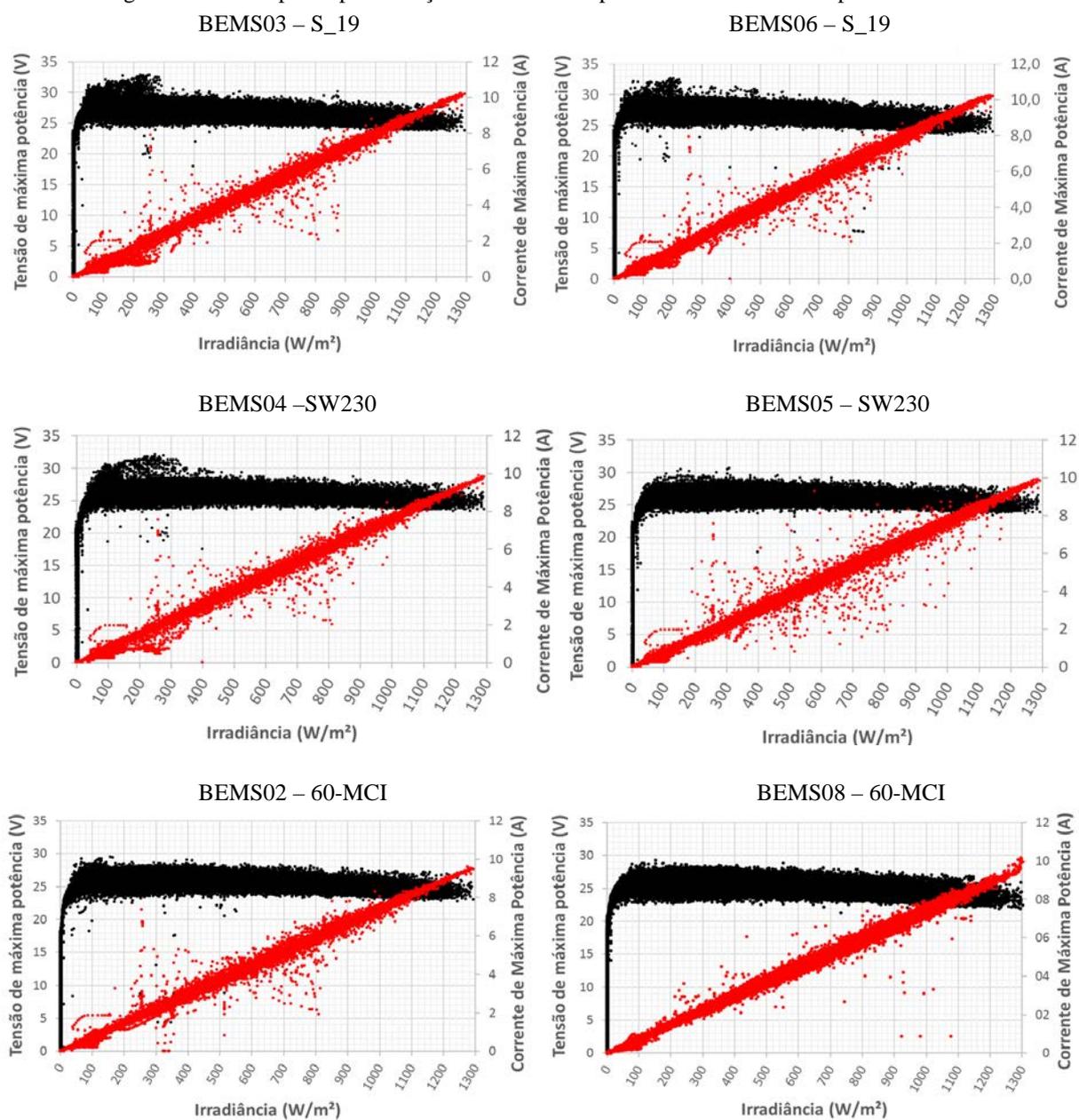
Figura A.20 – Fator de forma em função da potência dos módulos de filme fino.



