

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

MEDIÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A SOL-REAL
POR MEIO DE DUAS CARGAS CAPACITIVAS

THIAGO RODRIGUES BRITO

DM 26 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

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

THIAGO RODRIGUES BRITO

MEDIÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A SOL-REAL POR
MEIO DE DUAS CARGAS CAPACITIVAS

DM 26 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

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

THIAGO RODRIGUES BRITO

MEDIÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A SOL REAL POR
MEIO DE DUPLA CARGA CAPACITIVA

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
2018

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Brito, Thiago Rodrigues, 1989-

Medição de módulos fotovoltaicos a sol-real por meio de duas cargas capacitivas / Thiago Rodrigues Brito.-2018.

Orientador: Wilson Negrão Macêdo;
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2018.

1. Sistemas de energia fotovoltaica - testes. 2. Energia solar. I. Título.

CDD 23. ed. 621.31244

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

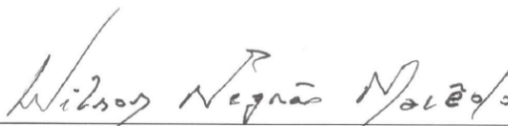
**“MEDIÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A SOL-REAL POR
MEIO DE DUAS CARGAS CAPACITIVAS”**

AUTOR: **THIAGO RODRIGUES BRITO**

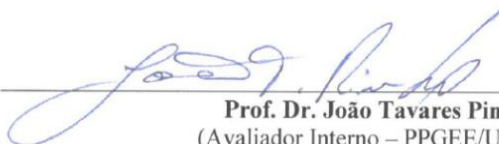
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 16/08/2018

BANCA EXAMINADORA:



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



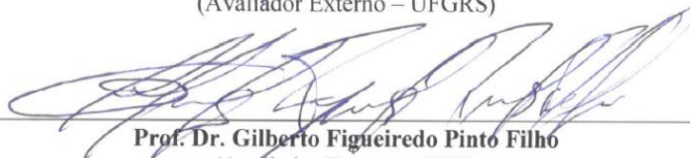
Prof. Dr. João Tavares Pinho
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)



Prof. Dr. César Wilhelm Massen Prieb
(Avaliador Externo – UFGRS)



Prof. Dr. Gilberto Figueiredo Pinto Filho
(Avaliador Externo – USP)

VISTO:

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

AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial, minha mãe Débora e minha avó Maria Dorotéia, por sempre acreditarem em mim e me ajudarem a ser uma pessoa do bem.

À Daniele Costa, pelo seu amor, compreensão, e por sempre ter a palavra que conforta em momentos conturbados.

Ao professor e amigo, Dr. Wilson Negrão Macêdo, pela orientação, ensinamentos e compreensão em momentos de grande dificuldade, sou eternamente grato.

Ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas - GEDAE, por me dar os meios deste trabalho poder ser desenvolvido.

Aos amigos do GEDAE, Wesley, Vilson, Pedro, Fabrício, Mailsom, Marinaldo, José, Diego, Leonam, Keila, Renato e Orlando, por toda ajuda durante as medições, e pelos dias de convívio no laboratório, compartilhando sempre muito conhecimento, trabalho e risadas. Em especial a Pedro, Renato e Marinaldo, pela elaboração da segunda carga capacitiva utilizada neste trabalho.

Agradeço a todos que ajudaram direta e indiretamente na elaboração deste trabalho, e ao contribuinte brasileiro que acredita que a educação do nosso povo é a principal arma para construirmos um país mais justo.

“Na adversidade, uns desistem, enquanto outros batem recordes” – Senna, Ayrton.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1. CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS.....	4
1.1 Células e módulos fotovoltaicos	4
1.2. Circuito Equivalente.....	6
1.2.1 Modelo ideal.....	6
1.2.1 Modelo de um diodo	7
1.3. Curva característica I-V	8
1.3.1 Influência da irradiância e temperatura na curva I-V.....	10
1.3.2. Influência da resistência série e paralela na curva I-V.....	12
1.4. Técnicas de extrapolação de curva I-V	14
1.4.1. Norma IEC 60891	14
1.5. Medição com simuladores solares (<i>indoor</i>)	16
1.6 Medição a sol real (<i>outdoor</i>).....	18
2. PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS.....	24
2.1. Equipamentos de medição	24
2.1.1. Simulador solar	24
2.1.2. Osciloscópio.....	25
2.1.3. Carga capacitiva 1 – Dispositivo sob teste.....	26
2.1.4. Carga capacitiva 2 – módulo de referência.....	29
2.1.5. Sensor de temperatura.....	31
2.1.6. Módulo de referência	32
2.2. Arranjo experimental e metodologia.....	35
2.3. Programa desenvolvido em <i>Visual Basic for Applications</i> - VBA	37
3. RESULTADOS EXPERIMENTAIS	44
3.1. Resultados das medições com o simulador solar	46
3.2. Resultados das medições <i>outdoor</i> utilizando o módulo de 23 Wp como sensor .	48
3.2. Resultados das medições <i>outdoor</i> utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT como sensor.....	52
CONCLUSÕES	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

ANEXO A – Folhas de dados dos módulos fotovoltaicos	64
APÊNDICE A – Relatórios do simulador solar	73
APÊNDICE B – Código do programa desenvolvido	92

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Representação de uma célula fotovoltaica típica de silício.....	5
Figura 1.2 – Visão de corte de um módulo fotovoltaico.	5
Figura 1.3 - Circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica.	6
Figura 1.4 - Circuito elétrico equivalente do modelo de 1 diodo.	7
Figura 1.5 - Curva I-V e P-V de um módulo fotovoltaico com destaque dos parâmetros elétricos.....	9
Figura 1.6 - Influência da irradiância sobre uma célula fotovoltaica.	11
Figura 1.7 - Efeito da variação da temperatura na curva I-V de uma célula fotovoltaica.	12
Figura 1.8 - Efeito da variação da resistência série em um módulo de 72 células.	13
Figura 1.9 - Efeito da variação da resistência paralela em um módulo de 72 células.	13
Figura 1.10 – Arranjo típico de um simulador solar, indicando os principais componentes. ..	17
Figura 1.11 – Diagrama esquemático da carga capacitiva desenvolvida pelo centro de pesquisa de Lewis.	19
Figura 1.12 – Circuito de potência da carga capacitiva desenvolvida pelos autores.....	20
Figura 1.13 – Câmara climatizada desenvolvida no laboratório da UFRGS.....	21
Figura 1.14 – Medidas de tensão e corrente com o tempo para gerador de 500 kW _p	21
Figura 1.15 – Solar Box desenvolvida pelo laboratório da Universidade Politécnica de Madrid.	22
Figura 1.16 – Aparato experimental para técnica de sombreamento: (a) Sem sombreamento	23
Figura 2.1 – Simulador solar do GEDAE.....	24
Figura 2.2 – Osciloscópio de quatro canais modelo 190-204 Fluke.	25
Figura 2.3 – Carga capacitiva 1 para medição do dispositivo sob teste a) detalhe da montagem em maleta. b) detalhe do circuito de controle.....	26
Figura 2.4 – Fonte de alimentação da carga capacitiva a) baterias de íon de lítio modelo 18650. b) carregador BMS modelo 4S8080LI502.	27
Figura 2.5 – Curva de calibração dos resistores shunt utilizados nas cargas capacitivas.....	28
Figura 2.6 – Interconexão entre as cargas capacitivas: (a) Cabo de três vias com conector XLR 24 e (b) Detalhe do conector fêmea XLR 24 na carga capacitiva e terminais de alimentação.....	28
Figura 2.7– Carga capacitiva 2 para medição do módulo de referência: (a) Vista superior (b)	

Capacitores eletrolíticos conectados a chave seletora e (c) Vista lateral mostrando o conector fêmea XLR 24.	29
Figura 2.8 – Diagrama esquemático de interconexão entre as duas cargas capacitivas.	30
Figura 2.9 – Curva tensão(V) x tempo (ms) para o tempo de acionamento entre as cargas capacitivas.	30
Figura 2.10 – Sensor PT 1000 fixado na parte posterior do módulo.	31
Figura 2.11 – Termômetro infravermelho modelo ITTI 1600.	32
Figura 2.12 - Curvas de calibração dos sensores PT 1000 utilizando o sensor infravermelho.	32
Figura 2.13 – Módulo de referência multicristalino.	33
Figura 2.14 – Curvas do ensaio de determinação dos coeficientes de temperatura do módulo de referência.	33
Figura 2.15 – Curvas I-V e P-V obtidas no simulador solar.	34
Figura 2.16 – Arranjo experimental para aquisição de curva a sol-real.	35
Figura 2.17 – DUT e módulo de referência posicionados na área de teste.	36
Figura 2.18 – DUT e módulo de referência de mesmo modelo na área de teste.	36
Figura 2.19 – Aba principal do programa em desenvolvido em VBA.	38
Figura 2.20 – Aba para cadastro dos módulos que serão medidos.	39
Figura 2.21 – Janela para seleção dos módulos.	39
Figura 2.22 – Gráficos das curvas I-V da aba Dados Brutos.	40
Figura 2.23 – Gráficos relativos a aba Extrapolação para ambos os módulos medidos.	41
Figura 2.24 – Relatório de medida.	42
Figura 2.25 – Fluxograma da metodologia utilizada para medição dos módulos.	43
Figura 3.1 – Representação esquemática do diagrama de caixa (<i>boxplot</i>).	45
Figura 3.2 – Diagrama de caixa do desvio percentual de máxima potência. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de 23 Wp como sensor.	48
Figura 3.3 – Diagrama de caixa dos valores de temperatura (°C) obtidas para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de 23 Wp como sensor.	49
Figura 3.4 - Diagrama de caixa dos valores de irradiância (W/m ²) medidas para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de 23 W como sensor.	50
Figura 3.5 - Diagrama de caixa do desvio percentual de máxima potência. Compilação das	

cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.....	54
Figura 3.6- Diagrama de caixa dos valores de temperatura (°C) para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.....	55
Figura 3.7 - Diagrama de caixa dos valores de irradiância (W/m ²) para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Classificação de simuladores solares de acordo com a IEC 60904-9.....	18
Tabela 2.1 – Classificação de simuladores solares de acordo com a IEC 60904-9.....	25
Tabela 2.2 – Valores medidos com simulador solar para o módulo de referência ou padrão..	34
Tabela 3.1 – Dados de catálogo para os oito módulos ensaiados.....	44
Tabela 3.2 – Parâmetros elétricos da folha de dados, simulador solar e tolerância de máxima potência para cada módulo ensaiado.	47

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo		Unidade
AM	Massa de ar	[-]
FF	Fator de forma	[-]
FF_0	Fator de forma idealizado	[-]
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência	[A]
I	Corrente elétrica	[A]
I_{SC}	Corrente de curto-circuito	[A]
I_D	Corrente do diodo	[A]
I_S	Corrente de saturação reversa	[A]
I_{fg}	Corrente fotogerada	[A]
k	Fator de correção da curva	[$\Omega/^\circ\text{C}$]
k_B	Constante de Boltzmann	[J/K]
m	Fator de idealidade do diodo	[-]
P_{MP}	Ponto de máxima potência	[W]
q	Carga do elétron	[C]
R_{CH}	Resistência característica	[Ω]
R_p	Resistência paralela	[Ω]
R_s	Resistência série	[Ω]
V	Tensão	[V]
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	[V]
V_T	Tensão térmica	
Letras gregas		
α	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura	[A/ $^\circ\text{C}$]
β	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura	[V/ $^\circ\text{C}$]

RESUMO

Com a crescente demanda de energia elétrica ao redor do mundo, cada vez mais as fontes renováveis de energia vêm adquirindo espaço na matriz energética mundial. Nesse contexto, a energia fotovoltaica tem se destacado com altos índices de crescimento. Contudo, com a sua inserção faz-se necessário dispor de meios para avaliação do desempenho dos módulos fotovoltaicos, que pode ser realizado através da obtenção de sua curva característica I-V. A partir desta os parâmetros elétricos do módulo podem ser definidos, além de ser um indicador de possíveis falhas de fabricação, conexão ou possível sombreamento das células. Através do uso de simuladores solares, tornou-se mais rápido e confiável a obtenção de tal curva. No entanto, os altos custos de um simulador limitam o acesso a tal tipo de medição e, além disso, estes se restringem ao ensaio individual de módulos. Este trabalho busca avaliar uma metodologia para aquisição de curva I-V sob sol-real. Para isto, foram utilizadas duas cargas capacitivas e um módulo de referência para medida de irradiância e temperatura de operação do gerador fotovoltaico. As condições padrões de teste são obtidas por meio do que é descrito na norma IEC 60891. Módulos de tecnologia de silício foram testados e seus resultados confrontados com o do simulador solar presente no laboratório do GEDAE/UFPA. Os resultados obtidos indicam que dependendo da forma de cálculo e considerações acerca da medição da temperatura, esta pode ser uma metodologia adequada para medição de módulos fotovoltaicos em campo.

PALAVRAS-CHAVE: Medição a sol-real, Simulador Solar, Extrapolação de curva I-V.

ABSTRACT

With the increasing demand for electricity worldwide, renewable energy sources are increasingly acquiring space in the world's energy matrix. In this context, photovoltaic energy has stood out with high growth rates. However, it is necessary to have means to evaluate the performance of the photovoltaic modules. This can be done by means of its characteristic I-V curve, from which the module's electrical parameters can be evaluated and used as an indicator of possible manufacturing faults, connection or shading. The use of solar simulators is a faster and more reliable to obtain such I-V curve. However, the high costs of a simulator limits access to such measurement, moreover, it is limited to measure only a single PV module. This work seeks to evaluate a methodology for the I-V curve acquisition under outdoor conditions by using two capacitive loads and a reference module as irradiance and temperature sensor. The standard test conditions are obtained by means of IEC 60891 procedures. Silicon technology modules were tested and their results were compared with indoor measurement, using the solar simulator located at GEDAE/UFPA solar laboratory. The results indicated that, depending on which calculation method and considerations related to temperature, this can be a suitable methodology for the measurement of a photovoltaic module.

KEYWORDS: Outdoor measurement, solar simulator, I-V curve extrapolation.

INTRODUÇÃO

A energia solar é uma das alternativas energéticas mais promissoras para os desafios da crescente demanda de energia elétrica mundialmente.

De acordo com o relatório “*Snapshot of global photovoltaic markets*” (IAE, 2018) no ano de 2017, o mercado fotovoltaico novamente quebrou recorde e continuou sua expansão global, alcançando aproximadamente 100 GW de capacidade instalada. A principal razão para este crescimento é a participação da China que detém cerca de 32% de tal capacidade global e 54% do mercado fotovoltaico. No total, 29 países ultrapassaram a barreira dos GW instalados (IAE, 2018).

No Brasil, com o crescimento da demanda de eletricidade, onde estimativas apontam para um crescimento do consumo da ordem de 200% para os próximos 30 anos, torna-se necessário diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira (EPE, 2016). Nesse aspecto, o Brasil situa-se em plena expansão do seu mercado fotovoltaico, atingindo 910 MW de capacidade instalada em 2017 (IAE, 2018).

Considerando o cenário mundial e nacional, com o aumento do número de instalações fotovoltaicas, na sua maior parte através de sistemas conectados à rede elétrica, é notório que a caracterização dos módulos fotovoltaicos constitui uma ferramenta fundamental para a avaliação de novos empreendimentos e acompanhamento dos já existentes, a fim de investigar o desempenho dos sistemas.

Desta forma, a caracterização dos módulos através de sua curva característica corrente *versus* tensão (curva I-V) é uma importante ferramenta para avaliar o desempenho do módulo, pois através dela podem-se mensurar os principais parâmetros elétricos; são estes, a corrente de curto-circuito (I_{SC}), a tensão de circuito aberto (V_{OC}), ponto de máxima potência (P_{MP}), corrente no ponto de máxima potência (I_{MP}) e tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}).

Como forma de padronização, as curvas I-V de um módulo são obtidas sob condições específicas, denominadas condições padrão de teste, ou STC (*Standard Test Conditions*), que determina temperatura de célula (T_C) de 25 °C, irradiância (G) de 1.000 W/m² e massa de ar (AM) de 1,5. Quando a curva é obtida fora destas condições, ou necessita-se saber o comportamento do módulo em outra condição de medição, faz-se necessária a aplicação de algum método de translação (BÜHLER e KREZIGER, 2008).

Os métodos de translação de curva consistem em ajustes geométricos ou numéricos da curva obtida, a fim de transpô-la para as STC, ou outra condição de interesse. Como é o caso

da norma IEC 60891, que para realizar a translação da curva necessita a determinação dos parâmetros resistência série (R_s) e o fator de correção da curva (k) para o procedimento de translação poder ser realizado.

Neste contexto, baseada nas condições impostas pelas STC, pesquisadores comumente utilizam simuladores solares, medições conhecidas como *indoor*, para ensaiarem módulos fotovoltaicos. Tal medição em laboratório permite um melhor controle das condições de ensaio. No entanto, os altos custos para aquisição de um simulador solar, ainda que de classe CCC¹, classificação baseada na norma IEC 60904-9, faz com que este tipo de medição fique restrita a poucos laboratórios e pesquisadores. O Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas - GEDAE é um dos laboratórios que possui simulador de classificação superior a AAA. Cabe ressaltar que apenas quatro laboratórios, incluindo o GEDAE, possuem simuladores solares em pleno funcionamento no país.

De maneira alternativa às medições com simulador solar, metodologias para ensaios a sol-real (*outdoor*) são utilizadas com intuito de obter as condições padrões utilizando cargas capacitivas ou cargas eletrônicas para aquisição da curva I-V e sistemas de refrigeração do módulo para controle de temperatura, ou através da monitoração da temperatura ambiente (BÜHLER, 2007) (CARRILLO *et al.*, 2017) (KAWAGOE, HISHIKAWA e YAMADA, 2017). No entanto, apesar da vantagem da medição a Sol-real possuir melhor uniformidade da radiação solar, sabe-se que durante a operação em campo, poucos são os momentos em que se pode obter a condição padrão, pois facilmente a temperatura do módulo ultrapassa valores de 50 °C e, além disso, dependendo da região do planeta, as oportunidades de obter uma irradiância de 1.000 W/m² são limitadas ou inexistentes.

Com base no exposto, esta dissertação busca avaliar a obtenção de curvas I-V a sol-real de um módulo fotovoltaico com os seguintes objetivos:

- Avaliar a utilização de duas cargas capacitivas para obtenção de curvas I-V (uma relativa ao módulo que desejamos transladar a curva e outra para o módulo de referência) durante a medição a Sol-real. Observando questões como tempo de acionamento entre as cargas e tempo de carga dos capacitores;

- Utilizar um módulo fotovoltaico de referência para medida de irradiância e cálculo da temperatura. Este módulo é previamente medido em simulador solar e com os dados de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto do mesmo, medidos a sol-real, calcula-se

¹ Classificação de simuladores solares baseada na norma IEC 60904-9, onde três aspectos do simulador são avaliados e atribui-se uma letra que pode ser A (melhor avaliação), B ou C (pior avaliação).

a temperatura.

- Através do equacionamento proposto na norma IEC60891 realizar a extrapolação da curva I-V de um módulo, porém utilizando um equacionamento empírico para determinação da resistência série (R_S) e um valor típico para o fator de correção da curva (k);

- Avaliar se a utilização de um módulo de referência de mesma tecnologia é suficiente para obter melhores resultados de translação ou se é preferível utilizar um módulo de mesma tecnologia e fabricante do dispositivo em estudo;

- Realizar a comparação de cinco análises referentes à forma como a temperatura é determinada e identificar qual em procedimento obtém-se melhores resultados no que diz respeito à determinação da máxima potência do módulo fotovoltaico.

- Comparar os resultados da medição a Sol-real com as medições de simulador solar e com base nos objetivos anteriores, determinar qual metodologia seria a mais indicada para se obter menores desvios com relação à máxima potência, quando a curva I-V é extrapolada para STC.

Para isso, a presente dissertação está organizada da seguinte forma:

No Capítulo 1, faz-se a revisão teórica dos seguintes pontos: modelos matemáticos para células e módulos fotovoltaicos, curva característica I-V e a influência dos parâmetros de um dado modelo sobre a mesma, técnicas de translação de curva para as condições padrões de teste, medições com simuladores solares e estado da arte de medições *outdoor*;

No capítulo 2, apresentam-se os equipamentos utilizados, detalhando cada componente, como simulador solar, cargas capacitivas, sensor de temperatura, resistores *shunt*, multímetros e osciloscópio, bem como calibrações e medições realizadas com o simulador solar. Além disso, o programa desenvolvido em VBA (*Visual Basic for Applications*) responsável pela translação das curvas é detalhado;

No capítulo 3, os resultados obtidos neste trabalho são avaliados e discutidos detalhadamente para cada módulo medido através da metodologia proposta nesta dissertação.

1. CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS

O desempenho de um gerador fotovoltaico, mensurado através da produção de energia elétrica, depende basicamente das condições que são a irradiação solar disponível na localidade, temperatura ambiente e configuração do arranjo fotovoltaico em estudo (PEARSALL, 2017) (MERTENS, 2014).