Apêndice E

Este apêndice mostra a relação de I_{mp} e V_{mp} em função das irradiâncias. É possível observar para quais valores de irradiância os módulos assumem valores próximos aos nominais para as tensões de máxima potência. Para módulos mono e policristalinos esse valor está por volta de 50 W/m^2 . Para os módulos de filme fino X120 e 120FB esse valor fica próximo de 150 W/m^2 .

Figura A.21 – V_{mp} e I_{mp} em função da irradiância para os módulos mono e policristalinos.



YL185

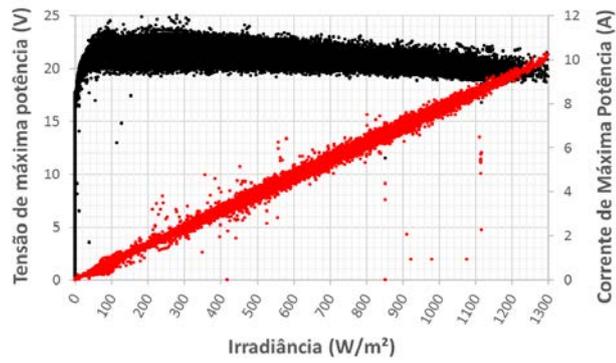
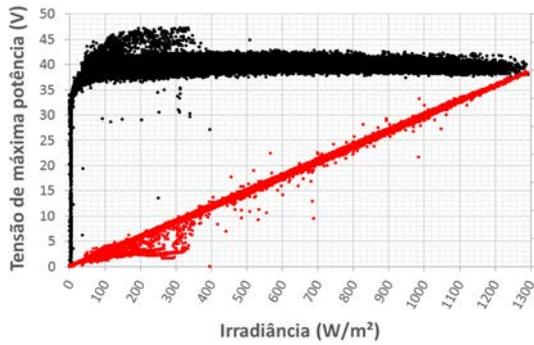


Figura A.22 – Vmp e Imp em função da irradiância para os módulos da tecnologia HIT.

HIT235



HIT205

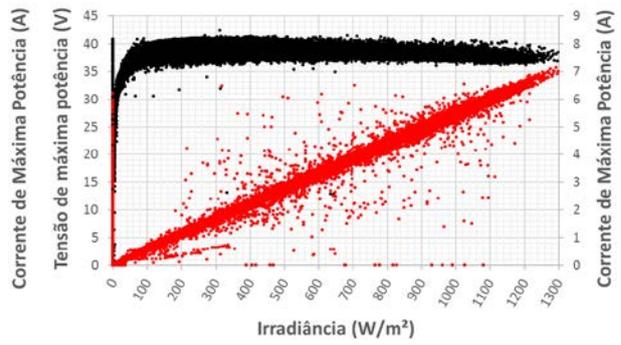
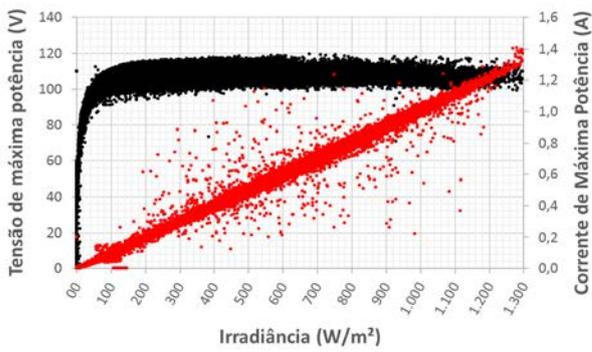
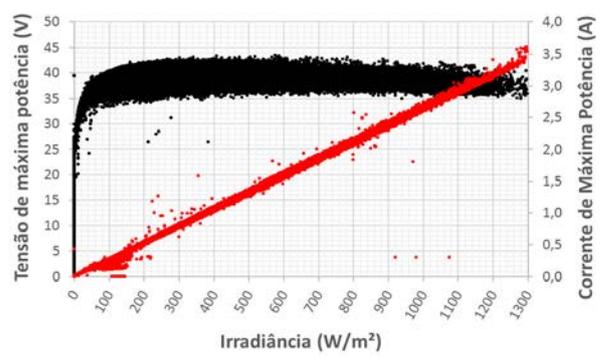


Figura A.23 – Vmp e Imp em função da irradiância para os módulos de filme fino.

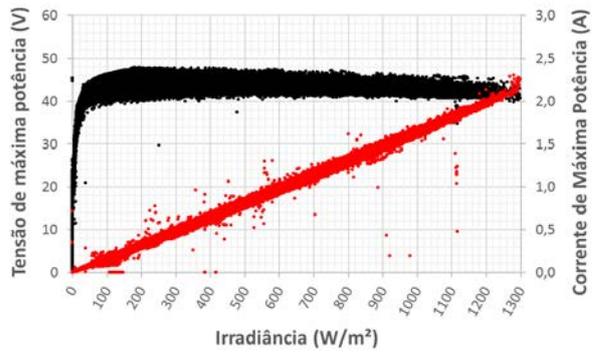
X120



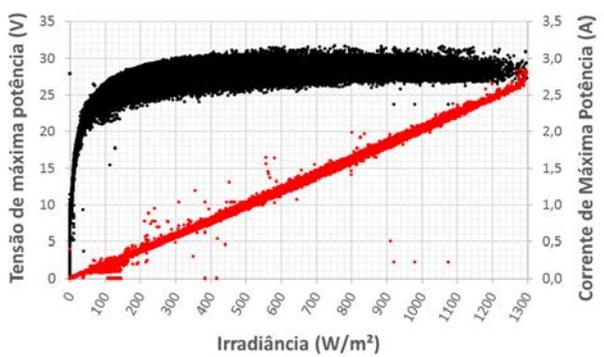
120FB



FS-380



E070

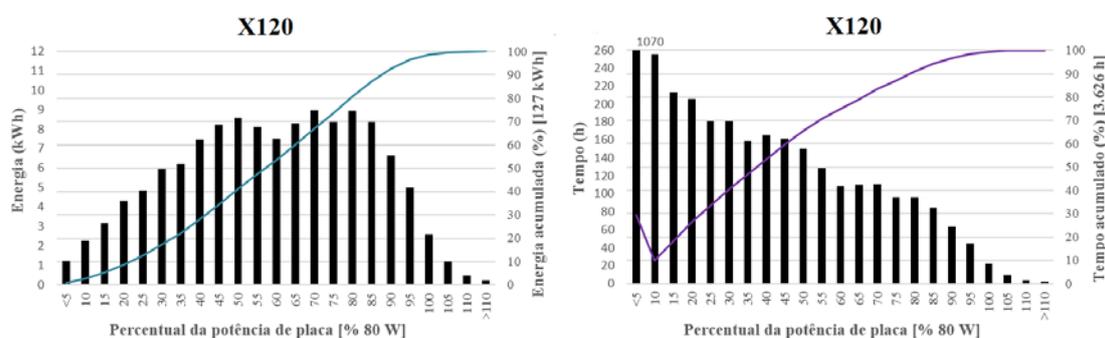


Apêndice F

Neste apêndice são explorados os efeitos da rachadura do módulo X120 nas variáveis medidas. Essa rachadura foi se propagando ao longo do tempo de medição com reflexos claros nos dados medidos. Como se pode notar na Figura 3.46 a rachadura, apesar de atravessar toda a superfície do módulo, não parece ter poder de prejudicar consideravelmente seu desempenho. No início da rachadura não houve diferenças significativas, porém com o passar do tempo e devido principalmente a infiltração, o desempenho do módulo reduziu consideravelmente.