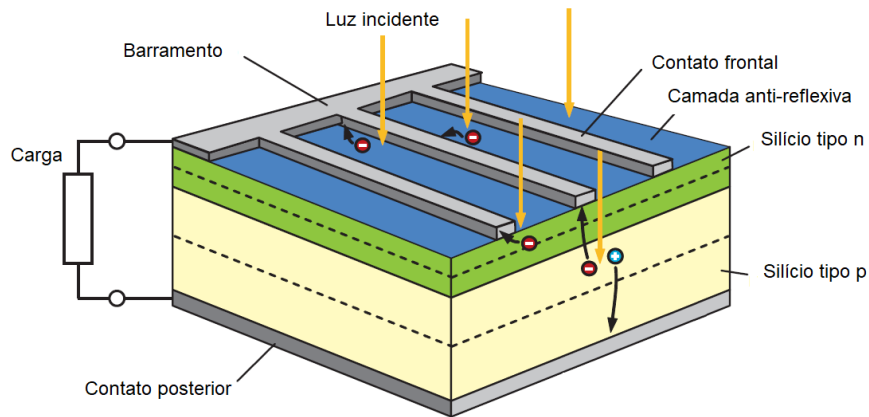
Nesse aspecto, a caracterização elétrica de um dispositivo fotovoltaico pode ser realizada através da medição de sua curva I-V. Tal curva fornecerá informações fundamentais sobre os principais parâmetros elétricos do módulo ou gerador fotovoltaico e pode ser determinada em ambiente interno de laboratório, no caso de módulos, ou fora dele. Qualquer alteração no padrão da curva I-V pode ser um indicativo de problemas de sombreamento, falhas de conexões, problemas em células, etc.

As características elétricas do módulo incluem os parâmetros elétricos na STC assim como coeficiente de temperatura, resposta espectral, comportamento térmico dentre outros. Por conta disso, normalizações foram estabelecidas para definir procedimentos para aquisição de curvas, como a norma europeia EN 60904:1-10.

1.1 Células e módulos fotovoltaicos

A célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor responsável pela conversão da energia solar incidente em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. De um modo geral, pode ser considerada como um diodo de junção p-n de grande área. Dependendo da forma que os átomos constituintes estão estruturados, é classificada de duas maneiras, estrutura cristalina (subdividida em monocristalina e multicristalina) e amorfa. Com relação ao elemento utilizado, pode ser composta por um único elemento (silício, germânio, selênio) ou por compostos (telureto de cádmio- CdTe, arseneto de gálio- GaAs, dentre outros). A fim de minimizar perdas por reflexão, na parte frontal das células é depositada uma camada de um material, comumente dióxido de titânio ou de silício. Além disso, uma malha de contatos metálicos responsáveis pela coleta da corrente gerada é posta na superfície da célula e outra camada na parte posterior. A Figura 1.1 mostra a representação de uma célula típica de silício.

Figura 1.1 – Representação de uma célula fotovoltaica típica de silício

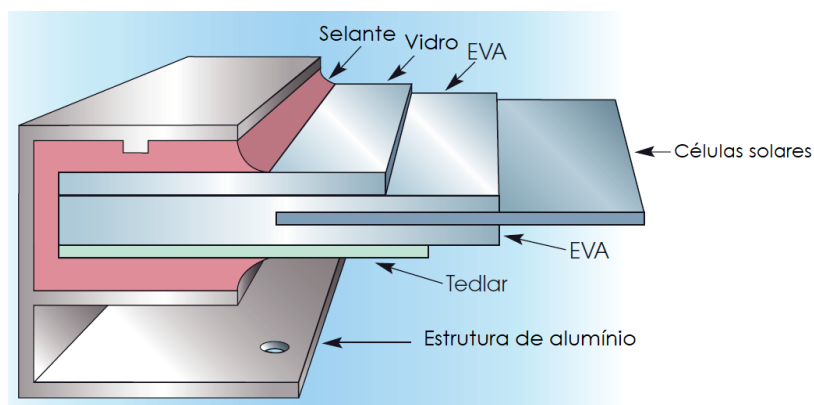


Fonte: MERTENS, 2014.

A tensão de circuito aberto gerado por uma célula de silício cristalino é da ordem de 0,6 V, tensão de aplicabilidade muito restrita. Desta forma faz-se necessário associar as células com o intuito de aumentar a tensão fornecida pelo dispositivo fotovoltaico. A esta associação denomina-se módulo fotovoltaico.

Tal associação de células, feita através de fitas de cobre galvanizado ou prata, é encapsulada através de um polímero termoplástico transparente (Etil Vinil Acetato – EVA), a fim de se obter proteção contra intempérie sem impedir o caminho óptico para a luz incidente sobre as células. A cobertura frontal é feita através de um vidro temperado e na parte posterior normalmente utiliza-se o Fluoreto de polivinil (PVF), também conhecido como Tedlar. Uma moldura metálica, normalmente de alumínio, é fixada ao módulo para fornecer rigidez mecânica e facilitar a fixação do mesmo. A Figura 1.2 mostra os detalhes da estrutura de um módulo fotovoltaico.

Figura 1.2 – Visão de corte de um módulo fotovoltaico.



Fonte: LYNN, 2010.

1.2. Circuito Equivalente

1.2.1 Modelo ideal

Para as determinações do circuito equivalente de uma célula utiliza-se como ponto de partida a equação (1.1), conhecida como equação de Shockley, e a equação (1.2) referente à tensão térmica.

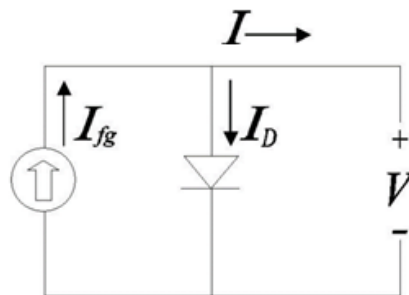
$$I_D = I_S \cdot \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1 \right) \quad (1.1)$$

$$V_T = \frac{m \cdot k_B \cdot T}{q} \quad (1.2)$$

onde I_D é a corrente que atravessa o diodo, I_S é a corrente de saturação reversa do mesmo, V_D é a tensão entre os seus terminais, V_T a tensão térmica, q é a carga do elétron, T é a temperatura, k_B é a constante de Boltzmann e m é o fator de idealidade (valor típico entre 1 e 2).

As equações anteriores servem de base para a representação do modelo idealizado de célula que consiste na junção p-n sendo iluminada. Tal iluminação faz circular uma corrente elétrica e, como esta é gerada a partir de fótons, define-se o termo de fotocorrente (I_{fg}) que é proporcional à irradiância. O circuito equivalente indicado na Figura 1.3 consiste em um diodo em paralelo com uma fonte de corrente, desta forma, tem-se que a corrente que o dispositivo fotovoltaico disponibiliza para o circuito externo é a diferença da fotogerada menos a corrente do diodo, conforme a equação (1.3).

Figura 1.3 - Circuito equivalente ideal de uma célula fotovoltaica.



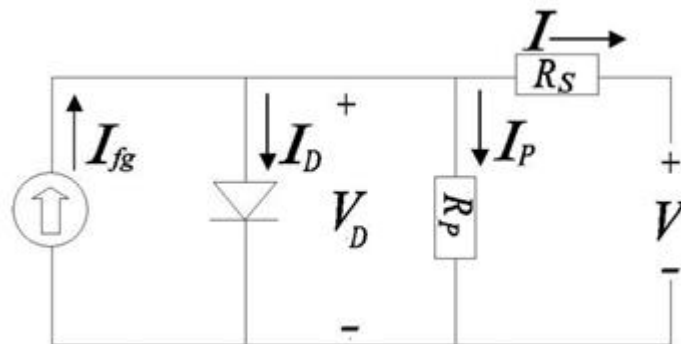
Fonte: Adaptado de BÜHLER, 2007.

$$I = I_{fg} - I_D = I_{fg} - I_S \cdot \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (1.3)$$

1.2.1 Modelo de um diodo

O modelo de um diodo, assim como no modelo ideal, a representação da corrente fotogerada pela célula fotovoltaica é feita através de uma fonte de corrente. O diodo representa a junção p-n responsável pelo fator de idealidade e corrente de saturação reversa. Uma resistência série (R_S) é inserida no circuito com intuito de representar a queda de tensão devido à resistência dos materiais e as conexões que são feitas entre elas, no caso de módulos. O resistor paralelo (R_P) representa a fuga de corrente devido às falhas no processo de fabricação do cristal. A Figura 1.4 mostra o circuito elétrico equivalente de uma célula para o modelo de um diodo.

Figura 1.4 - Circuito elétrico equivalente do modelo de 1 diodo.



Fonte: Adaptado de BÜHLER, 2007.

Através do modelo de um diodo pode-se obter a relação da corrente do dispositivo semelhante à equação (1.3), com a adição de um termo referente à fuga de corrente representada pelo resistor paralelo (I_p). Assim obtém-se a equação (1.4).

$$I = I_{fg} - I_D - I_p = I_{fg} - I_S \cdot \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1 \right) - I_p \quad (1.4)$$

Pode-se determinar a corrente do resistor paralelo através da equação (1.5).

$$I_p = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1.5)$$

Desta forma, substituindo a equação (1.5) na equação (1.4), chega-se à equação da curva característica do modelo de um diodo para uma célula fotovoltaica, representada pela equação (1.6).

$$I = I_{fg} - I_s \cdot \left(e^{\frac{V+I \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1.6)$$

No entanto, para obter-se um modelo que represente um módulo fotovoltaico, algumas modificações devem ser feitas. Como os módulos são associações de células em série, a tensão do módulo é a soma das tensões de cada célula, assim para equação (1.2) insere-se o termo N_s , que representa o número de células do módulo obtendo, assim, a equação (1.7) para o novo valor da tensão térmica. Outra consideração a ser feita é a de assumir que a corrente fotogerada possui valor muito próximo a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Desta forma, chega-se à equação (1.8) representativa para um módulo fotovoltaico, que é o modelo adotado nesta dissertação.

$$V_T = \frac{N_s \cdot m \cdot k_B \cdot T}{q} \quad (1.7)$$

$$I = I_{sc} - I_s \cdot \left(e^{\frac{V+I \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1.8)$$

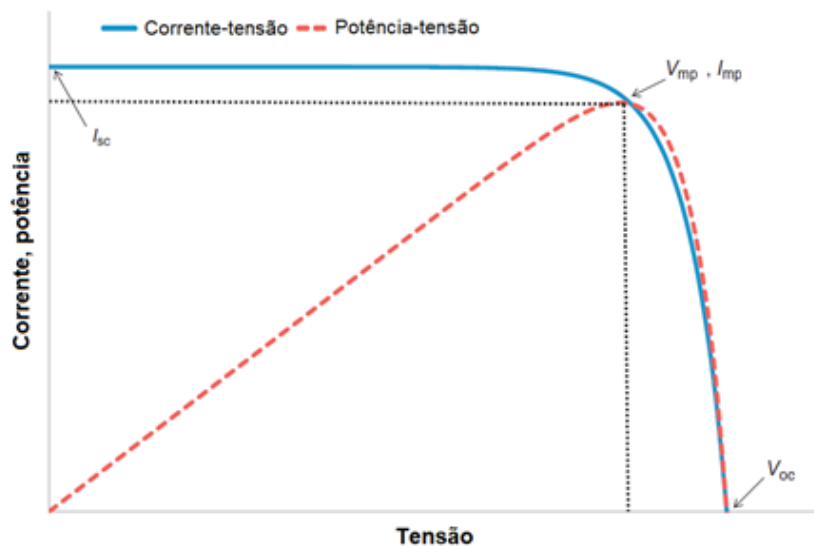
1.3. Curva característica I-V

A curva característica I-V de uma célula, módulo, ou ainda, de um arranjo (associação de módulos) é uma representação gráfica dos valores de corrente de saída do dispositivo fotovoltaicos, em função da tensão. Tal curva é de fundamental importância para a caracterização de um módulo pois através dela pode-se determinar os principais parâmetros elétricos do dispositivo, e desta forma, obter informações sobre o desempenho do mesmo.

A Figura 1.5 mostra, em azul, a curva I-V de um módulo fotovoltaico, destacando três pontos notáveis que são: a corrente de curto-circuito I_{sc} que é a corrente que circula (para um

determinado valor de irradiância) quando a tensão nos terminais é nula ($V = 0$); tensão de circuito aberto V_{OC} que representa a tensão quando a corrente que circula pela célula é nula ($I = 0$); e ponto de máxima potência P_{MP} , representado pelo par ordenado V_{MP} e I_{MP} que representam o valor da tensão e corrente, respectivamente, para máxima potência que o dispositivo pode disponibilizar em determinada condição de operação. A curva em vermelho da Figura 1.5 mostra a curva potência *versus* tensão (curva P-V). Para obtê-la basta multiplicar os valores de tensão e corrente obtidos da curva I-V do dispositivo.

Figura 1.5 - Curva I-V e P-V de um módulo fotovoltaico com destaque dos parâmetros elétricos.



Fonte: PEARSALL, 2017.

Com os parâmetros elétricos devidamente definidos através da curva I-V, pode-se determinar outro fator amplamente utilizado que reflete de uma forma geral a qualidade da célula que é o fator de forma (FF) (LYNN, 2010). Este é calculado por meio da equação (1.9).

$$FF = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (1.9)$$

De acordo com Krenzinger, 1994 pode-se estimar o fator de idealidade do diodo em termos do fator de forma através da relação empírica indicada pela equação (1.10).

$$m = 2,8 - 2,3 \cdot FF \quad (1.10)$$

Em Häberlin (2012), o fator de forma idealizado (FF_0) proposto por Green (1982) através da equação (1.11), é rearranjado em uma nova equação que leva em conta a resistência característica (R_{CH}) dada pela equação (1.12). Assim, obtém-se a equação (1.13) para o fator de forma.

$$FF_0 = \frac{\frac{V_{OC}}{V_T} - \ln\left(\frac{V_{OC}}{V_T} + 0,72\right)}{1 + \frac{V_{OC}}{V_T}} \quad (1.11)$$

$$R_{CH} = \frac{V_{OC}}{I_{SC}} \quad (1.12)$$

$$FF = FF_0 \left(1 - \frac{R_S}{R_{CH}}\right) \cdot \left[1 - \frac{\left(\frac{V_{OC}}{V_T} + 0,7\right) \frac{R_{CH}}{R_p} \left(1 - \frac{V_{OC}}{V_T}\right) FF_0}{\frac{V_{OC}}{V_T}}\right] \quad (1.13)$$

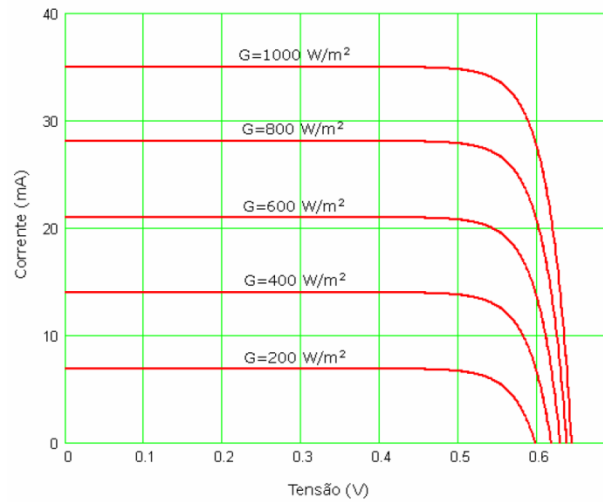
Contudo, considerando que a resistência paralela tipicamente possui valores muito elevados, o termo em colchetes do lado direito da equação tenderá a 1. Rearranjando a equação pode-se obter uma estimativa para a resistência série através da equação (1.14).

$$R_S = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \frac{V_{OC}}{I_{SC}} \quad (1.14)$$

1.3.1 Influência da irradiância e temperatura na curva I-V

A corrente fotogerada a partir da irradiância incidente é proporcional à intensidade da mesma, a corrente de curto-circuito da célula sofre um acréscimo proporcional ao aumento da irradiância incidente. Por outro lado, a tensão de circuito aberto sofre um aumento logarítmico. A Figura 1.6 faz a representação da variação da corrente de curto-circuito para uma célula de 1 cm² mantida a temperatura constante para diferentes condições de irradiância (PRIEB, 2002).

Figura 1.6 - Influência da irradiância sobre uma célula fotovoltaica.



Fonte: PRIEB, 2002.

A temperatura desempenha um papel importante no aspecto da curva de um dispositivo fotovoltaico. Tanto corrente quanto tensão sofrem influência direta da variação da temperatura. A tensão de circuito aberto apresenta uma diminuição de seu valor, proporcional ao aumento de temperatura, representada pelo coeficiente β definido pela equação (1.15). Para o silício este valor está na ordem de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ por célula.

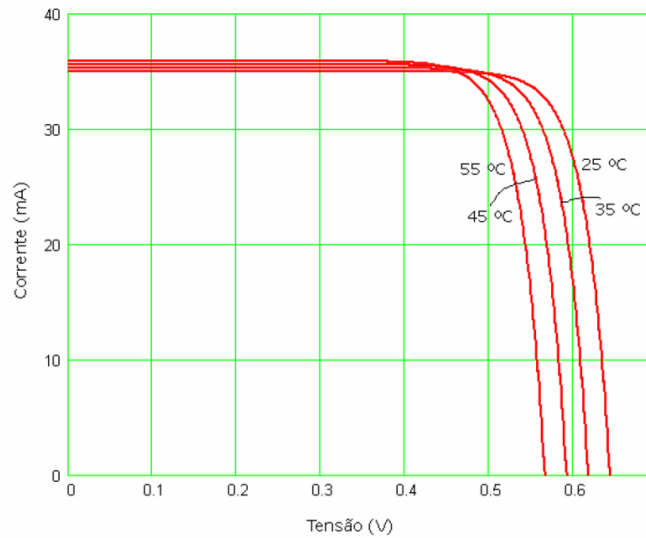
$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \quad (1.15)$$

A corrente de curto-circuito, por outro lado, tem um ligeiro aumento com o aumento da temperatura, em torno de $0,06 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ ou $0,03 \text{ mA}/^\circ\text{C} \cdot \text{cm}^2$ para uma célula de silício. A esta taxa de variação atribui-se o coeficiente α , representado pela equação (1.16).

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \quad (1.16)$$

A Figura 1.7 mostra o efeito da variação da temperatura em uma célula fotovoltaica de 1 cm^2 , mantendo-se a irradiância constante.

Figura 1.7 - Efeito da variação da temperatura na curva I-V de uma célula fotovoltaica.



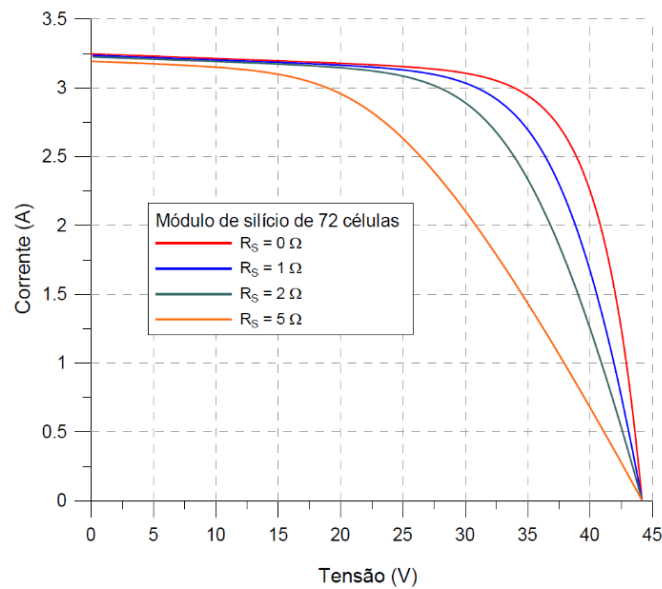
Fonte: PRIEB, 2002.

1.3.2. Influência da resistência série e paralela na curva I-V

O circuito equivalente da célula fotovoltaica, através do modelo de um diodo, leva em conta os efeitos resistivos série e paralelo. Da mesma forma que os efeitos da irradiância e temperatura alteram o desempenho dos módulos, tais parâmetros também influenciam em seu desempenho e, logo, na potência que o dispositivo pode disponibilizar.

A resistência série R_s em uma célula está associada à própria resistência do silício, resistências de contato entre o metal e o semicondutor, resistência de passagem da corrente através do *bus-bar* da grade metálica. Tratando-se de módulos, deve-se adicionar, ainda, a resistência existente devida às ligações entre as células que o compõem e a resistência dos bornes, ou seja, quanto maior o número de células em um módulo espera-se um valor de resistência série maior (BÜHLER e KRENZIGER, 2008). A Figura 1.8 mostra a curva teórica de um módulo de 72 células para diferentes valores de R_s .

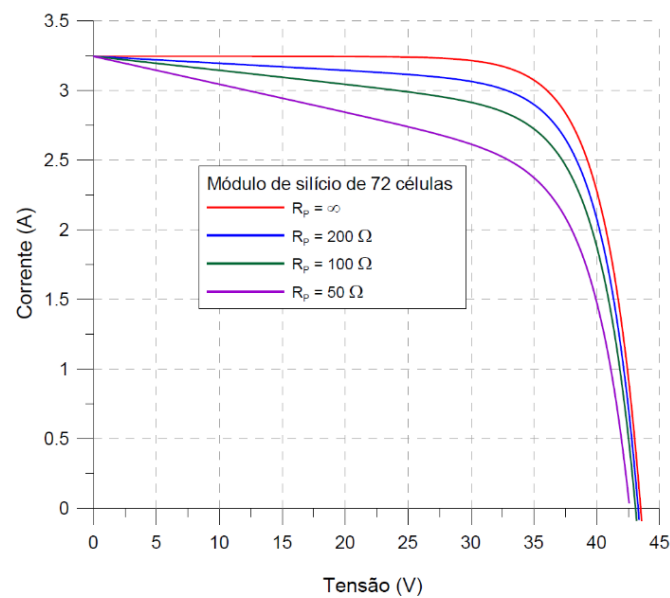
Figura 1.8 - Efeito da variação da resistência série em um módulo de 72 células.