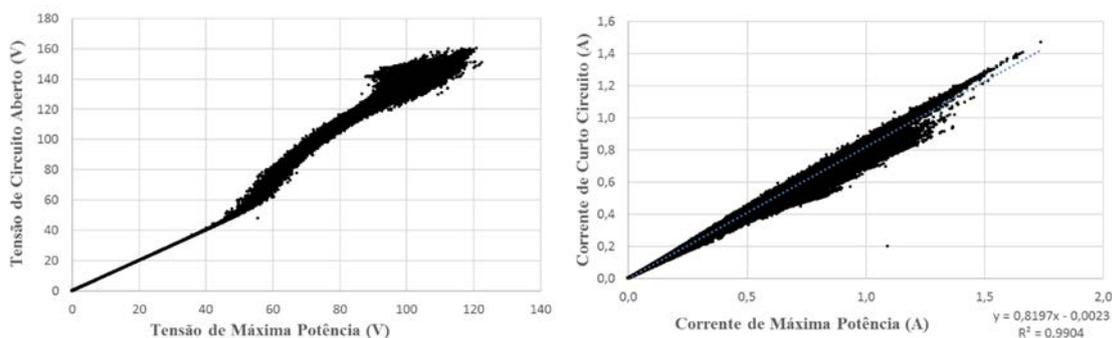
Visando detalhar o efeito dessa rachadura serão apresentados alguns dos gráficos mostrados anteriormente, porém com a inserção do período em que ele esteve danificado. A primeira análise é da distribuição de frequência, que é apresentada na Figura A.24.

Figura A.24 – Distribuição de frequência do módulo X120 com o período que ele esteve danificado.



É possível observar que a curva de distribuição de frequências foi totalmente deformada devido a operação anômala do equipamento, sendo possível observar uma maior quantidade de energia gerada nas faixas menores de potência. O gráfico de distribuição do tempo passou a apresentar uma tendência praticamente linear sem a tradicional elevação nas faixas próximas a 85 %. Na Figura A.25 são apresentados os gráficos de tensões e correntes do módulo.

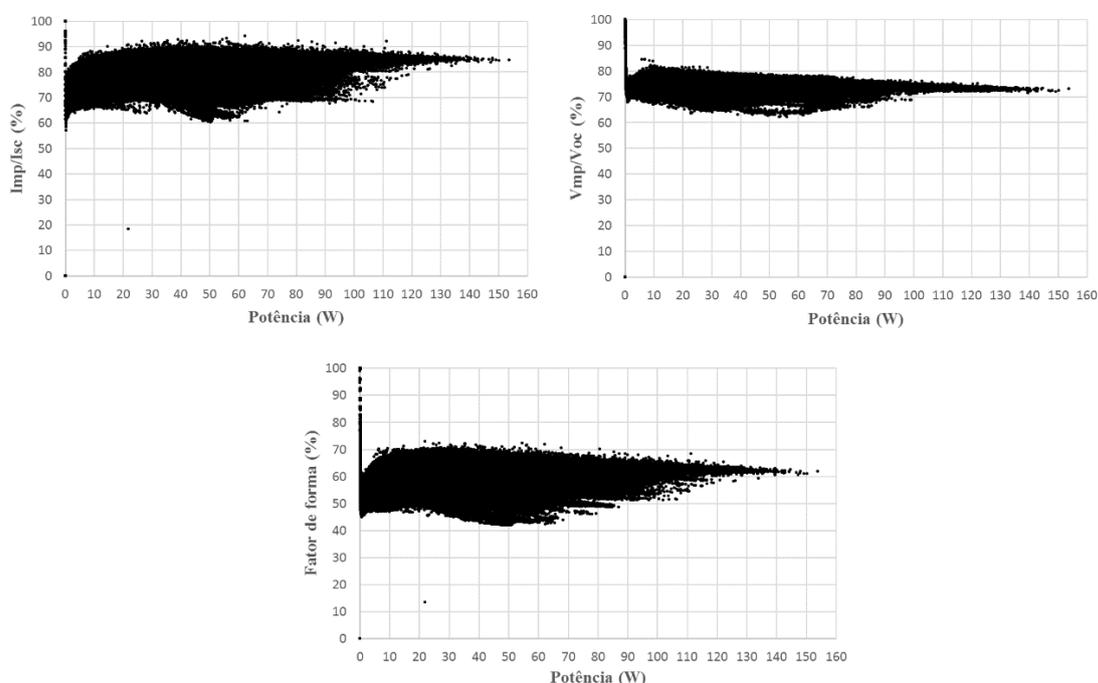
Figura A.25 – Relação entre correntes (I_{sc} e I_{mp}) e tensões (V_{oc} e V_{mp}) do módulo X120 com o período que ele esteve danificado.



Nota-se que a maior influência foi na corrente gerada pelo módulo, aumentando consideravelmente sua dispersão. Além disso, nota-se uma limitação da corrente de máxima potência em 1,3 A, quando normalmente ele atinge até 1,6 A. No gráfico de tensões é possível observar um ligeiro aumento da dispersão dos pontos a partir de valores de V_{mp} de 50 V.

O efeito da queda de desempenho fica mais evidente nos gráficos de tensão, corrente e fator de forma em função da potência como mostrado na Figura A.26.

Figura A.26 – Relação entre correntes (I_{sc} e I_{mp}) e tensões (V_{oc} e V_{mp}) em função da potência para o módulo X120 com o período que ele esteve danificado.

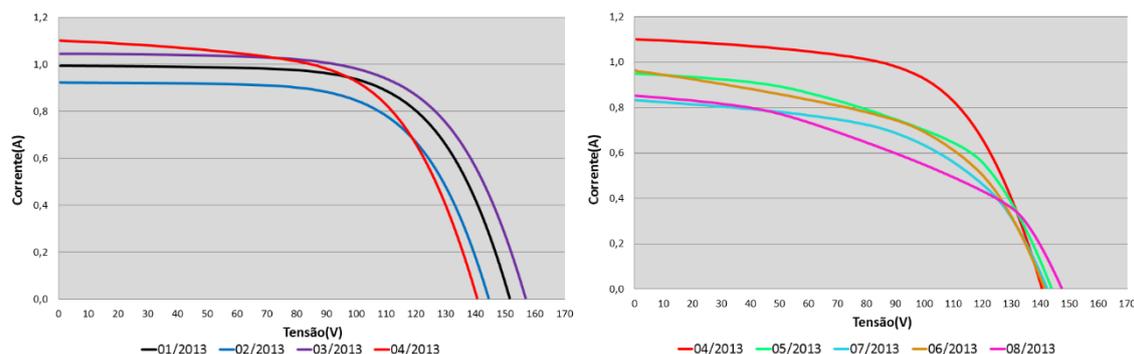


Observa-se claramente em qualquer um dos gráficos o aumento considerável da dispersão dos pontos no sentido de reduzir as relações. Tanto no gráfico de quociente de correntes quanto no gráfico do quociente de tensões foram registrados valores próximos de 60 %, enquanto no gráfico de fator de forma a queda foi até valores de 40 %. Esses valores são

bastante reduzidos quando comparados com os valores originais, que estão em torno de 85 % e 65 %.

Visando analisar a influência dessa rachadura na curva IV desse gerador foram buscadas no banco de dados condições próximas a 1.000 W/m^2 para o dia 15 de cada mês a partir de 01/2013. A Figura A.27 mostra a curva IV para essas medidas.

Figura A.27 – Curvas IV para o módulo X120 medidas com bom funcionamento e no período danificado.



No gráfico da esquerda são apresentados os meses de janeiro a abril, sendo que a rachadura ocorreu no dia 10/04. Nos três primeiros, antes do início da rachadura, é possível notar que a curva IV aparece em perfis bem caracterizados. Já no quarto mês com o início da rachadura o módulo ainda é capaz de gerar uma quantidade elevada de energia, porém já é possível notar claramente a deformação na sua curva IV para esse mês. No gráfico da direita é novamente apresentado o mês de abril e os demais meses de operação do gráfico. Nota-se que já no mês de maio a curva IV cai drasticamente, com um deslocamento considerável do ponto de máxima potência. No último mês de análise o módulo já possui sua curva totalmente deformada, sendo que a curvatura característica do ponto de máxima potência se transformou praticamente em uma reta.