Fonte: BÜHLER, 2007.

A resistência paralela, por outro lado, está associada com as perdas e fugas de corrente, normalmente associados defeitos no cristal relacionado a problemas no processo de fabricação. Valores baixos de R_p ocasionam queda na potência fornecida, devido ao caminho alternativo que a corrente tem para circular. O mais adequado são valores muito elevados, tendendo a infinito, com o intuito de evitar tais perdas. A Figura 1.9 mostra a curva teórica de um módulo de 72 células para diferentes valores de R_p .

Figura 1.9 - Efeito da variação da resistência paralela em um módulo de 72 células.



Fonte: BÜHLER, 2007.

1.4. Técnicas de extrapolação de curva I-V

A norma IEC 60904-3 determina as condições padrões de teste STC (*Standard Test Conditions*) já mencionadas anteriormente. Tendo em vista que em condições de operação ambiente as curvas I-V raramente são obtidas sob as condições indicadas pela norma, métodos de translação são necessários para que se possa realizar o ajuste da curva obtida para as STC ou outra condição que seja de interesse. Estes métodos podem ser classificados em dois grupos:

1) procedimentos numéricos, que utilizam a descrição analítica da curva I-V, e através de um modelo matemático faz-se a extrapolação da curva.

2) procedimentos algébricos que utilizam duas equações separadas a fim de converter cada ponto da curva I-V utilizando os coeficientes de temperatura e algum outro parâmetro como a resistência série ou o fator de correção da curva (k);

Os procedimentos numéricos utilizam variações do modelo matemático da célula fotovoltaica, fazendo determinadas considerações para se determinar os parâmetros do modelo através de métodos numéricos que podem ser extremamente trabalhosos, exigindo certo esforço computacional. Trabalhos como de Chan e Phang (1987), Brano *et al.* (2010) e Kong *et al.* (2012) são exemplos deste tipo de abordagem. Dentre os procedimentos algébricos, podem-se citar os trabalhos de Sandstrom (1967), Blaesser e Zaaiman (1991), Anderson (1996) e o método descritos pela IEC 60891 que é o método adotado nesta dissertação.

1.4.1. Norma IEC 60891

O procedimento descrito na norma IEC 60891, consiste em um método algébrico para realizar as translações da curva I-V. Este método é baseado no trabalho precursor de Sandstrom (1967), onde as equações referentes ao primeiro método descrito na norma são as mesmas presentes no trabalho do autor.

Para realizar a translação, a norma determina três procedimentos distintos. Contudo, adotou-se nesta dissertação o primeiro procedimento, pois, é o mais utilizado entre os pesquisadores, como nos trabalhos de Pó (2011), Kawagoe, Hishikawa e Yamada (2017) e Carrillo e Martínez-Moreno (2017), além de poder ser implementado com maior facilidade. O procedimento descrito na norma utiliza as equações (1.17) e (1.18).

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (1.17)$$

$$V_2 = V_1 - R_S \cdot (I_2 - I_1) - k \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (1.18)$$

onde I_1 e V_1 são o par de pontos de corrente e tensão medidos na curva I-V obtida, G_1 é a irradiância medida com o dispositivo de referência, G_2 é a irradiância para qual se deseja transladar a curva (1000 W/m² para STC), T_1 é a temperatura medida com o sensor de temperatura (ou calculada a partir da tensão de circuito aberto medida do módulo padrão), T_2 é a temperatura para a condição que pretende-se transladar (25 °C para STC), I_{SC} é a corrente de curto-circuito medida na condição de G_1 e T_1 , α e β são os coeficientes de temperatura de corrente e tensão do módulo, respectivamente, R_S é a resistência série e k é o fator de correção da curva que atua como um coeficiente de temperatura da resistência série.

Apesar da norma determinar procedimentos para a determinação da resistência série e do fator de correção da curva, optou-se por utilizar um procedimento empírico para determinação da resistência série indicado pela equação (1.14). Para o fator de correção da curva utilizou-se um valor típico para células de silício de $1,25 \times 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{ }^\circ\text{C}$, como indicado em Kumaravel *et al* (2008).

No trabalho de Pó (2011) foi realizada uma longa análise da norma IEC 60891, analisando os procedimentos 1 e 2 descritos pela mesma, através de curvas I-V de dois módulos de tecnologia de silício (multicristalino e monocristalino) ambos medidos sob a luz solar. Mostrou-se que é possível obter níveis de exatidão de cerca de 3% relativos aos parâmetros na STC e, além disso, dependendo dos critérios adotados na seleção dos dados a diferença de irradiância não limita a exatidão da translação, possibilitando ampliar a faixa de irradiância para a obtenção das curvas.

Com relação a obtenção da curva I-V alguns procedimentos são indicados como: necessidade de um dispositivo para medição de irradiância (célula, módulo de referência ou piranômetro) devidamente calibrado, possuir o mesmo comportamento espectral do módulo que se deseja medir e o comportamento da corrente de curto-circuito deve ser linear com a irradiância. Além disso, deve-se posicionar o dispositivo de forma coplanar com o módulo. Se o intuito for de realizar translações das curvas para a STC, deve-se evitar flutuações de irradiância maiores que $\pm 1 \%$ durante a medição e a irradiância global deve ser igual ou superior a 800 W/m². Para medida de temperatura deve-se utilizar um sensor de temperatura

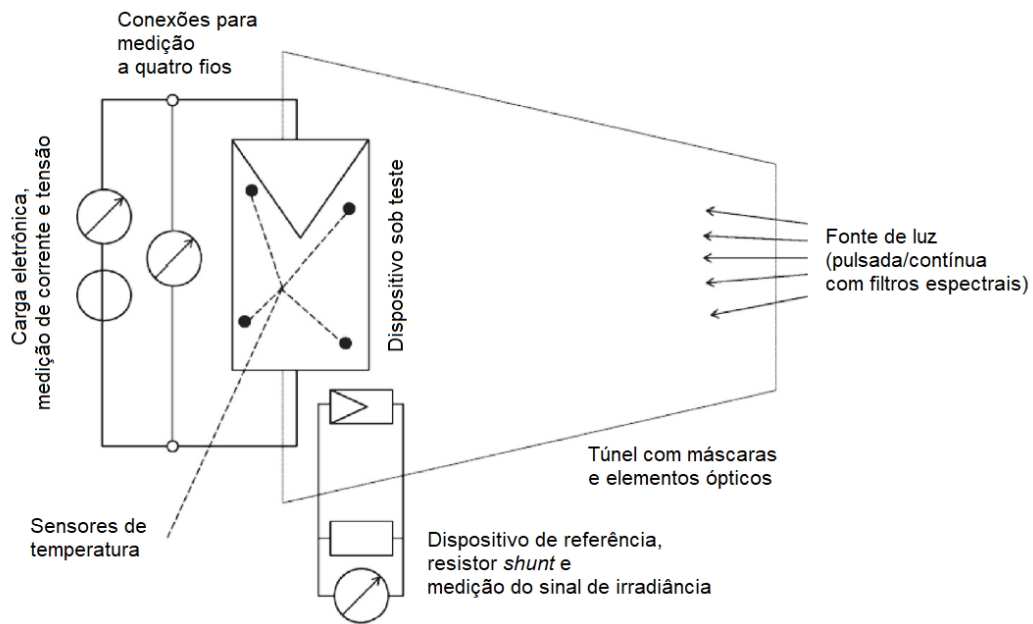
com precisão de $\pm 1\%$ e utilizar um instrumento que possua precisão de $\pm 0,2\%$ para os sinais de tensão e corrente, e utilizar uma conexão a 4 fios com o módulo. A medida da corrente de curto-circuito deve ser feita na tensão de zero volts, no entanto, caso não seja possível, pode-se utilizar ajuste linear entre a corrente e tensão na região da curva próxima ao ponto de curto-circuito (PÓ, 2011).

1.5. Medição com simuladores solares (*indoor*)

O início do uso de simuladores remete a década de 80, onde a norma americana ASTM E928 *Standard specification for direct normal spectrum solar simulation for terrestrial photovoltaic testing*, 1983, já definia os parâmetros para classificação de simuladores que mais tarde seriam parte da norma IEC 60904-9. No trabalho de Emery (1986), fez-se uma análise dos simuladores disponíveis, discussões acerca dos desvios espectrais de cada classificação da norma americana, além de mostrar possíveis problemas de reprodutibilidade dos dados ao se obter curvas I-V.

Com os avanços tecnológicos nesta área de medição, o uso de simuladores solares tornou-se o principal meio para avaliar o comportamento de um módulo, pois oferece independência com relação ao tempo e condições climáticas. Além disso, é uma ferramenta de grande importância para os fabricantes de módulos, que devem possuir os meios de poder avaliar seus produtos e para laboratórios especializados localizados em lugares que possuem muita incidência de nuvens e poluição (CARRILLO *et al.*, 2017).

Figura 1.10 – Arranjo típico de um simulador solar, indicando os principais componentes.



Fonte: PEARSALL, 2017.

Um arranjo típico de um simulador solar é representado na Figura 1.10, que consiste em: uma fonte de luz, um dispositivo de referência para determinação da irradiação durante a medição, uma estrutura para fixação do módulo ou dispositivo sob teste (DUT – *Device under test*), sensores de temperatura (por exemplo, Pt1000, termopares, sensores infravermelhos), uma carga eletrônica com intuito de aplicar uma tensão variável ao DUT quando iluminado e instrumentos de medição das variáveis necessárias para curva I-V (PEARSALL, 2017).

Com relação à medição de um dispositivo fotovoltaico no simulador, o DUT deve ser posicionado de tal forma que se possa traçar uma linha perpendicular da fonte de luz e o plano do módulo. O dispositivo de referência deve estar a mesma distância e no mesmo plano do DUT, o sensor de temperatura posicionado a fim de que meça a temperatura corretamente, conexões dos terminais do módulo a carga eletrônica realizada através de quatro fios. Realizada a medição, os dados obtidos são tratados e corrigidos para as condições da STC.

Os simuladores solares possuem diferentes modelos disponíveis no mercado. A principal diferença é com relação à fonte de luz que pode ser pulsante ou contínua. Os simuladores pulsantes funcionam com lâmpadas de arco elétrico (lâmpadas de Xenônio) que criam um pulso de luz com duração abaixo de 1 s, enquanto os simuladores contínuos utilizam lâmpadas que produzem uma luz constante por horas. Ambos os tipos de simuladores devem possuir características relativas à fonte de luz, tais como: emissão espectral mais próxima à distribuição espectral de referência, uniformidade de radiação, a fim de evitar erros

relativos a um mau posicionamento do dispositivo de referência de irradiância, e estabilidade temporal de irradiância e espectro durante a medição (PEARSALL, 2017).

De acordo com a norma IEC 60904-9, os simuladores podem ser classificados conforme as características citadas anteriormente. A classificação atribui três letras para cada característica, por exemplo, classificação “BCB”, e está representada na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Classificação de simuladores solares de acordo com a IEC 60904-9.

Classe	Casamento espectral	Não-uniformidade de radiação (%)	Estabilidade temporal (STI*/LTI**) (%)
A	0,75-1.25	2	0,5/2
B	0,6-1,4	5	2/5
C	0,4-2,0	10	5/10

1.6 Medição a sol real (*outdoor*)

O uso de simuladores solares para medição dos módulos trouxe grandes vantagens para a área de medição. Contudo, a questão de preço que um simulador pode alcançar, torna a aquisição de tal equipamento pouco acessível para laboratórios e institutos ao redor do mundo, tornando-se, assim, necessário o desenvolvimento de procedimentos e estratégias independentes do uso de simuladores. Neste aspecto, as medições feitas a sol real ou *outdoor* são uma alternativa para solucionar esta questão. Ao longo dos anos, diversos autores, como os que são citados a seguir, desenvolveram metodologias com este objetivo.

Cabe ressaltar que as pesquisas relacionadas a este tema possuem duas linhas, uma voltada para medição de geradores fotovoltaicos, por questões de avaliação operacional *in loco*, e outra para medição de módulos, a fim de avaliar as diferentes tecnologias em operação e comparar dados de medições realizadas com simuladores. As duas linhas são complementares, visto que as estratégias utilizadas são parecidas e procuram transladar as curvas obtidas para condição padrão.

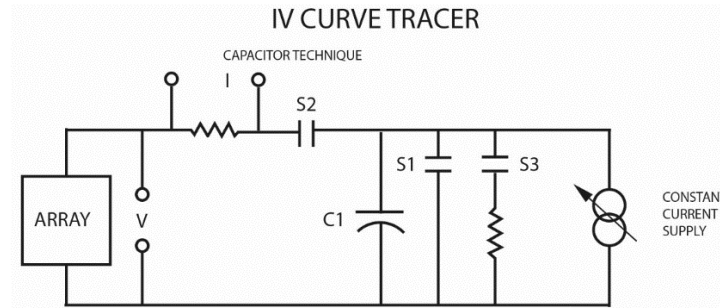
Um dos primeiros trabalhos relacionados ao tema é o dos autores Cull e Forestieri (1978). No trabalho desenvolvido no centro de pesquisa de Lewis, Cleveland, Ohio, tem-se a primeira vez que o termo carga capacitiva é utilizado neste contexto de medição de módulos

* STI -Short-term instability, variação observada da irradiância de um ponto a outro durante a medição de uma curva I-V.

** LTI – Long-term instability, variação observada (máx./mín.) da irradiância durante a medição de uma curva I-V.

fotovoltaicos, onde os autores realizaram medições de *strings* e grupos de *strings* utilizando tal carga conforme Figura 1.11, dando início à principal técnica utilizada para medir curvas sob o Sol.

Figura 1.11 – Diagrama esquemático da carga capacitiva desenvolvida pelo centro de pesquisa de Lewis.



Fonte: Adaptado de CULL e FORESTIERI, 1978.

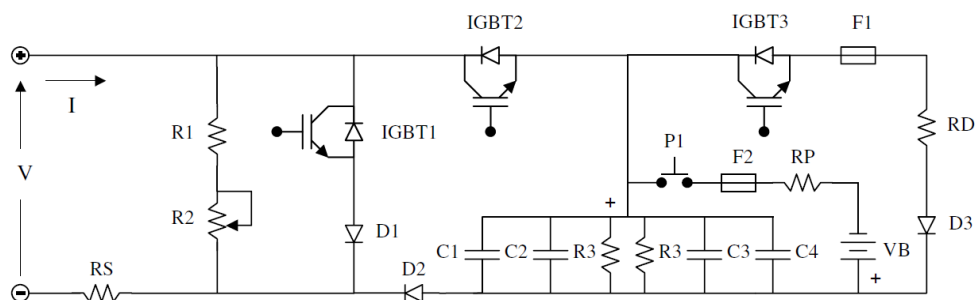
No trabalho de Blaesser e Zaaïman (1991), baseado em experiências prévias com geradores de até 50 kW, utilizou-se o mesmo procedimento de carga capacitiva. No entanto, à época, dispositivos comerciais baseados em capacitores e tiristores já estavam disponíveis e foram utilizados neste trabalho. Para correções com relação à STC, os autores foram um dos precursores em estudos de métodos geométricos, mas também utilizaram os procedimentos descritos na IEC 891 de 1987 (futura norma IEC 60891). Os autores também ressaltam os problemas com relação à medição de temperatura para geradores onde propuseram utilizar a tensão de circuito aberto como forma de medir a temperatura do conjunto de módulos. Além disso, já observavam que medidas de curvas em irradiâncias a partir de 600 W/m² seriam adequadas para realizar a translação das curvas para a condição padrão, com erros em torno de 3% para determinação da máxima potência.

Anderson (1996) fez uma análise de equações de translações geométricas, com intuito de validá-las para várias condições, não somente a STC, e demonstrou a aplicabilidade para as tecnologias de silício. Para isto, o autor utilizou três módulos cada um de uma tecnologia (monocristalino, multicristalino e amorfo).

Em Lorenzo e Muñoz (2005), os autores propõem um projeto de uma carga capacitiva para medição de gerados fotovoltaicos, conforme Figura 1.12, agora baseada em tecnologia de IGBT, permitindo medir tensões de circuito aberto de até 800 V e correntes de curto-circuito de até 80 A. Além disso, destaca-se o cuidado para o tempo necessário para o carregamento do capacitor, por volta de 20 a 100 ms, com intuito de suprimir variações das condições ambientais. O dispositivo é abordado em detalhes e incentiva-se seu uso por outros

pesquisadores, por conta do baixo custo para o desenvolvimento do mesmo, o que o torna um dos mais replicados por autores da área.

Figura 1.12 – Circuito de potência da carga capacitiva desenvolvida pelos autores.



Fonte: MUÑOZ e LORENZO, 2006.

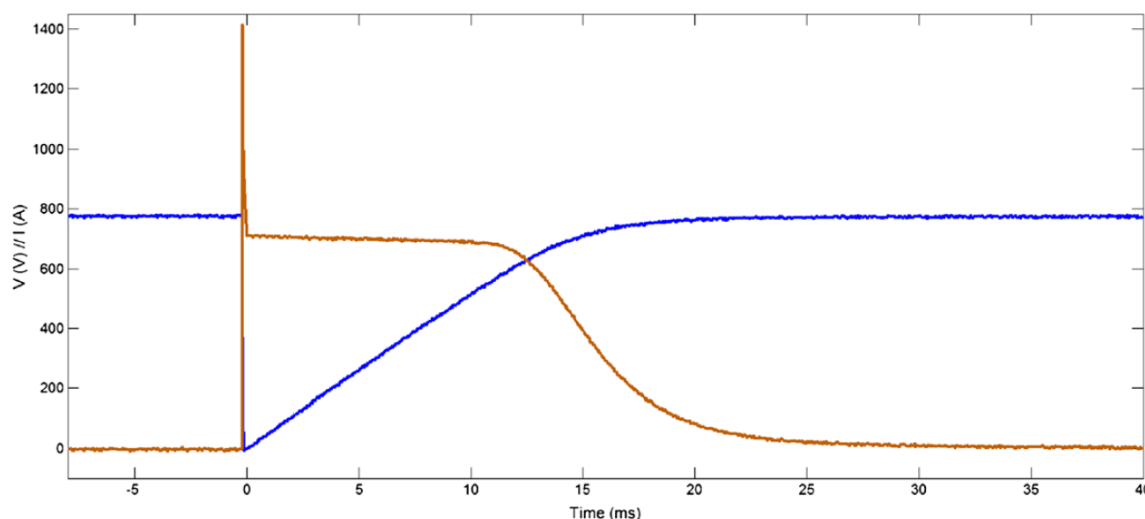
Os trabalhos de Costa *et al.* (1991), Jamogägi *et al.* (2009), Maluta (2011) e Allet (2011), mostram a importância de se avaliar as diferentes tecnologias de módulos sob condição operacional com intuito de avaliarem seu comportamento em cada região de estudo. Cuidados com instrumentação e procedimentos utilizados nas medições *outdoor*, a fim de reduzir ao máximo possíveis erros nos experimentos são discutidos. Outro ponto reside na questão de realizar um acompanhamento regular dos parâmetros de módulos obtidos via simulador e em campo obtendo-se em um dos estudos desvios de cerca de 2% entre os tipos de medidas, além disso, percebe-se que os dados fornecidos pelos fabricantes poucas vezes são os mesmos obtidos nos experimentos.

Em Bühler (2011), desenvolve-se uma câmara climatizada conforme Figura 1.13, onde é possível ter um controle de temperatura para 25 °C e é possível modificar a orientação azimutal. Para a curva I-V utilizou-se como carga eletrônica uma fonte bipolar de quatro quadrantes para módulos de até 100 V e 10 A. O autor faz a análise de diversas metodologias para extrapolar as curvas I-V para condição padrão. Nesse mesmo eixo, em Imenes *et al.* (2011), desenvolvem uma plataforma de teste com intuito de investigar medidas *outdoor* e *indoor*. O estudo mostra a viabilidade das medições em campo, contudo, ressalta acerca do tempo de varredura para medida da curva para cada tecnologia de módulo testada.

Figura 1.13 – Câmara climatizada desenvolvida no laboratório da UFRGS.

Fonte: BÜHLER, 2011.

Concomitante, em Martínez-Moreno *et al.* (2011), destaca-se a experiência obtida com mais de 40 usinas fotovoltaicas medidas totalizando cerca de 200 MW já monitorados e suas curvas transpostas para STC. Nesse trabalho, nota-se a tendência em utilizar módulos calibrados como sensores de irradiância ao contrário de células, a fim de reduzir erros relacionados a desvio espectral e reforça a utilização de cargas capacitivas para obtenção dos dados. Moréton, Lorenzo e Muñoz (2014) são os primeiros a medir uma curva I-V de um gerador de 500 kW_p, como mostra a Figura 1.14, também por meio de carga capacitiva, e fazem a translação da curva de acordo com os procedimentos da IEC 60891.

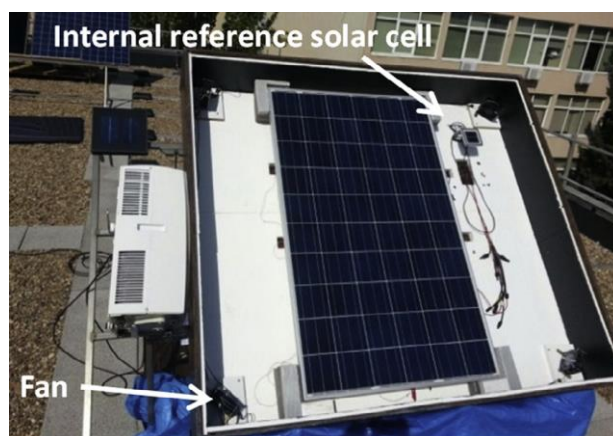
Figura 1.14 – Medidas de tensão e corrente com o tempo para gerador de 500 kW_p.

Fonte: MORÉTON *et al.*, 2014.

Em Hishikawa *et al.* (2015), uma abordagem relativa a medidas de módulos *outdoor* com precisão adequada é feita através da comparação da curva I-V em laboratório e ao sol-real. Os autores afirmam que é possível obter curvas com alto grau de precisão, mesmo sob condições temporais adversas, como em dias parcialmente nublados. Para isto, utilizaram um tempo de medição de curva da ordem de 100 a 200 ms e um módulo fotovoltaico como sensor de irradiância. Além disso, em dias nublados a possibilidade de irradiâncias altas são maiores devido aos efeitos proporcionados pelas configurações das nuvens no céu, tal como avaliado por Hishikawa *et al.* (2016) onde uma faixa mais ampla de irradiâncias e temperaturas foram utilizadas para realiza as medições, utilizando a mesma metodologia anterior.

Carrillo *et al.* (2017) da Universidade Politécnica de Madrid desenvolveram a chamada *Solar Box*, que consiste em uma câmara refrigerada, termicamente isolada com um sistema de controle de temperatura e ventoinhas para circulação uniforme do ar dentro da caixa, onde também está posicionada uma célula de referência para medida de irradiância, conforme Figura 1.15. Através da metodologia, os autores chegaram a incertezas da ordem de 1,87 % para valores de máxima potência, mostrando a possibilidade de utilizar um dispositivo mais em conta que um simulador solar.

Figura 1.15 – Solar Box desenvolvida pelo laboratório da Universidade Politécnica de Madrid.



Fonte: CARRILLO *et al.*, 2017.

No trabalho de Kawagoe *et al.* (2017), os autores utilizam a técnica baseada em sombreamento do módulo, através de uma proteção feita de material termicamente isolante coberto de alumínio para reduzir a troca de calor por radiação e convecção, conforme Figura 1.16. O módulo exposto ao sol, passado algum tempo, é sombreado até que sua temperatura estabilize com a temperatura ambiente (método possível somente em momentos que a

temperatura ambiente é inferior a 25 °C) até que se atinja a temperatura padrão. Assim como outros autores, estes também utilizam um módulo como sensor de irradiância. Os autores mostram a eficácia da medição em condições estáveis e instáveis de irradiância, incluindo momentos de pico de irradiância através do efeito de borda de nuvem. A diferença de medidas *indoor* e *outdoor* ficaram por volta de $\pm 2\%$.

**Figura 1.16 – Aparato experimental para técnica de sombreamento: (a) Sem sombreamento
(b) Com sombreamento.**



Fonte: KAWAGOE *et al.*, 2017.

2. PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

2.1. Equipamentos de medição

Nesta seção são descritos os equipamentos e sensores utilizados para a monitoração do sistema, bem como suas especificações técnicas. Vale ressaltar que a escolha de cada componente foi realizada com base na sua disponibilidade no laboratório do GEDAE e nas suas características técnicas para se obter melhor resultado das medições das curvas I-V.

2.1.1. Simulador solar

O simulador solar do GEDAE é um simulador pulsante, modelo High^{LIGHT} da fabricante Pasan AS, mostrado na Figura 2.1. O equipamento consiste de uma carga eletrônica, uma fonte de luz pulsada acionada por disparo programado, células de referência para medidas de irradiância com sensor pt100/pt1000 associado e sensor infravermelho para medida de temperatura do DUT, conversor analógico digital de 16 bits de resolução. Acompanha programa para tratamento e translação dos dados obtidos, que permitem gerar um relatório de teste para cada módulo ensaiado.

Figura 2.1 – Simulador solar do GEDAE.



O fabricante afirma que seus canais de medição possuem precisão melhor que 0,1% para medidas no intervalo de 20 a 30 ° C, possui faixa de tensão de 1,5 V - 420 V e de corrente de 0.15 A - 50 A. De acordo com a classificação da IEC 60904-9, é atribuído a este

simulador a classificação “A+A+A+”, devido suas características serem superiores as indicadas na norma, conforme mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Classificação de simuladores solares de acordo com a IEC 60904-9.

IEC60904-9	Pasan A+A+A+	AAA
Casamento espectral	$< \pm 12,5\%$	$\pm 25\%$
Não uniformidade	$< 1,0\%$	2%
Estabilidade temporal	$< 1,0\%$	2%

Fonte: Adaptado do catálogo de fabricante.

Para estabelecer um controle nas medições realizadas com este simulador, um módulo de teste que foi armazenado no laboratório foi periodicamente testado e seus parâmetros elétricos monitorados, bem como a irradiância durante as medições. Nos resultados foram observados desvios padrões da ordem de 0,2% para os parâmetros elétricos do módulo, e 0,06% de desvio para a irradiância garantindo, assim, uma excelente reprodutibilidade do simulador.

2.1.2. Osciloscópio

O osciloscópio utilizado foi modelo 190-204 da fabricante Fluke, conforme Figura 2.2. Este modelo possui quatro entradas, o que permita a obtenção de duas curvas I-V simultaneamente, com limite máximo de 1.000 V utilizando a ponta de prova do fabricante e 300 V para medições diretas, com configurações de 2 mV/div a 100 V/div e precisão de $\pm 3,0\%$.

Figura 2.2 – Osciloscópio de quatro canais modelo 190-204 Fluke.



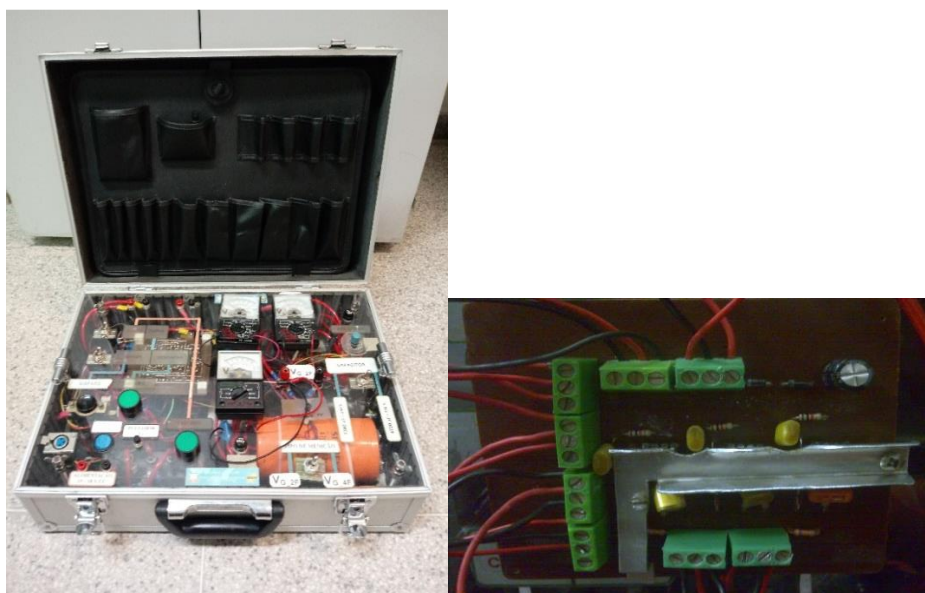
Como se optou por utilizar resistores dois resistores *shunt* para as medidas de correntes, todas as medidas realizadas com osciloscópio foram de tensão. Este também possui opções de configurações de acionamento (*trigger*) para medição dos sinais através da carga capacitiva, além de ajustes de escala horizontal de tempo para ordem de ms.

Este modelo também acompanha o programa *FlukeView*, que permite importar as amostras dos sinais obtidos pelo osciloscópio para o computador via cabo de conexão USB, que podem ser salvos em formato .csv.

2.1.3. Carga capacitiva 1 – Dispositivo sob teste

A carga capacitiva foi desenvolvida por Vasconcelos e Figueiredo (2010) no GEDAE, baseado no trabalho de Lorenzo e Muñoz (2005). Esta é montada em uma maleta (45 cm x 32 cm x 15,5 cm) para proteção e transporte, conforme Figura 2.3 a). Possui dois capacitores selecionáveis (C1 - 1.000 $\mu\text{F}/450\text{ V}$ e C2 - 4.700 $\mu\text{F}/350\text{ V}$), medidores analógicos para visualização da tensão do gerador ou módulo conectado a mesma, e da tensão do capacitor. Permite ainda, realizar uma pré-carga negativa do capacitor (para melhor resolução dos pontos na região de curto-circuito) e seleção do tipo de medição que pode ser de dois ou a quatro fios. O circuito de acionamento através de IGBT's é responsável pelo acionamento nos ciclos de carga e descarga do capacitor, a Figura 2.3 b) mostra o circuito de controle.

Figura 2.3 – Carga capacitiva 1 para medição do dispositivo sob teste a) detalhe da montagem em maleta. b) detalhe do circuito de controle.

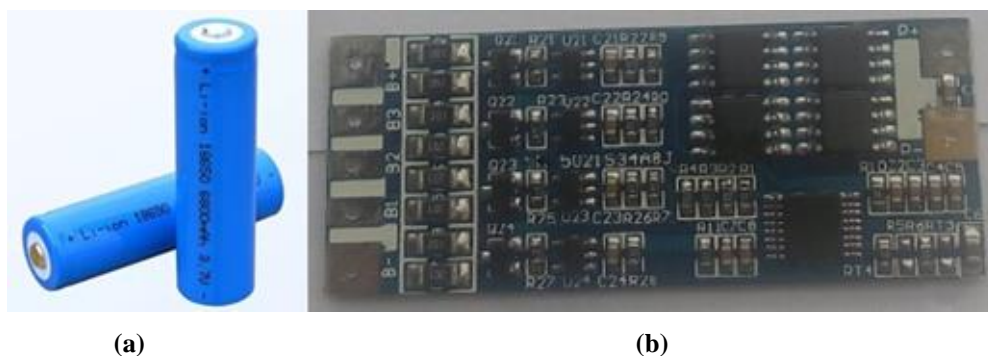


(a)

(b)

Algumas mudanças foram realizadas na carga para auxiliar as medições, como a utilização de quatro baterias de íon de lítio, modelo 18650, de 3,7 V a 4,2 V e 6.800 mAh (Figura 2.4 a) associadas em série, para eliminar a necessidade de uma fonte externa para alimentação do circuito de controle (15 a 18 V_{CC}). Para o carregamento das baterias utilizou-se um carregador do tipo BMS modelo 4S8080LI502 (Figura 2.4 b) próprio para o tipo de bateria selecionada. Montado no interior da maleta, com acesso aos terminais de alimentação, este carregador possui proteção contra sobrecarga e descarga excessiva das baterias e detecção de curto-circuito. Desta forma, pôde-se dar maior mobilidade para a carga capacitiva.

Figura 2.4 – Fonte de alimentação da carga capacitiva a) baterias de íon de lítio modelo 18650. b) carregador BMS modelo 4S8080LI502.

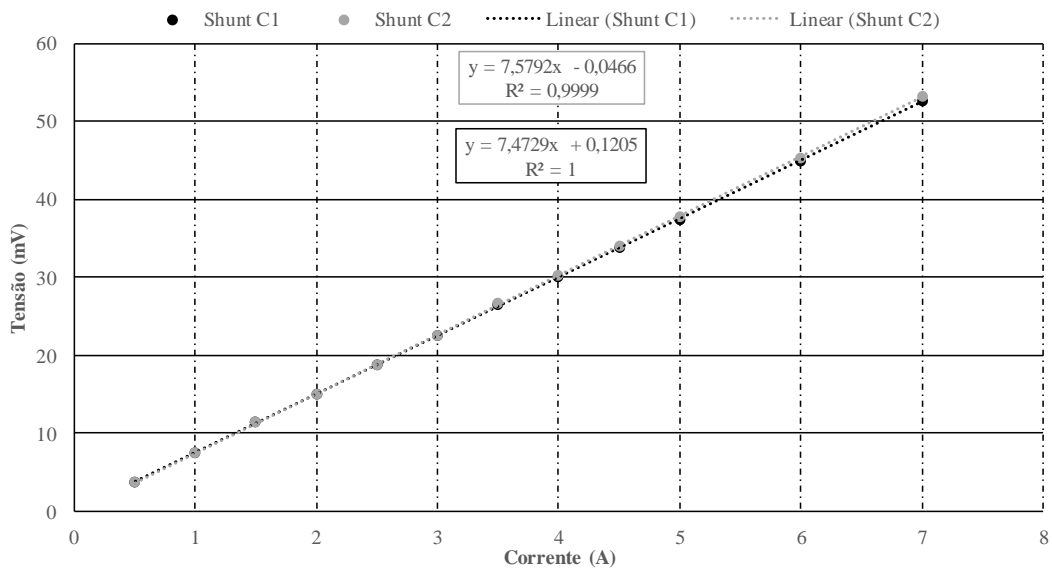


Fonte: Adaptado de catálogo de fabricantes.

Outro ponto foi a utilização de resistor *shunt* de 75 mV/10 A para medição de corrente. Tal mudança foi necessária devido à garra de corrente, que era previamente utilizada, começar a apresentar erros altos que foram confirmados através de calibração em laboratório, além disso, devia-se ter um cuidado para zerar a garra antes de todas as medições. Desta forma, a substituição pelo resistor trouxe mais agilidade e confiabilidade às medições.

Procedeu-se com um ensaio para determinação da relação entre as variáveis nos resistores (visto que a segunda carga também possui seu resistor *shunt*), obtendo as retas e relações descritas na Figura 2.5, onde shunt C1 refere-se a primeira carga capacitiva e shunt C2 a segunda carga, descrita mais adiante.

Figura 2.5 – Curva de calibração dos resistores shunt utilizados nas cargas capacitivas.



Outra adaptação foi com relação à interconexão desta carga com a segunda carga capacitiva, para que fosse possível utilizar os mesmos sinais de comando da primeira carga no acionamento da segunda. Esses sinais estão associados aos processos de pré-carga negativa, carga e descarga de seus respectivos capacitores. Para isso, utilizou-se um cabo de 3 vias de sinal e uma via de terra de aproximadamente 1 metro, com conector XLR 24 macho, conforme Figura 2.6 a), na maleta fez-se um acesso para o cabo com conector XLR 24 fêmea como mostra a Figura 2.6 b) e maiores detalhes desta conexão são mostrados mais à frente.

Figura 2.6 – Interconexão entre as cargas capacitivas: (a) Cabo de três vias com conector XLR 24 e (b) Detalhe do conector fêmea XLR 24 na carga capacitiva e terminais de alimentação.



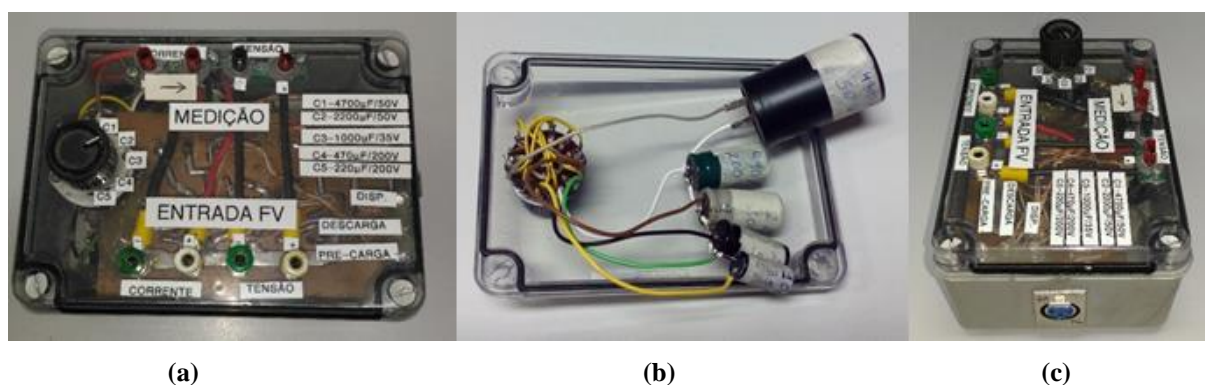
(a)

(b)

2.1.4. Carga capacitiva 2 – módulo de referência

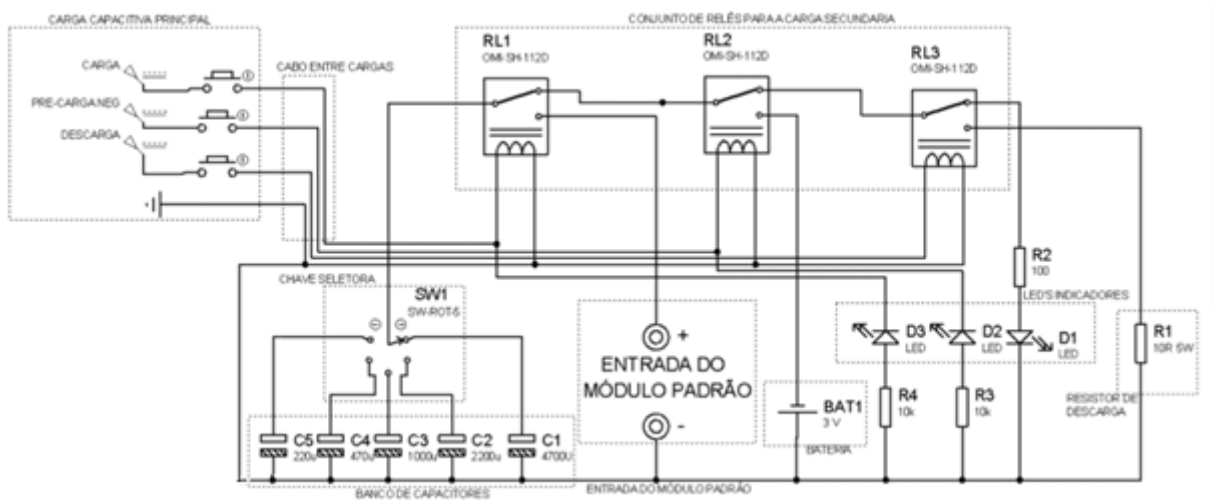
A segunda carga capacitiva, utilizada para medição da curva I-V do módulo de referência ou módulo padrão, também foi desenvolvida no Laboratório de Energia Solar do GEDAE. É composta de 5 capacitores eletrolíticos (C1 – 4.700 μ F/50V; C2 – 2.200 μ F/50V; C3 – 1.000 μ F/35V; C4 – 470 μ F/200V e C5 – 220 μ F/200V), conforme Figura 2.7 a), b) e c) que podem ser escolhidos através de uma chave seletora. A necessidade de uma faixa maior de capacitores deve-se a possibilidade de utilizar módulos de diferentes valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, podendo adequar o tempo de carga do capacitor para o módulo escolhido. Além disso, permite realizar medições a quatro fios e possui conector fêmea XLR 24 para acoplamento com a carga principal, possibilitando utilizar o mesmo sinal de comando desta última para o seu acionamento.

Figura 2.7– Carga capacitiva 2 para medição do módulo de referência: (a) Vista superior (b) Capacitores eletrolíticos conectados a chave seletora e (c) Vista lateral mostrando o conector fêmea XLR 24.



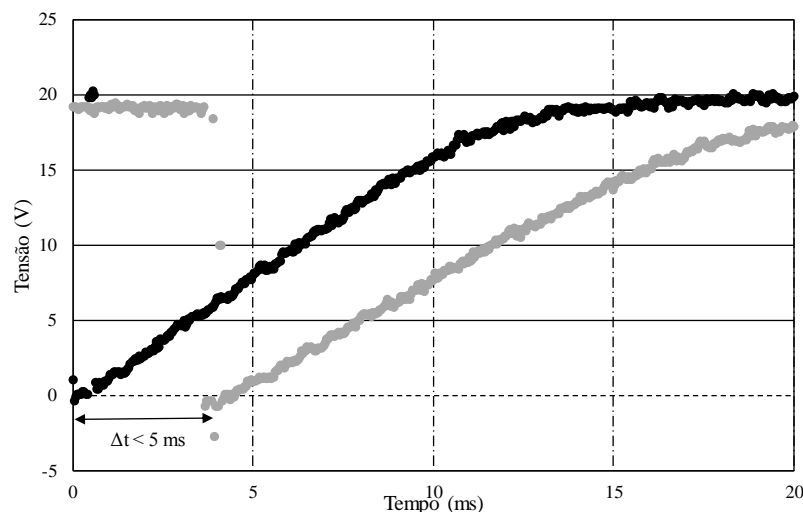
Como citado anteriormente, o acionamento desta carga é feito através do sinal que a primeira carga disponibiliza e, desta forma, aciona os relés presentes na segunda carga. Três LED's, um para cada estado de operação, foram colocados no circuito para sinalização do operador. Além disso, esta carga também possui uma bateria própria para que se possa realizar a pré-carga do capacitor. Maiores detalhes estão no esquemático da Figura 2.8. Percebe-se que os sinais da carga principal vêm do acionamento das botoeiras do lado esquerdo da Figura 2.8. Com relação ao resistor *shunt*, este foi conectado externamente a carga via os terminais de medição de corrente, possibilitando a troca dessa resistência com facilidade.

Figura 2.8 – Diagrama esquemático de interconexão entre as duas cargas capacitivas.