Apêndice G

Neste apêndice são mostrados os gráficos das medidas de V_{mp} e V_{oc} em função da temperatura da parte posterior dos módulos. Nesses gráficos é possível identificar a faixa de temperatura desenvolvida durante a operação de cada um dos módulos. Além disso é possível observar características como o valor máximo das tensões de V_{mp} e V_{oc} e a queda nessas grandezas com o aumento da temperatura.

Figura A.28 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos S_19.

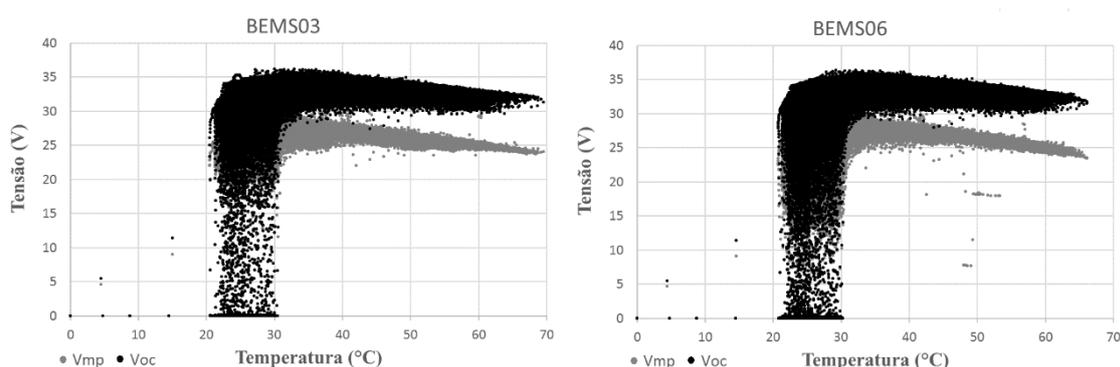


Figura A.29 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos SW230.

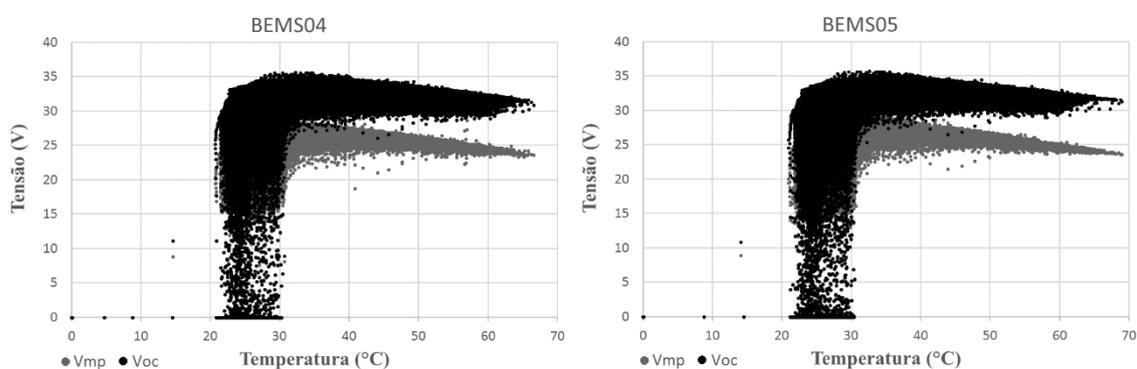


Figura A.30 – V_{oc} e V_{mp} em função da temperatura da parte posterior dos módulos 60MCI.