Como forma de verificar o acionamento entre as cargas, nos testes realizados a diferença de tempo entre o acionamento das mesmas foi por volta de 4 a 5 ms, sendo assim uma diferença muito pequena, podendo considerar que ambos os módulos medidos estão em condições de teste muito próximas ou praticamente idênticas. Isso pode ser observado na Figura 2.9, onde as curvas a sol-real de dois módulos foram medidas, sendo a curva preta representativa da tensão da primeira carga capacitiva e a curva cinza da tensão da segunda carga. Pode-se observar o curto intervalo de tempo entre os acionamentos, fato este que pode ser explicado devido à segunda carga utilizar relés eletromecânicos que possuem uma resposta mais lenta se comparado aos IGBT's da primeira carga.

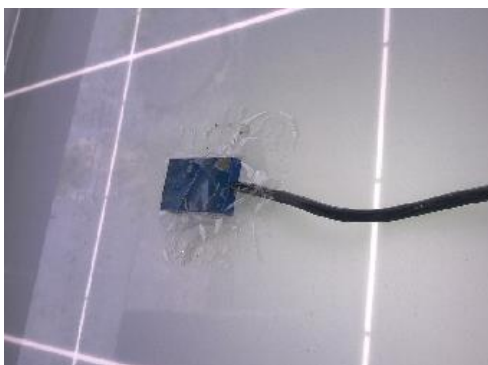
Figura 2.9 – Curva tensão(V) x tempo (ms) para o tempo de acionamento entre as cargas capacitivas.



2.1.5. Sensor de temperatura

O sensor de temperatura utilizado foi a termorresistência de platina modelo PT1000, comumente utilizado em aplicações solares. Apresenta fácil manuseio e devido seu formato plano permite uma boa aderência na parte posterior do módulo fotovoltaico. Fixado em um ponto na parte posterior na região central do módulo, como mostra a Figura 2.10. Por meio da medida da sua resistência, utilizando um multímetro comercial, pode se determinar o valor de temperatura, neste caso, adotada como a temperatura referente ao módulo. Foram necessários dois sensores, um para cada módulo medido.

Figura 2.10 – Sensor PT 1000 fixado na parte posterior do módulo.



Como os sensores utilizados eram os disponíveis no laboratório, encontrou-se problema em determinar a correta relação de resistência e temperatura dos mesmos, devido à perda de informações na superfície dos sensores e dados que não foram disponibilizados ao entrar em contato com fabricante, desta forma, optou-se por realizar uma calibração. Para isto, utilizou-se o termômetro infravermelho da fabricante Instrutemp modelo ITTI 1600 (Figura 2.11) de precisão $\pm 1,5\%$ da leitura $+1^{\circ}\text{C}$ ou $+2^{\circ}\text{C}$ dependendo da faixa de temperatura medida.

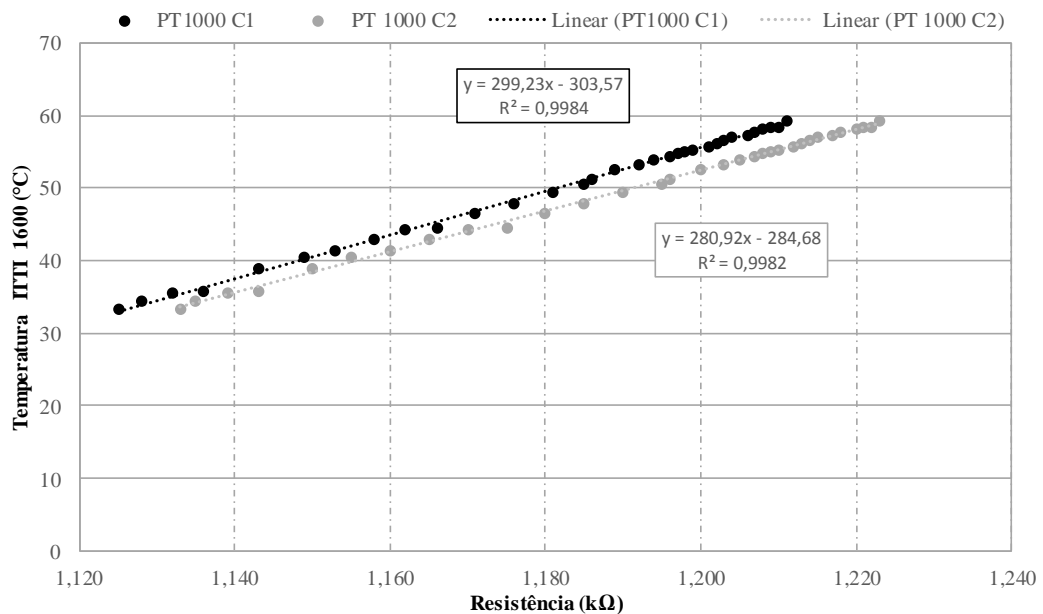
Sabe-se que a incerteza do termômetro infravermelho é maior que a do sensor PT1000, contudo com os instrumentos disponíveis no laboratório esta foi a opção disponível. Assim, as relações de temperatura e resistência para cada sensor puderam ser determinadas, como mostra a Figura 2.12, onde a reta na cor preta representa o sensor utilizado para medição do DUT e a reta cinza representa o sensor para medição do módulo de referência.

Figura 2.11 – Termômetro infravermelho modelo ITTI 1600.



Fonte: Catálogo fabricante.

Figura 2.12 - Curvas de calibração dos sensores PT 1000 utilizando o sensor infravermelho.



2.1.6. Módulo de referência

O módulo utilizado como sensor de irradiância é de silício multicristalino de 23 W de potência de pico, 72 células e dimensões frontais de 35 cm x 60 cm (Figura 2.13). A utilização de um módulo ao invés de uma célula de referência traz vantagens, como casamento espectral, melhor tempo de resposta, dentro outras citadas anteriormente, além do fato do módulo passar pelo mesmo processo de fabricação, ao contrário de uma única célula de medida de irradiância. A sua área consideravelmente maior torna-o menos susceptível a pequenas variações da irradiância que ao utilizar uma única célula pode levar a erros de

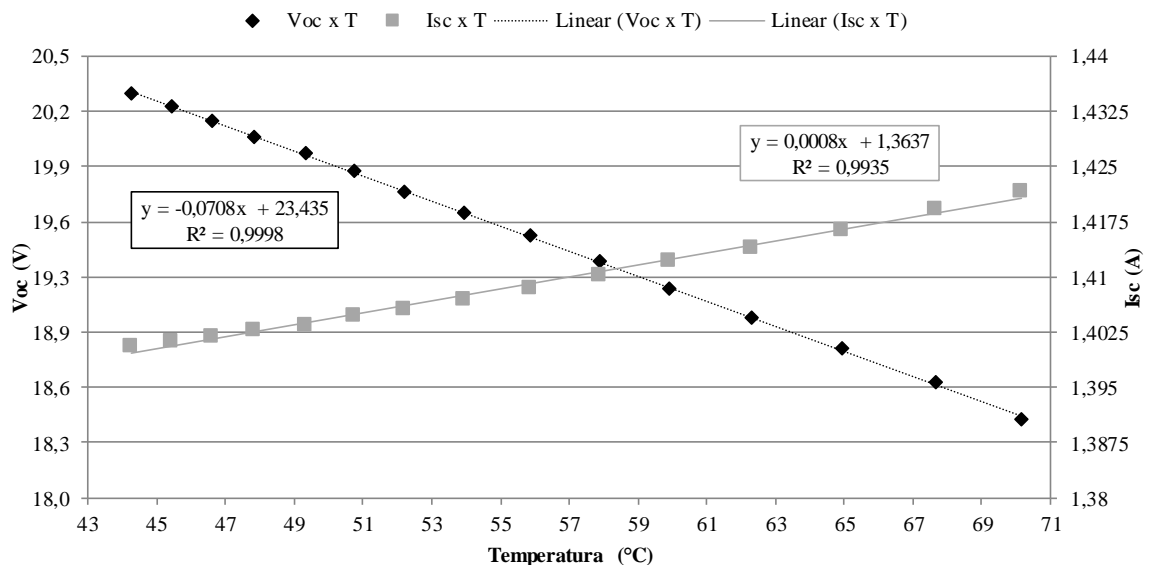
medição.

Figura 2.13 – Módulo de referência multicristalino.



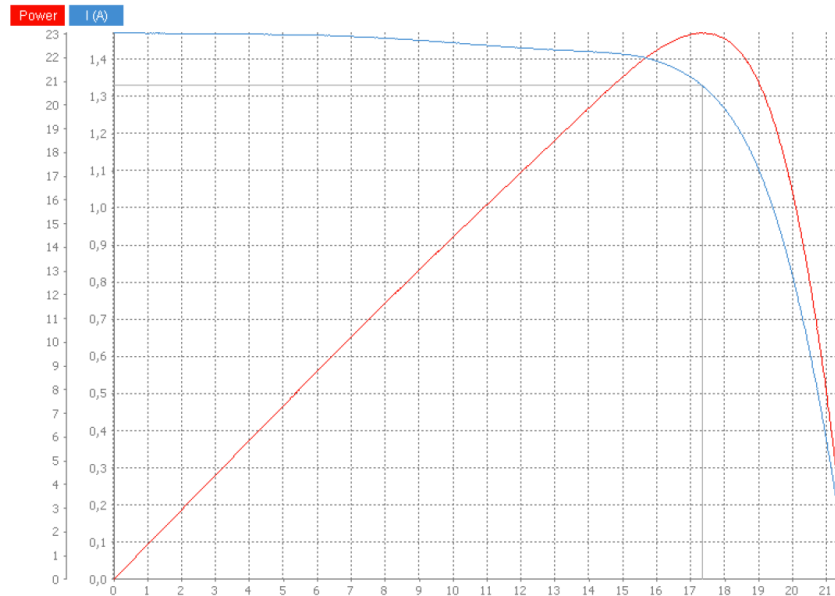
Para a determinação dos coeficientes α e β do módulo de referência, o módulo foi previamente aquecido até cerca de 70 °C e uma série de curvas I-V foram obtidas no simulador solar a medida que o módulo foi resfriando (todas as curvas podem ser visualizadas no Apêndice A. Em cada curva os valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto foram medidos e através destes pôde-se montar as retas da Figura 2.14, onde os pontos em preto representam os valores de V_{OC} e os pontos cinza os de I_{SC} . Assim, os valores obtidos por meio de ajuste linear foram de $\alpha = 0,0542 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ e $\beta = -0,3268 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.

Figura 2.14 – Curvas do ensaio de determinação dos coeficientes de temperatura do módulo de referência.



Feita esta etapa, pode-se obter a curva do módulo na STC utilizando novamente o simulador solar, representada pela Figura 2.15, onde a curva azul é a curva I-V e a curva em vermelho é a curva P-V, o relatório completo emitido pelo simulador está no Apêndice A. A corrente de curto-circuito nestas condições foi de 1,477 A, os demais parâmetros medidos estão na Tabela 2.2.

Figura 2.15 – Curvas I-V e P-V obtidas no simulador solar.



Fonte: Relatório simulador solar PASAN.

Tabela 2.2 – Valores medidos com simulador solar para o módulo de referência ou padrão.

Parâmetro	Valor na STC
I_{SC}	1,477 A
V_{OC}	21,662 V
I_{MPP}	1,330 A
V_{MPP}	17,344 V
P_{MPP}	23,069 W
α	0,0542 %/°C
β	-0,3268 %/°C

Fonte: Relatório simulador solar PASAN.

Para determinar corretamente a irradiância efetiva G_{ef} que chega ao módulo, deve-se fazer uso da equação (2.1), que leva em conta o efeito da temperatura e a proporcionalidade da corrente de curto-circuito com relação à irradiância, como indicado no trabalho de Villagrà (2016).

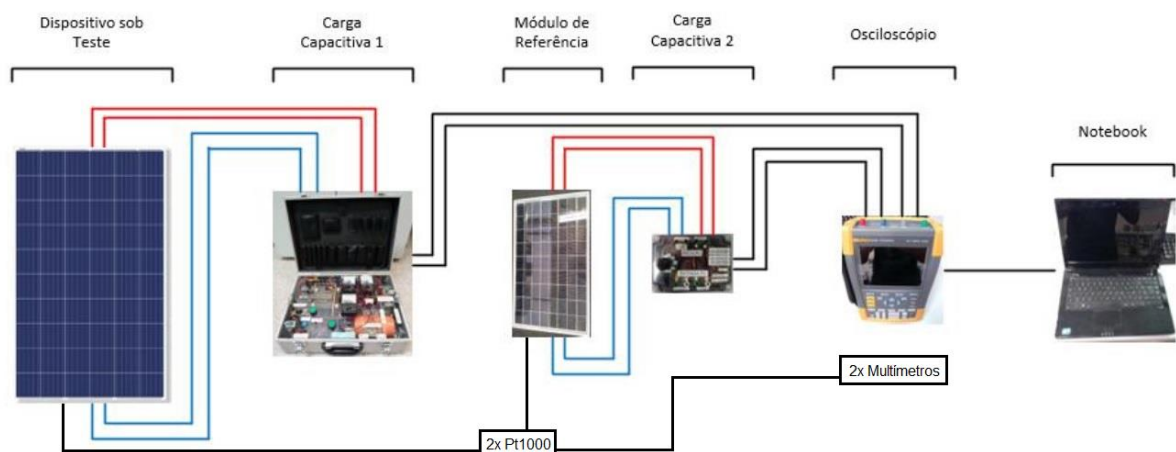
$$G_{ef} = G^* \times \frac{I_{SC}}{I_{SC}^*} \times \frac{1}{1 + \alpha(T_C - T_C^*)} \quad (2.1)$$

onde, T_C representa a temperatura de célula em graus Célsius e os parâmetros com asterisco (*) indicam que o valor é representativo à STC.

2.2. Arranjo experimental e metodologia

O arranjo experimental utilizado está na Figura 2.16. O dispositivo sob teste é o módulo do qual se deseja obter a curva I-V para avaliar suas características elétricas. Cada módulo é conectado à sua respectiva carga capacitiva via quatro fios, utilizando cabos com conectores tipo MC4. Todos os sinais são coletados pelo osciloscópio que, através de uma conexão USB, transfere os dados para um *notebook*. As medidas de temperatura são feitas com auxílio de dois multímetros para registrar os valores de resistência dos sensores, cada um conectado na parte posterior e centralizado no módulo. O experimento foi realizado na área de teste do GEDAE, com coordenadas geográficas de 1,4705 Sul e 48,4456 Oeste, a orientação dos módulos voltada para o norte geográfico, com ângulo de inclinação de 11 graus (inclinação comumente utilizada na região).

Figura 2.16 – Arranjo experimental para aquisição de curva a sol-real.



A metodologia a sol-real adotada consiste em três etapas. A primeira etapa é a de avaliação dos módulos no simulador solar. Para isso, foram utilizados dois módulos de mesmo modelo para cada bateria de medição, como parte de uma das etapas de avaliação que

é explicada mais adiante. Desta forma, obtêm-se as curvas I-V nas condições da STC, que são os dados principais para comparação das curvas obtidas a sol-real.

A segunda etapa é de aquisição da curva sob a luz solar do módulo que se pretende medir (DUT) juntamente com o módulo de referência, os quais são posicionados lado a lado de forma coplanar, conforme Figura 2.17. Utilizando o arranjo experimental descrito previamente, obtêm-se as curvas I-V dos módulos. Em cada bateria de teste, 50 curvas são obtidas nestas condições. As medições são realizadas em dias de céu limpo ou com baixa incidência de nuvens, no horário de 11 h às 13 h, visto que, é o período no qual a irradiância atinge valores próximos ou superiores a 800 W/m^2 .

Figura 2.17 – DUT e módulo de referência posicionados na área de teste.



Figura 2.18 – DUT e módulo de referência de mesmo modelo na área de teste.



Já a terceira etapa consiste em levar novamente o DUT ao sol, mas agora no lugar do módulo de referência utilizado anteriormente, utiliza-se um segundo módulo de mesmo

modelo do primeiro (Figura 2.18), também previamente testado no simulador solar. Esse segundo módulo passa a ser um novo módulo de referência, só que do mesmo modelo do DUT. Novamente 50 curvas I-V nestas condições são medidas, utilizando o mesmo arranjo experimental da segunda etapa, tomando o mesmo cuidado de posicionamento coplanar e realização das medições no mesmo intervalo do dia. Em boa parte dos módulos medidos, a segunda e terceira etapas puderam ser realizadas no mesmo dia.

Finalizada as etapas de aquisição das curvas, procede-se com a avaliação para determinação dos parâmetros elétricos e extrapolação das curvas para a condição padrão de teste, utilizando as equações indicadas no Capítulo 1. Os coeficientes de temperatura α e β utilizados para o DUT e módulo de mesmo modelo do DUT, são os indicados em suas respectivas folhas de dados presentes no Anexo A Cinco análises individuais foram realizadas no que diz respeito à extrapolação, todas referentes à medida de temperatura, que são:

Análise 1 – Calcula-se a temperatura do módulo de referência através da tensão de circuito aberto medida e de seu coeficiente β e considera-se que esta é a mesma temperatura do DUT. Esta metodologia tem a vantagem de não necessitar de nenhum sensor de temperatura durante a medição;

Análise 2 – Utiliza-se o valor de temperatura do módulo de referência medido com o sensor, assim como a temperatura do DUT (forma mais usual de medida);

Análise 3- Calcula-se a temperatura do módulo de referência por meio da tensão de circuito aberto medida e de seu coeficiente β e para o DUT utiliza-se a temperatura medida com sensor. Esta metodologia tem a vantagem de se necessitar de apenas um sensor de temperatura durante a medição;

Análise 4 – Calcula-se a temperatura de ambos através das tensões de circuito aberto medidas e de seus respectivos coeficientes de temperatura. Esta metodologia também tem a vantagem de não necessitar de nenhum sensor de temperatura durante a medição;

Análise 5 – A temperatura do módulo de referência é medida pelo sensor e considera-se que o DUT possui a mesma temperatura. Metodologia que também possui a vantagem de se necessitar de apenas um sensor de temperatura durante a medição.

2.3. Programa desenvolvido em *Visual Basic for Applications* - VBA

Como forma de agilizar o tratamento dos dados, escolheu-se a linguagem de programação VBA, pois esta é implementada via Microsoft Excel que é amplamente utilizado

e a interface com os resultados fica mais intuitiva. O programa é responsável por realizar a extrapolação das curvas I-V obtidas, bem como calcular e extrair os parâmetros elétricos antes e depois da extrapolação. O código completo do programa está no Apêndice B.

O programa está em formato .xslm para permitir a execução de macros. Possui seis abas visualizadas na própria tela do Excel, e dois botões de execução de macro, como mostra a Figura 2.19. O botão “Curva Padrão” realiza todas as execuções das macros programadas e botão “Módulos” faz a seleção dos módulos que serão utilizados.

Figura 2.19 – Aba principal do programa em desenvolvido em VBA.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Title	Input A		Title	Input B		Title	Input C		Title	Input D				98		
2	ID	1		ID	1		ID	1		ID	1				168		Curva Padrão
3	Type	Waveform		Type	Waveform		Type	Waveform		Type	Waveform						Módulos
4	Date	42837		Date	42837		Date	42837		Date	42837						
5	Time	10:44:11		Time	0,44735		Time	0,44735		Time	0,44735						
6	X Scale	2,00E-02		X Scale	0,02		X Scale	0,02		X Scale	0,02						
7	X At 0%	-5,52E-03		X At 0%	-0,00552		X At 0%	-0,00552		X At 0%	-0,00552						
8	X Resoluti	2,50E+02		X Resoluti	250		X Resoluti	250		X Resoluti	250						
9	X Size	3000		X Size	3000		X Size	3000		X Size	3000						
10	X Unit	s		X Unit	s		X Unit	s		X Unit	s						
11	X Label	20 ms/Div		X Label	20 ms/Div		X Label	20 ms/Div		X Label	20 ms/Div						
12	Y Scale	1,00E+01		Y Scale	0,02		Y Scale	10		Y Scale	0,01						
13	Y At 50%	1,00E+01		Y At 50%	0,02		Y At 50%	10		Y At 50%	0,01						
14	Y Resoluti	3,20E+03		Y Resoluti	3200		Y Resoluti	3200		Y Resoluti	3200						
15	Y Size	65536		Y Size	65536		Y Size	65536		Y Size	65536						
16	Y Unit	V		Y Unit	V		Y Unit	V		Y Unit	V						
17	Y Label	V		Y Label	mV		Y Label	V		Y Label	mV						
18																	
19	-5,52E-03	3,31E+01		-5,52E-03	-1,25E-04		-5,52E-03	1,91E+01		-5,52E-03	-1,97E-04						
20	-5,44E-03	3,31E+01		-5,44E-03	2,75E-04		-5,44E-03	1,93E+01		-5,44E-03	-9,69E-05						
21	-5,36E-03	3,32E+01		-5,36E-03	4,75E-04		-5,36E-03	1,93E+01		-5,36E-03	2,03E-04						
22	-5,28E-03	3,32E+01		-5,28E-03	-3,25E-04		-5,28E-03	1,91E+01		-5,28E-03	1,03E-04						
23	-5,20E-03	3,31E+01		-5,20E-03	-1,25E-04		-5,20E-03	1,91E+01		-5,20E-03	3,13E-06						
24	-5,12E-03	3,33E+01		-5,12E-03	-1,25E-04		-5,12E-03	1,93E+01		-5,12E-03	1,03E-04						
25	-5,04E-03	3,34E+01		-5,04E-03	-3,25E-04		-5,04E-03	1,92E+01		-5,04E-03	2,03E-04						
26	-4,96E-03	3,33E+01		-4,96E-03	-1,25E-04		-4,96E-03	1,92E+01		-4,96E-03	2,03E-04						
27	-4,88E-03	3,34E+01		-4,88E-03	7,50E-05		-4,88E-03	1,92E+01		-4,88E-03	2,03E-04						
28	-4,80E-03	3,34E+01		-4,80E-03	2,75E-04		-4,80E-03	1,93E+01		-4,80E-03	2,03E-04						
29	-4,72E-03	3,34E+01		-4,72E-03	7,50E-05		-4,72E-03	1,95E+01		-4,72E-03	3,03E-04						
30	-4,64E-03	3,34E+01		-4,64E-03	2,75E-04		-4,64E-03	1,92E+01		-4,64E-03	3,03E-04						
31	-4,56E-03	3,33E+01		-4,56E-03	2,75E-04		-4,56E-03	1,93E+01		-4,56E-03	1,03E-04						
32	-4,48E-03	3,35E+01		-4,48E-03	-1,25E-04		-4,48E-03	1,95E+01		-4,48E-03	1,03E-04						
33	-4,40E-03	3,35E+01		-4,40E-03	7,50E-05		-4,40E-03	1,91E+01		-4,40E-03	2,03E-04						
34	-4,32E-03	3,32E+01		-4,32E-03	-1,25E-04		-4,32E-03	19,11875		-4,32E-03	3,13E-06						
35	-4,24E-03	3,33E+01		-4,24E-03	-3,25E-04		-4,24E-03	19,11875		-4,24E-03	1,03E-04						
36	-4,16E-03	3,33E+01		-4,16E-03	7,50E-05		-4,16E-03	19,01875		-4,16E-03	3,03E-04						
37	-4,08E-03	3,31E+01		-4,08E-03	-1,25E-04		-4,08E-03	19,01875		-4,08E-03	2,03E-04						
38	-4,00E-03	3,31E+01		-4,00E-03	-5,25E-04		-4,00E-03	19,01875		-4,00E-03	1,03E-04						

Com relação às abas, estas são:

Dados Fluke - aba onde os dados do osciloscópio são importados;

Dados Brutos - curvas I-V dos módulos antes da extrapolação para STC;

Dados de Placa – dados obtidos do catálogo do fabricante do DUT;

Extrapolação – aba onde todos os parâmetros são calculados e é realizada a extrapolação da curva;

Relatório de medida – aba para representação final da curva antes e após a extrapolação, bem como cálculo do desvio com relação à medição *indoor*;

Dados Módulos – aba para cadastro dos dados de módulos que serão medidos.

Para utilizar o programa o usuário deve primeiramente selecionar a aba “Dados Módulos” e cadastrar o módulo a ser utilizado, como mostra a Figura 2.20.

Figura 2.20 – Aba para cadastro dos módulos que serão medidos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Módulos - Valores na STC											
2												
3	Modelo	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Impp (A)	Pmpp (W)	α A/°C	β V/°C	NOCT (°C)	N° células	Tecnologia	Fonte
4	A-85M	21,500	4,950	17,200	4,700	80,840	0,001500	-0,07632	45	36		Costa Módulo
5	AP60-255 S081	37,910	8,980	30,460	8,460	257,692	0,005429	-0,11160	43	60	Multicristalino	Datasheet
6	AP60-255 S232	37,470	8,970	30,280	8,470	256,472	0,005429	-0,11160	43	60	Multicristalino	Datasheet
7	P:CS5E-20M	21,544	1,227	17,089	1,125	19,225	0,000736	-0,07540	45	36		Sim. PASAN
8	JAP6-60-260/3BB	37,980	9,040	30,630	8,490	260,049	0,005243	-0,12533	45	60		Datasheet
9	JAP6-60-265/3BB	38,140	9,100	30,960	8,560	265,018	0,005278	-0,12586	45	60		Datasheet
10	P: AP60-255 S0232	37,453	8,386	30,039	7,858	236,046	0,005429	-0,11160	43	60	Multicristalino	Sim. PASAN
11	P: KS 16 Kyocera	19,006	1,093	14,725	0,998	14,696	0,000300	-0,07040	45	32		Módulo padrão
12	P: SPR-P17-350	51,997	8,289	43,297	7,746	335,379	0,003600	-0,17510	40	83	Multicristalino	Sim. PASAN
13	P: TSP- M2221-1	21,662	1,477	17,344	1,330	23,068	0,000300	-0,08000	45	36		Sim. PASAN
14	Solaris S55P	21,850	3,240	18,200	3,040	55,328	0,001620	-0,07429	45	36		
15	SPR-P17-335-COM	51,100	8,510	42,200	7,940	335,068	0,003600	-0,17370	40	83	Multicristalino	Datasheet
16	SPR-P17-340-COM	51,300	8,520	42,500	8,000	340,000	0,003600	-0,17440	40	83	Multicristalino	Datasheet
17	SPR-P17-345-COM	51,500	8,570	42,800	8,060	344,968	0,003600	-0,17510	40	83	Multicristalino	Datasheet
18	SPR-P17-350-COM	51,700	8,650	43,100	8,120	349,972	0,003600	-0,17510	40	83	Multicristalino	Datasheet
19	SR - M660260 -B	37,400	9,240	30,400	8,560	260,224	0,004280	-0,13090	45	60		Datasheet
20	STL- 150A	80,800	2,720	62,700	2,390	149,853	0,000109	-0,19392	45,6	1	Amorfo	
21	Open 260-PM60	37,700	8,850	30,550	8,500	259,675	0,003849	-0,12410	48	60	Multicristalino	Datasheet
22	P:Open 260-PM60	38,367	8,510	31,055	8,038	249,620	0,003702	-0,12630	48	60	Multicristalino	Sim. PASAN
23	Open 265-PM60	37,850	8,950	30,700	8,600	264,020	0,003893	-0,12460	48	60	Multicristalino	Datasheet
24	YL 245P-29b	37,800	8,630	30,200	8,110	244,922	0,005178	-0,12474	46	60	Multicristalino	Datasheet
25	G:YL 245P-29b	37,476	8,708	29,498	8,149	240,379	0,005225	-0,12367	46	60	Multicristalino	Sim. PASAN

Figura 2.21 – Janela para seleção dos módulos.

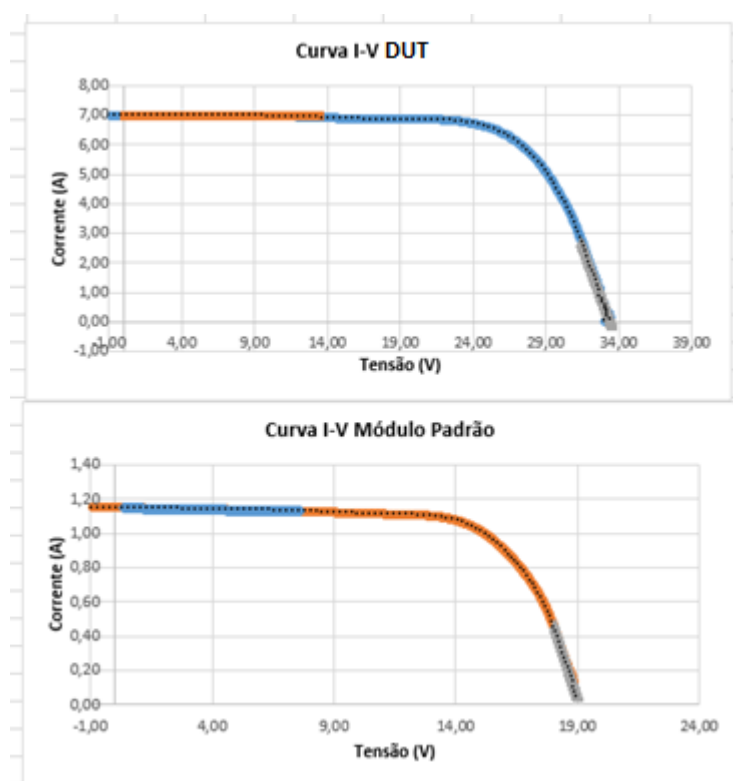
The image shows a dialog box titled "Seleção Módulos Fotovoltaicos". It has a close button (X) in the top right corner. Inside the dialog, there are two dropdown menus: "DUT" and "Módulo de referência". Below these are two text input fields: "N° de módulos em série" and "N° de fileiras em paralelo". At the bottom, there is a dropdown menu labeled "Medida simulador solar DUT" and two buttons: "OK" and "Cancel".

Feita esta etapa, deve-se clicar no botão “Módulos” na aba Dados Fluke, uma janela de seleção aparecerá onde deve-se escolher os módulos utilizados, conforme Figura 2.21. O campo DUT, na Figura 2.21, é uma caixa de seleção que permite escolher o módulo utilizado, bem como o campo “Módulo de referência” e “Medida simulador solar DUT”, este último refere-se à medida do DUT realizada com auxílio do simulador solar. Caso a medida seja

realizada para um gerador fotovoltaico, devem-se preencher os campos N° de módulos em série e N° de fileiras em paralelo com a quantidade adequada. Para a medida de um único módulo ambos os campos devem ser preenchidos com o número 1.

Após esta etapa, pode-se apertar o botão “Curva Padrão”, para executar o código e uma tela de seleção de arquivo abrirá (tal arquivo deve estar no formato .xlsx) para escolher o arquivo que se pretende executar a rotina. A Figura 2.22 mostra os gráficos obtidos na aba “Dados Brutos”, que consistem na representação das curvas I-V obtidas a sol-real. Por questão de nomenclatura adotada, é considerado “Módulo Padrão” equivalente a “Módulo de Referência”.

Figura 2.22 – Gráficos das curvas I-V da aba Dados Brutos.

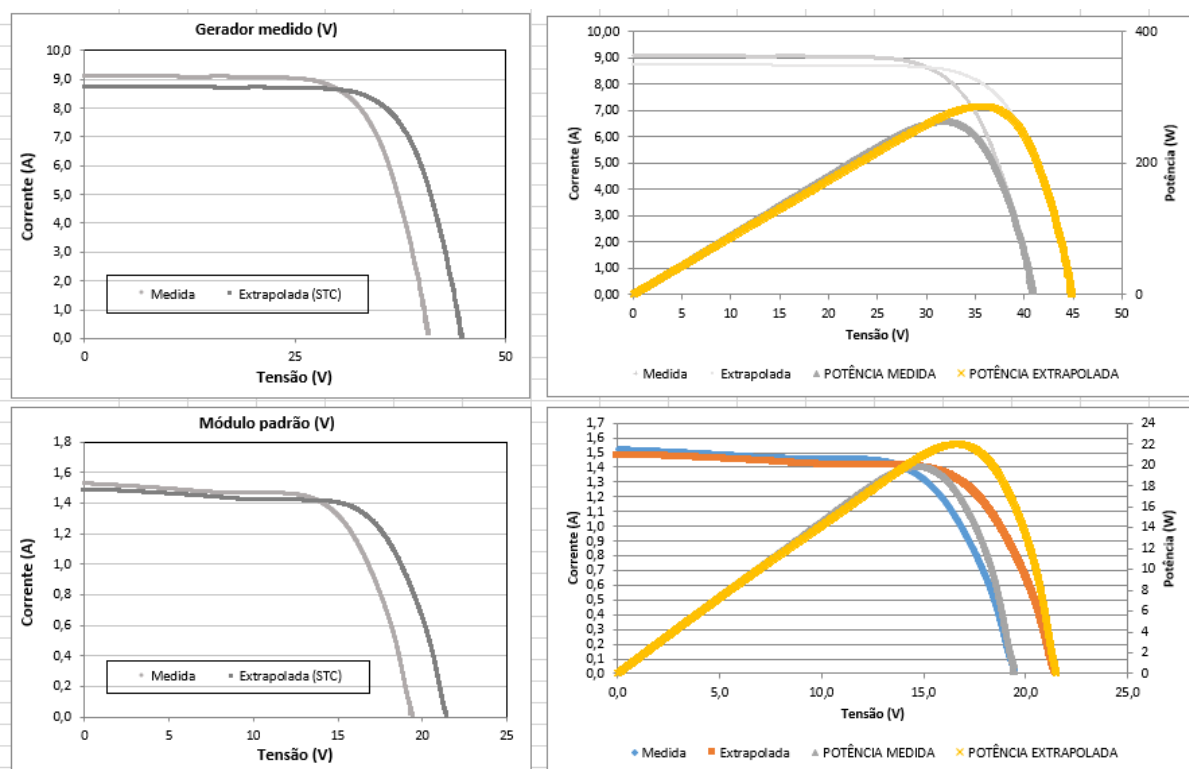


Nas duas curvas da Figura 2.22 existem regiões de ajustes lineares que são utilizadas para calcular os valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto. Para este fim, utilizou-se a metodologia proposta por Bühler *et al.*, (2011), que consiste em determinar um valor de tensão de circuito aberto indicado por V'_{OC} que é o maior valor de tensão medido com corrente positiva e através deste valor determina-se uma região entre $-1\% V'_{OC}$ e $40\% V'_{OC}$ que é utilizada para calcular a corrente de curto-circuito I_{SC} do módulo mediante regressão linear por mínimos quadrados. Por meio da corrente de curto-circuito previamente determinada, se

estabelece uma região entre $-5\% I_{SC}$ e $40\% I_{SC}$ e mediante regressão linear por mínimos quadrados determina-se o valor da tensão de circuito aberto V_{OC} do módulo.

A Figura 2.23 mostra as curvas I-V e P-V para ambos os módulos bem como a comparação entre as curvas antes e depois da extrapolação, como os dados passam por um processo de filtragem (detalhado mais adiante), a determinação do ponto de máxima potência pôde ser calculada através de máximo valor de potência medida.

Figura 2.23 – Gráficos relativos a aba Extrapolação para ambos os módulos medidos.

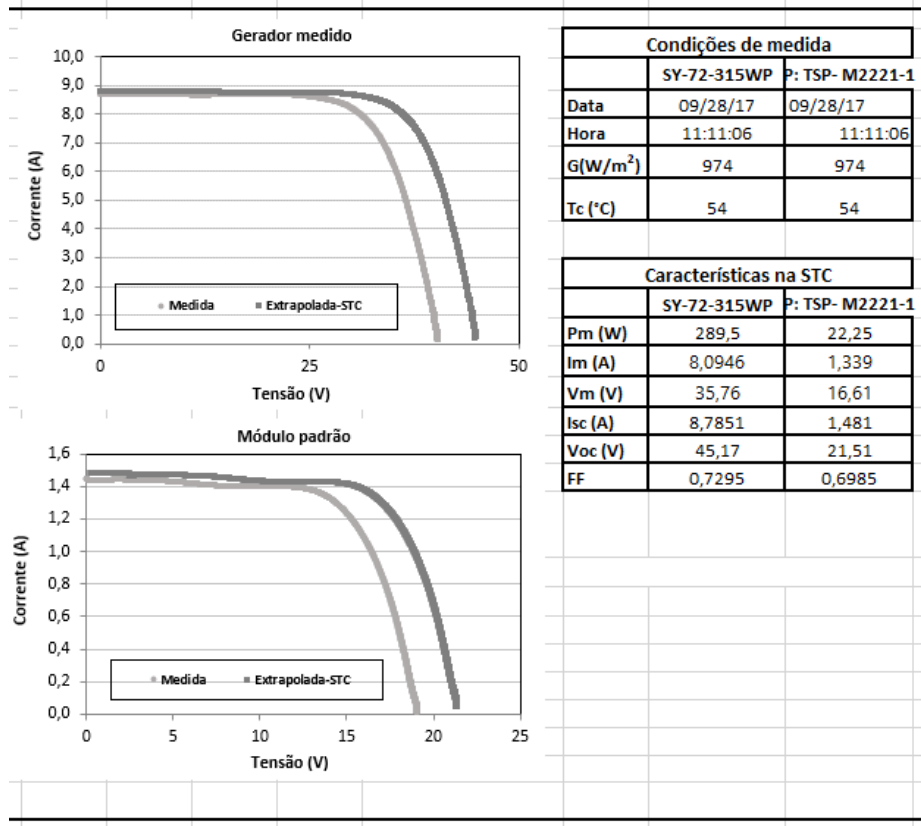


A Figura 2.24 mostra o relatório de medida da aba de mesmo nome, onde se tem um resumo da medição realizada e os valores dos parâmetros dos módulos, bem como as curvas I-V antes e depois da extrapolação para as condições da STC.

Como se pôde notar pelas imagens anteriores, as curvas possuem um aspecto bem homogêneo, algo que não é tão comum em medições, isto se deve ao fato de ter aplicado filtros nos dados para ajustar melhor os pontos, evitando problemas como a determinação errônea do ponto de máxima potência. Para este fim, utilizou-se uma rotina em MATLAB aplicando o método denominado regressão local robusta (comando 'rloess') que consiste em determinar um tamanho de intervalo onde uma regressão polinomial de segunda ordem é calculada, e através de determinação de pesos aos pontos dentro do intervalo, esta função é

ajustada para melhor representar os pontos. No caso do método robusto, este impede a influência de valores extremos que estejam dentro do intervalo.

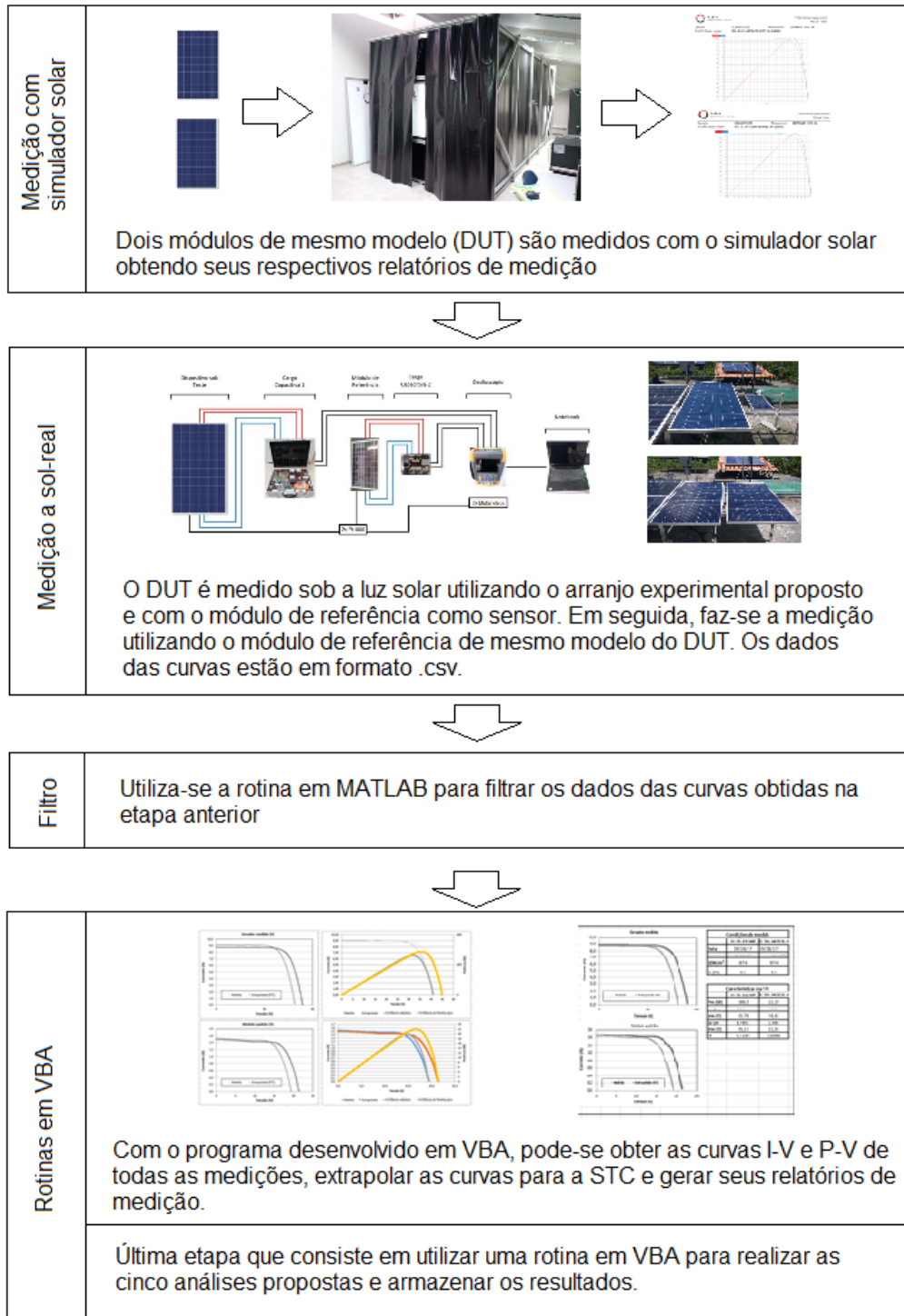
Figura 2.24 – Relatório de medida.



Para realizar as cinco análises descritas no tópico 2.2 uma rotina em VBA foi utilizada para realizar as mudanças necessárias e obter os resultados de cada medição.

O fluxograma da Figura 2.25 mostra a metodologia discutida neste capítulo, mostrando cada etapa para poder se obter os resultados que foram organizados e são apresentados e discutidos no Capítulo 3.

Figura 2.25 – Fluxograma da metodologia utilizada para medição dos módulos.



3. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Este capítulo apresenta a análise dos resultados experimentais. Cada módulo foi submetido a todo processo de medição descrito no capítulo anterior. O enfoque dado aos resultados é com relação à máxima potência, visto que este parâmetro é o de maior interesse do ponto de vista de produção de energia elétrica.

Oito módulos de diferentes fabricantes e todos da mesma tecnologia (multicristalina) foram ensaiados. A Tabela 3.1 mostra os parâmetros extraídos de seus respectivos catálogos que podem ser consultados no Anexo A.

Tabela 3.1 – Dados de catálogo para os oito módulos ensaiados.

Módulo	1	2	3	4	5
Fabricante	Kyocera	Akcome	Amerisolar	ERA Solar	Yingli
Modelo	KD250GH-4FB2	SK6612P 325	AS-6P 320	ESPMC 310	YL245P-29b
P_{MPP} (W)	250	325	320	310	245
V_{MPP} (V)	29,8	36,9	37,1	37,3	30,2
I_{MPP} (A)	8,39	8,81	8,63	8,31	8,11
V_{OC} (V)	36,9	45,7	45,7	45,1	37,8
I_{SC} (A)	9,09	9,36	9,04	8,9	8,63
α (%/°C)	0,0605	0,055	0,05	0,0856	0,06
β (%/°C)	-0,36	-0,31	-0,31	-0,295	-0,33

Módulo	6	7	8
Fabricante	Schläfer	Suoyang	Solarland
Modelo	SCH 265 P60	SY-72-315	SLP150-12
P_{MPP} (W)	265	315	150
V_{MPP} (V)	30,54	37,6	18,5
I_{MPP} (A)	8,68	8,38	8,11
V_{OC} (V)	38,65	45,5	22,2
I_{SC} (A)	9,23	8,83	8,68
α (%/°C)	0,047	0,06	0,065
β (%/°C)	-0,33	-0,34	-0,36

Para a discussão dos resultados utilizou-se o desvio percentual do ponto de máxima potência que é calculado da equação (3.1).

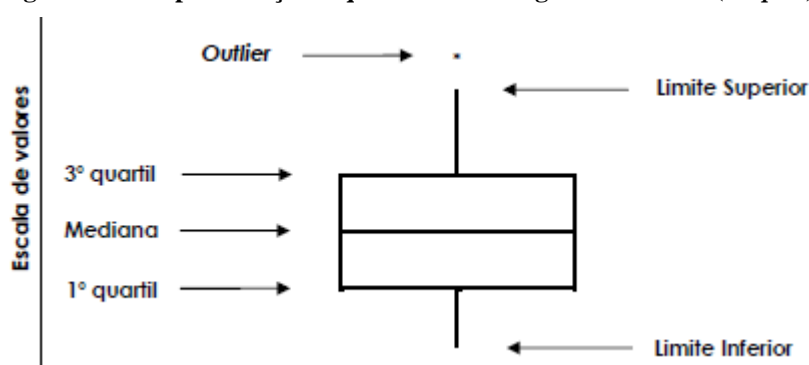
$$desvio (\%) = \frac{P_{MP} - P_{MP}^*}{P_{MP}^*} \cdot 100 \quad (3.1)$$

onde P_{MP}^* representa o valor de máxima potência medido através do simulador solar e P_{MP} o valor de máxima potência extrapolado para STC via medição realizada com a carga capacitiva a Sol-real.

Para auxiliar a discussão das cinco análises propostas, utilizou-se o diagrama de caixa, também conhecido como *boxplot*. Esta representação gráfica apresenta vantagens de poder representar todas as medições de uma forma mais simples e detecção de valores que fogem a tendências dos dados, chamados de *outliers*. Esses valores discrepantes podem representar erro no processo de medição, no processamento de dados ou valores que por algum outro fator se diferenciaram dos demais. Para a construção do diagrama de caixa, utilizam-se os percentis, mediana, primeiro e terceiro quartis que são pouco influenciados por valores extremos. Também se faz necessário conhecer os valores mínimo e máximo dos conjuntos de dados (REIS e REIS, 2002).

O diagrama de caixa é representado por uma caixa atravessada por uma linha utilizando um eixo com uma escala de valores, conforme mostra a Figura 3.1. O fundo da caixa representa o primeiro quartil, já o topo representa o terceiro quartil, a linha atravessada representa a mediana.

Figura 3.1 – Representação esquemática do diagrama de caixa (*boxplot*).



Fonte: REIS e REIS, 2002.

O intervalo entre o primeiro e terceiro quartil representa 50 % dos dados. Os outros 50% são representados pelas duas linhas que saem das extremidades da caixa, também representadas na Figura 3.1. Estas linhas são traçadas de forma que encontrem o valor máximo (linha superior) ou mínimo (linha inferior), ou se atinja o comprimento máximo de

1,5 vezes a altura da caixa. Nesta última situação, os valores que ultrapassaram o comprimento máximo são representados por um ponto e estes são os *outliers*, indicado na Figura 3.1. Nos diagramas de caixa montados com auxílio do Microsoft Excel, no interior da caixa tem-se uma marcação em xis (x) que representa a média dos dados, conforme é adiante visto nos diagramas que são utilizados nas análises dos resultados.

3.1. Resultados das medições com o simulador solar

Os resultados das medições com o simulador solar, os parâmetros elétricos informados em seus respectivos catálogos e as tolerâncias do valor de máxima potência estão presentes na Tabela 3.2 e podem ser verificados no apêndice A. Como foi informado anteriormente, para cada modelo de módulo foram medidos dois módulos. Um é considerado o dispositivo sob teste e seus parâmetros elétricos medidos estão representados pela coluna DUT na Tabela 3.2. O outro módulo medido é o que foi utilizado como sensor, substituindo o módulo de 23 Wp nas medições a sol-real, e seus parâmetros elétricos estão na coluna Referência DUT na Tabela 3.2.

Ao se comparar as medidas dos módulos de mesmo modelo obtidas com simulador solar, nota-se que ocorrem pequenas diferenças nos valores de máxima potência entre os dois módulos. Este fato é levado em conta pelos fabricantes que informam em suas folhas de dados as tolerâncias com relação à máxima potência. A maior diferença medida, foi a do modelo AS-6P 320, que chegou a cerca de 4 W. Contudo, os valores medidos estão dentro da faixa de tolerância informada pelo fabricante, a qual indica que a máxima potência pode atingir o valor de até 329,6 W, conforme Tabela 3.2.

Comparando as medições do DUT no simulador solar e o que é informado no catálogo, os modelos ESPMC 310, YL245P-29b, SCH 265 P60 e SY-72-315 apresentaram valores de máxima potência diferentes do que são informados em seus respectivos catálogos, considerando as tolerâncias de potência informadas. Dentre estes módulos, o modelo SY-72-315 foi o que apresentou a diferença mais significativa, cerca de 14 W a menos do que é indicado no catálogo e pode ser observada na Tabela 3.2. Neste caso, o fabricante indica que a máxima potência pode assumir valores entre 315 W e 324,45 W, contudo, isto não foi observado na medição com o simulador, no qual o maior valor medido foi de 301,2 W.

Cabe destacar que para o módulo ESPMC 310 o fabricante afirma que este possui tolerância positiva, ou seja, a máxima potência medida nas condições da STC deve ser igual a

informada no catálogo ou superior, mas, não informa seu valor no catálogo. Para os demais módulos a máxima potência medida no simulador solar está dentro da tolerância informada na folha de dados, mesmo considerando a incerteza de medição do simulador.

Tabela 3.2 – Parâmetros elétricos da folha de dados, simulador solar e tolerância de máxima potência para cada módulo ensaiado.

Parâmetro	KD250GH-4FB2			SK6612P 325			AS-6P 320		
	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT
P_{MPP} (W)	250	245,4	246,6	325	326,8	325,8	320	326,7	322,5
V_{MPP} (V)	29,8	29,6	29,7	36,9	37,3	37,2	37,1	37,3	37,0
I_{MPP} (A)	8,39	8,3	8,3	8,81	8,8	8,7	8,63	8,7	8,7
V_{OC} (V)	36,9	37,4	37,4	45,7	46,0	46,0	45,7	45,9	45,4
I_{SC} (A)	9,09	8,8	8,8	9,36	9,3	9,3	9,04	9,3	9,2
Tolerância P_{MPP} (W)	242,5 (-3 %) / 262,5(+5%)			325 / 334,75 (+3%)			320 / 329,6 (-3%)		
Parâmetro	ESPMC 310			YL245P-29b			SCH 265 P60		
	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT
P_{MPP} (W)	310	296,6	297,7	245	240,5	240,3	265	258,1	255,2
V_{MPP} (V)	37,3	35,5	35,5	30,2	29,3	29,1	30,54	30,4	30,2
I_{MPP} (A)	8,31	8,4	8,4	8,11	8,2	8,2	8,68	8,5	8,4
V_{OC} (V)	45,1	44,7	44,8	37,8	37,4	37,5	38,65	37,9	37,9
I_{SC} (A)	8,9	8,9	8,3	8,63	8,8	8,8	9,23	9,0	9,0
Tolerância P_{MPP} (W)	Fabricante afirma ser positiva			245 / 250 (+5 W)			265 / 270 (+5 W)		
Parâmetro	SY-72-315			SLP150-12					
	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT	<i>Datasheet</i>	DUT	Referência DUT			
P_{MPP} (W)	315	301,2	300,8	150	150,9	151,4			
V_{MPP} (V)	37,6	36,5	36,1	18,5	18,4	18,4			
I_{MPP} (A)	8,38	8,2	8,3	8,11	8,2	8,2			
V_{OC} (V)	45,5	45,5	45,2	22,2	22,7	22,7			
I_{SC} (A)	8,83	8,9	8,9	8,68	8,7	8,7			
Tolerância P_{MPP} (W)	315 / 324,45 (+3%)			142,5 (-5%) / 157,5 (+5%)					

3.2. Resultados das medições *outdoor* utilizando o módulo de 23 Wp como sensor

Os primeiros resultados foram obtidos a partir de medições a sol real realizadas com módulo de 23 Wp utilizado como sensor. Os resultados dos módulos estão agrupados nas Figuras 3.2, 3.3 e 3.4, onde cada cor representa uma das cinco análises.

Figura 3.2 – Diagrama de caixa do desvio percentual de máxima potência. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de 23 Wp como sensor.

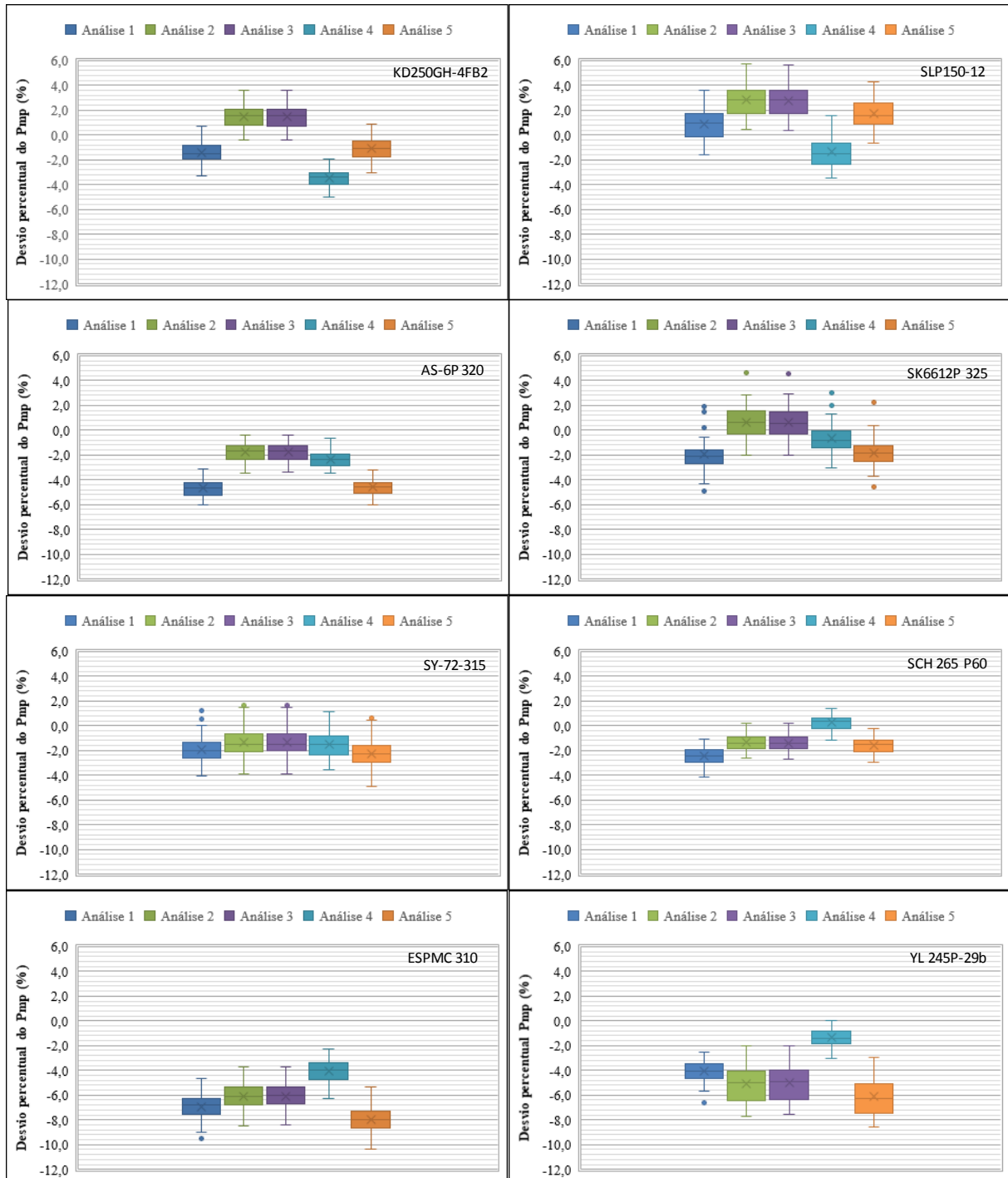
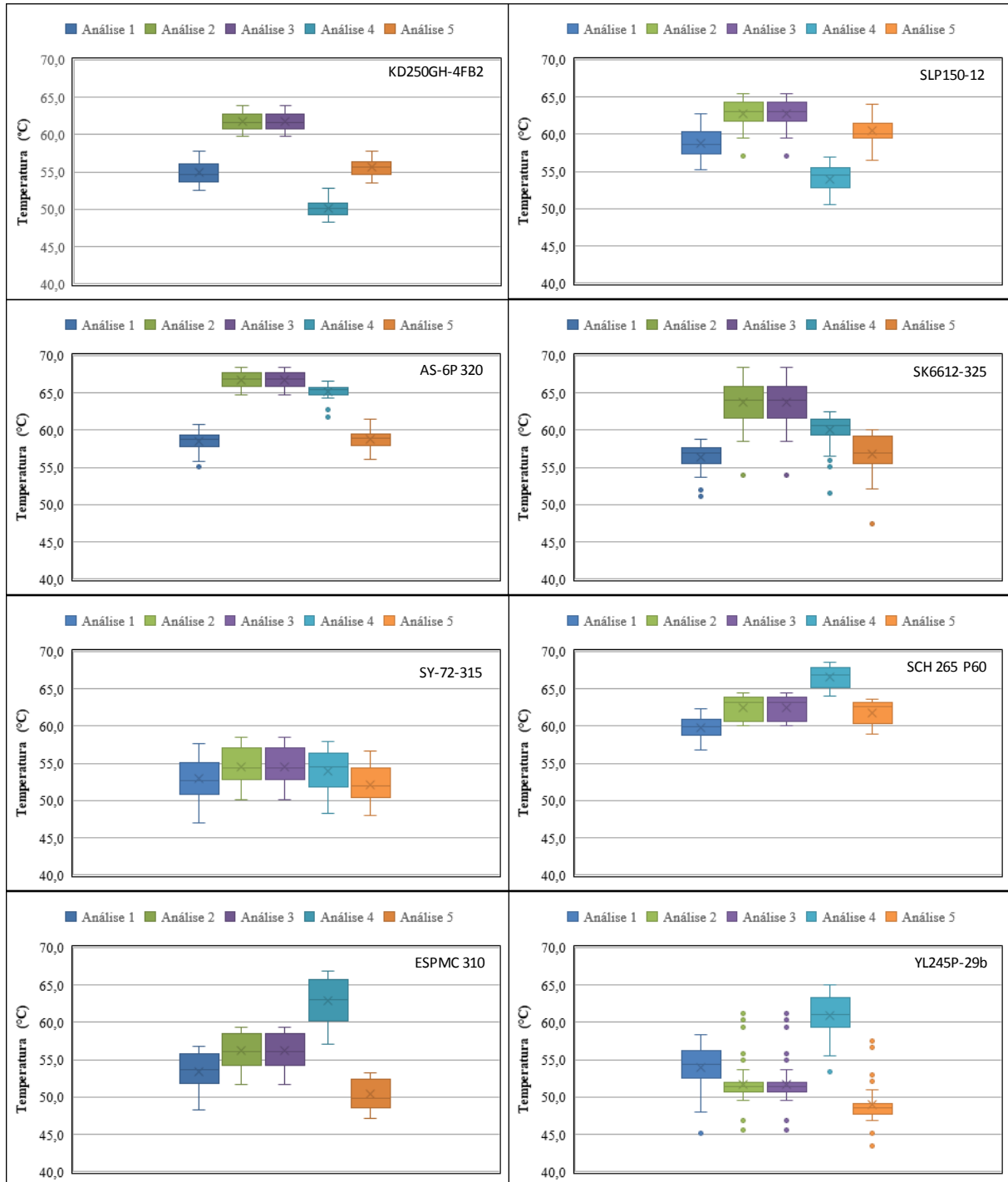


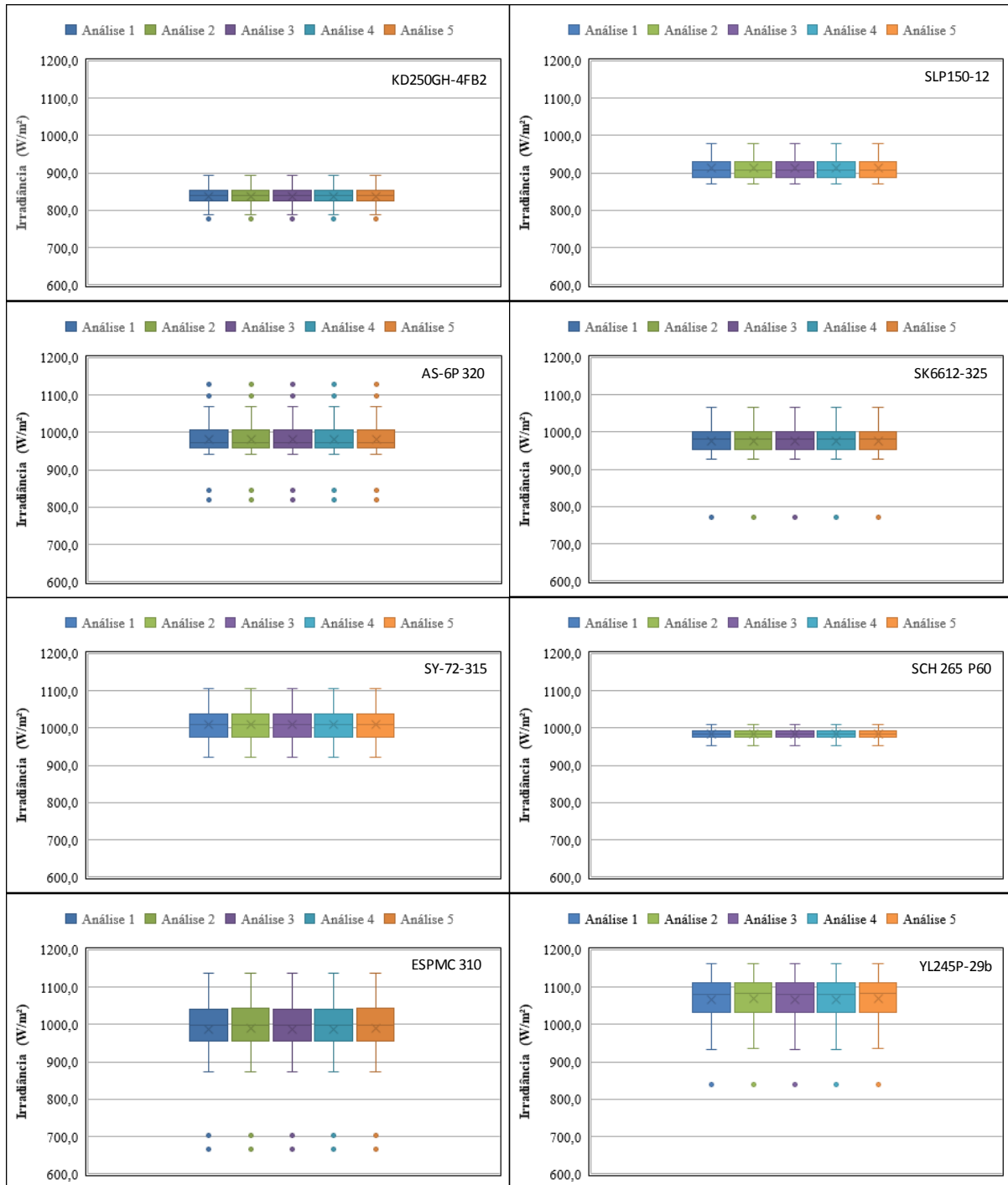
Figura 3.3 – Diagrama de caixa dos valores de temperatura (°C) obtidas para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de 23 Wp como sensor.