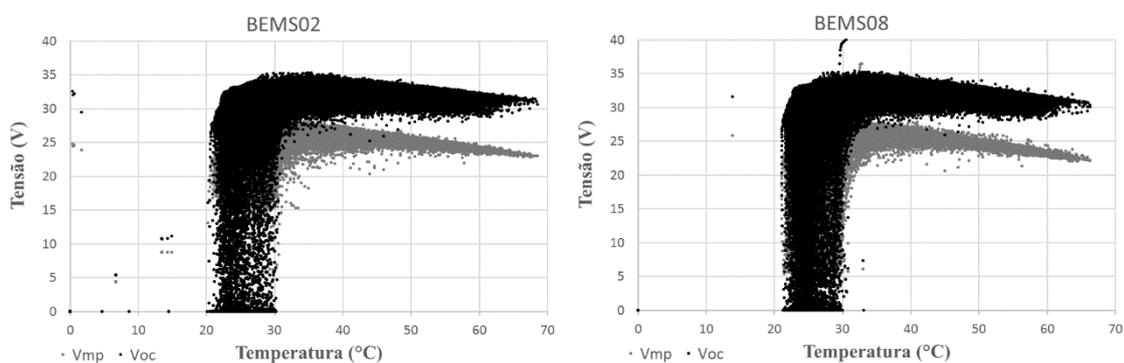


Figura A.31 – Voc e Vmp em função da temperatura da parte posterior do módulo YL185.

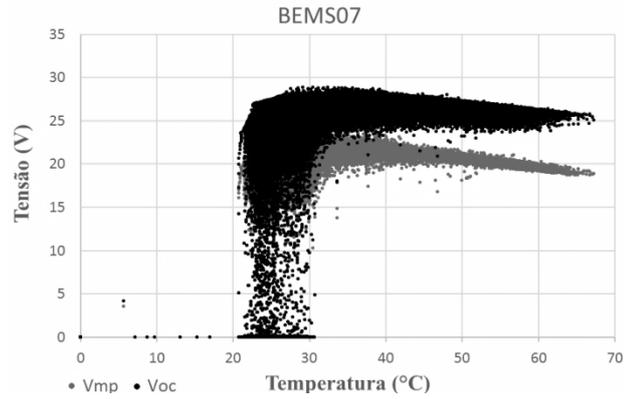


Figura A.32 – Voc e Vmp em função da temperatura da parte posterior dos módulos HIT.

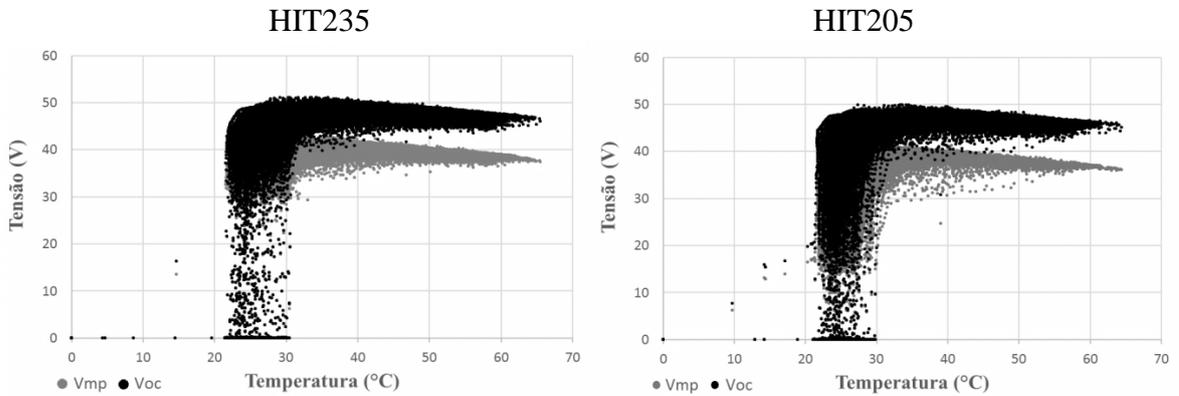


Figura A.33 – Voc e Vmp em função da temperatura da parte posterior dos módulos de filme fino.