A Figura 3.2 mostra o diagrama de caixa do desvio percentual de máxima potência para cada um dos oito módulos, e através desta percebe-se que os módulos KD250G-4FB2 e SLP 150-12 possuem um comportamento semelhante quando se comparam as análises correspondentes. Considerando a mediana como a medida de tendência central, os desvios de máxima potência para estes dois módulos ficaram entre -4% a +3%. Este comportamento

semelhante entre as análises correspondentes também é notado quando se comparam estes dois módulos na Figura 3.3, que mostra o diagrama de caixa para os valores de temperatura obtidos para o DUT de todos os módulos avaliados.

Figura 3.4 - Diagrama de caixa dos valores de irradiância (W/m^2) medidas para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de 23 W como sensor.



Neste ponto, cabe ressaltar o impacto que a temperatura tem na questão do desvio de

máxima potência, visto que, ao se comparar a Figura 3.2 e a Figura 3.3 estas possuem os mesmos formatos para cada módulo e as diferentes análises consideradas. Levando em conta que a Equação (1.18), referente à translação dos valores de tensão para STC, utiliza o coeficiente β que é consideravelmente maior que o coeficiente α , é esperado que os módulos que possuam coeficientes β iguais tenham o mesmo comportamento quando se transladam os pontos para a STC.

Retomando a análise dos módulos KD250GH-4FB2 e SLP 150-12, ao observar a Tabela 3.1, nota-se que o coeficiente β dos módulos são iguais a $-0,36\%/^{\circ}\text{C}$. Ademais, ao analisar a Figura 3.4 que mostra o diagrama de caixa dos valores de irradiância para o DUT durante as medições, as medianas das irradiância para os dois módulos citados ficaram no intervalo de 850 a 900 W/m^2 que são irradiâncias muito próximas. Este fato é levado em conta no momento da translação das curvas, visto que, os pontos de corrente são transladados utilizando a irradiância medida e também o coeficiente α conforme a Equação (1.17). Ao comparar os valores do coeficiente α para estes módulos, conforme Tabela 3.1, os valores dos coeficientes diferem em $0,0055\%/^{\circ}\text{C}$, ou seja, as translações dos pontos de correntes são semelhantes.

Os módulos SK 6612 325 e AS-6P 320 apresentaram o mesmo comportamento do desvio de máxima potência quando se observa as diferentes análises, diferindo na dispersão e magnitude dos mesmos, como pode ser observado na Figura 3.2. Para estes módulos as análises 2, 3 e 4 foram as que o desvio obteve menor valor, situando-se no intervalo de $\pm 2\%$. Ao verificar a Tabela 3.1 e a Tabela 3.2, percebe-se que os coeficientes β são iguais a $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$ para ambos os módulos, as medidas da tensão de circuito aberto diferem em apenas 0,1 V e o coeficiente α diferem em $0,005\%/^{\circ}\text{C}$, ajuda a entender a semelhança nos resultados. Analisando a Figura 3.4, os valores de irradiância nas duas medições também ficaram em uma mesma faixa de 900 a 1.000 W/m^2 considerando a mediana das irradiâncias.

Avaliando o módulo SY-72-315, as análises 2, 3 e 4 foram as que o desvio obteve menor valor, situando-se no intervalo de 0% a -2% . Contudo, o coeficiente β de $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$ para este módulo é mais próximo do valor de β do módulo de referência de 23 Wp que é de $-0,33\%/^{\circ}\text{C}$, o que fez com que as cinco análises para este módulo diferenciassem pouco entre si como mostrado na Figura 3.2, fato que também é visualizado na Figura 3.3 relativa à temperatura. Com relação à irradiância, esta ficou próxima de 1.000 W/m^2 de acordo com a Figura 3.4, o que certamente ajudou nos resultados obtidos diminuindo os desvios na extrapolação.

O módulo SCH 265 P60 foi o que apresentou menor desvio de máxima potência na faixa de -3% a +0,5% considerando a mediana e independente da análise realizada. No caso do módulo YL245P-29b, os desvios foram um dos mais elevados, apesar do coeficiente β ser igual ao do SCH 265 P60. Os desvios de máxima potência situaram-se na faixa de -1,5 % a -7%, contudo, ao observar o comportamento de temperatura deste módulo na Figura 3.3, percebe-se uma grande quantidade de *outliers* nas análises 2, 3 e 5 que são as que utilizam o sensor Pt1000 para medida de temperatura o que impactou no momento da translação dos dados para a STC, visto que na Figura 3.2 estas mesmas análises têm um tamanho da caixa maior, ou seja, os dados ficaram mais dispersos. Nos casos das análises 1 e 2, onde os desvios estão situados entre -4% e 0%, percebe-se somente um ponto reconhecido como *outlier*. Nota-se também que ao considerar somente os módulos YL245P-29b e SCH 265 P60, a análise em que se obteve os melhores resultados em termos de desvio de máxima potência, foi a análise 4, chegando a valores próximos de zero para a mediana, no caso do módulo SCH 265 P60.

Para o módulo ESPMC 310, apresentou-se o pior comportamento para os desvios de máxima potência, na faixa de -8% a -4% considerando as medianas, conforme Figura 3.2. Este módulo possui os coeficientes de temperatura mais diferente de todos os módulos medidos, seu coeficiente α é de 0,0856 %/°C e β de -0,295%/°C, conforme Tabela 3.1. Nota-se que o coeficiente β é bem diferente do coeficiente do módulo de referência usado como sensor. Além disso, deve ser levado em conta que o valor do fator k de $1,25 \times 10^{-3} \Omega/^\circ\text{C}$ é um valor típico para módulos de silício, conforme Kumaravel *et al* (2008). Neste caso o valor utilizado pode não ser representativo para este módulo o que também pode ser considerado para o módulo YL245P-29b. Contudo, mais análises devem ser feitas a fim de confirmar esta hipótese e serão parte de trabalhos futuros.

De um modo geral, a análise 4 foi a que obteve os melhores resultados, para todos os módulos avaliados, com desvios entre -4% a 0% para as medianas, sendo que em 6 dos 8 módulos avaliados, estes valores situaram-se entre -2% a 0%. Os resultados demonstram também a necessidade de que as avaliações a sol real sejam realizadas associadas a ferramentas estatísticas, evitando-se, dessa forma, resultados com desvios muito elevados.

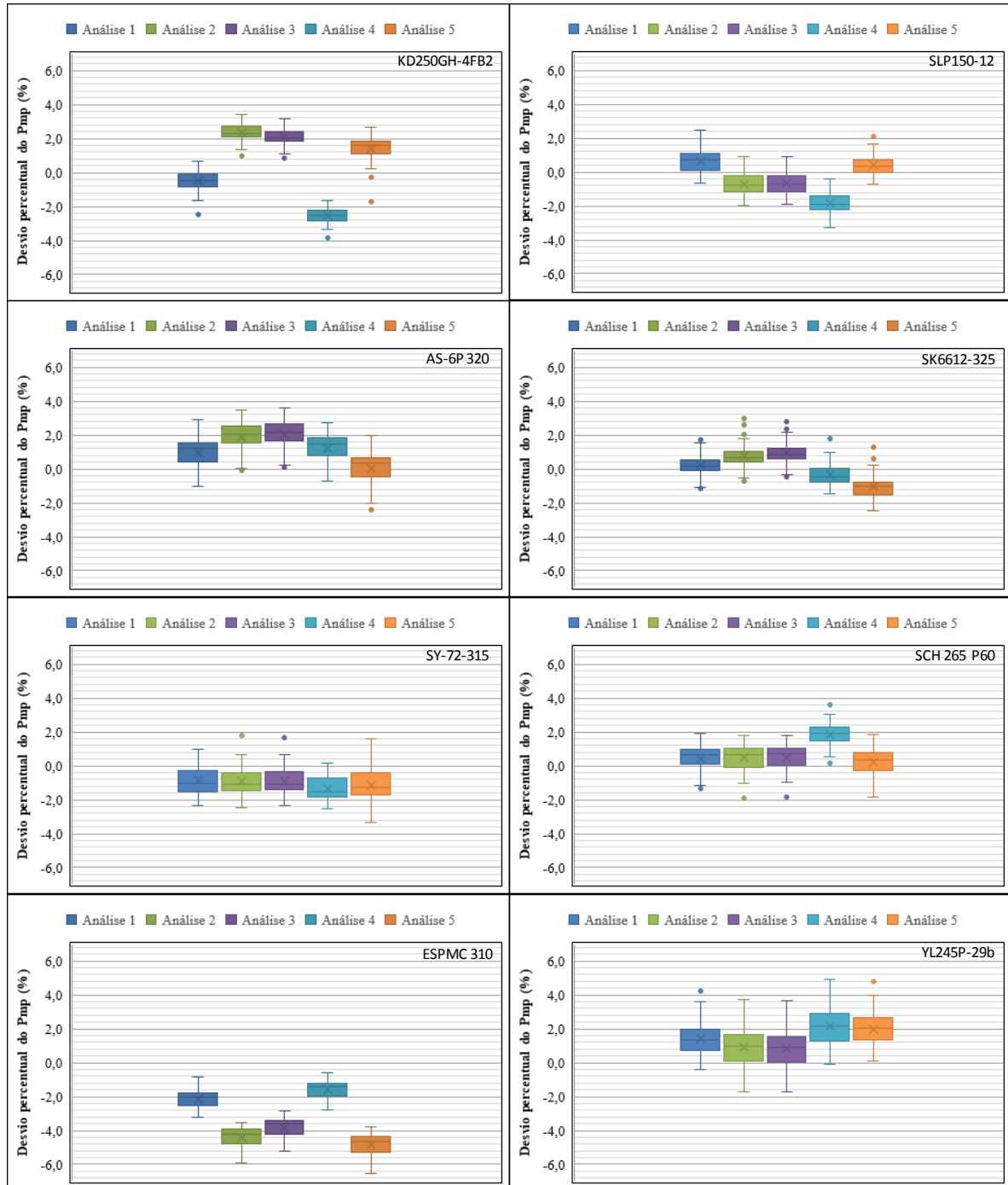
3.2. Resultados das medições *outdoor* utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT como sensor

Os resultados dos módulos medidos estão agrupados nas Figuras 3.5, 3.6 e 3.7, assim

como no tópico 3.1, cada cor representa uma das cinco análises consideradas. Em todas as medições o módulo utilizado como sensor foi de mesmo modelo do DUT.

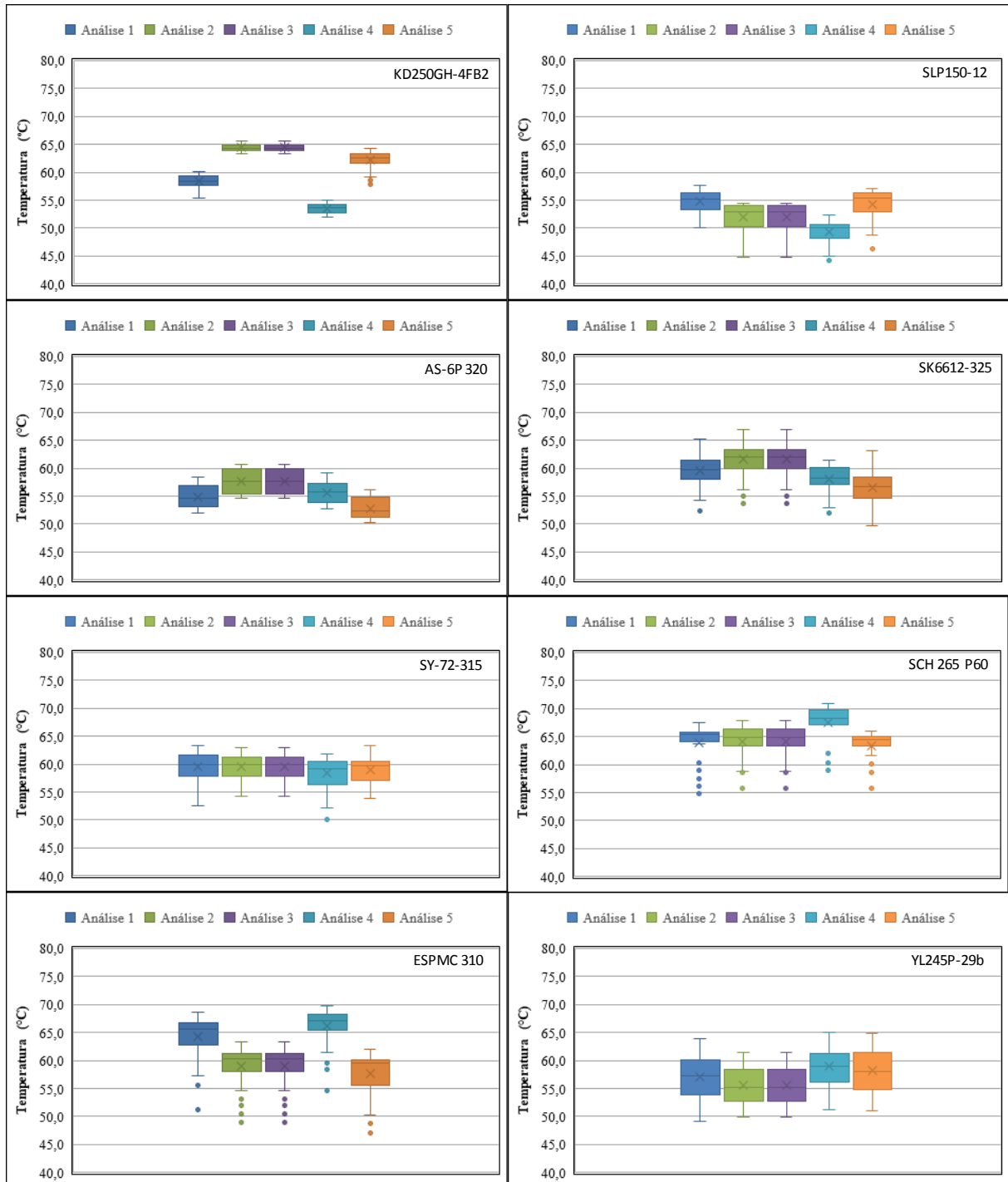
A primeira observação a ser feita é referente à Figura 3.5, que mostra o diagrama de caixa do desvio percentual de máxima potência para cada um dos oito módulos. Comparando-a com a Figura 3.2 pode-se notar a considerável melhora com relação aos desvios de máxima potência ao se utilizar o módulo de mesmo modelo do DUT como sensor.

Figura 3.5 - Diagrama de caixa do desvio percentual de máxima potência. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.



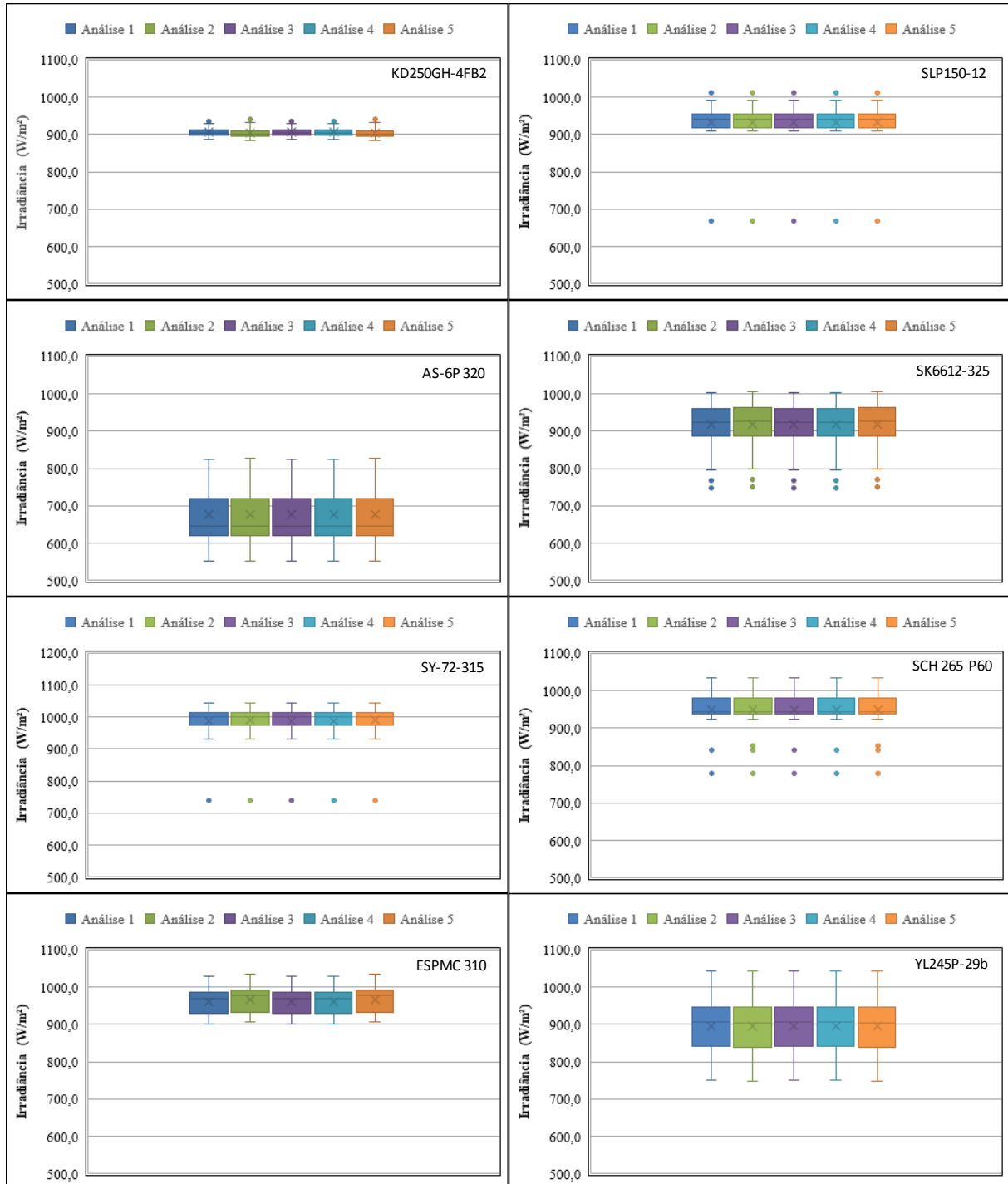
Analisando-se os valores das medianas, os desvios dos módulos ficaram na faixa de $\pm 2,5\%$ independente da análise considerada. Exceção feita para o módulo ESPMC 310, que como indicado na discussão anterior a diferença no desvio pode ser explicada devido à utilização do valor típico do fator k utilizado no processo de extrapolação.

Figura 3.6- Diagrama de caixa dos valores de temperatura (°C) para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.



Contudo, quando se restringe à observação deste último módulo segundo as análises 1 e 4, percebe-se que os valores dos desvios obtidos se situam ente -3% a 0%, considerando-se todo o intervalo das medições. Cabe destacar o comportamento semelhante da Figura 3.5 com a Figura 3.6 que mostra o diagrama de caixa para medida de temperatura do DUT utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.

Figura 3.7 - Diagrama de caixa dos valores de irradiância (W/m^2) para o DUT. Compilação das cinco análises consideradas para os oito módulos medidos, utilizando o módulo de referência de mesmo modelo do DUT.



Comparando, novamente os módulos KD250G-4FB2 e SLP 150-12, apesar de seus coeficientes β serem iguais e a irradiância em ambas as medições estarem por volta de $900 W/m^2$, tal como verifica-se Figura 3.7 que mostra o diagrama de caixa dos valores de irradiância para o DUT, observa-se um padrão diferente para os resultados obtidos. Se

analisarmos a Figura 3.6 que mostra o diagrama de caixa dos valores de temperatura para o DUT, percebe-se que ocorreu uma diferença de 12°C entre as medidas de temperatura do KD250G-4FB2. Como as translações para a STC dependem da temperatura, este fato fez com que seus comportamentos fossem diferentes no que diz respeito as análises 2, 3 e 5 que levam em conta a temperatura medida com o Pt1000.

Os módulos SK6612-325 e AS-6P-320 apresentaram comportamento do ponto de máxima potência semelhante entre si, como pode ser observado na Figura 3.5. Nesta comparação, vale destacar que para o módulo AS-6P-320 os valores de irradiância ficaram na faixa de 600 a 700 W/m^2 e apesar dos valores baixos da irradiância, esta não impactou significativamente nos resultados de máxima potência. Este último resultado está de acordo com os trabalhos de Blaesser e Zaaiman (1991) que afirmaram que irradiâncias a partir de 600 W/m^2 já seriam suficientes para realizar a translação com erros de $\pm 3\%$ para máxima potência e Hishikawa (2016) que em testes com irradiâncias de 400 W/m^2 os erros foram de $\pm 1,4\%$.

Avaliando o módulo SY-72-315 novamente percebeu-se uma homogeneidade dos resultados das cinco análises, observados na Figura 3.5. A utilização do módulo de mesmo modelo do DUT funcionou como uma repetição da medição realizada com o módulo de 23 W como sensor. As medidas de temperatura também foram uniformes, conforme mostra a Figura 3.6 e o valor da irradiância próximo de 1000 W/m^2 como mostra a Figura 3.7

Os módulos YL245P-29b e SCH 265 P60, novamente apresentaram desvios de máxima potência semelhantes, conforme Figura 3.5. Contudo, cabe salientar que nesta medição os valores de temperatura para o módulo YL245P-29b, conforme Figura 3.6, foram menos dispersos e não apresentaram a quantidade de *outliers* como na medição utilizando o módulo de 23 Wp (Figura 3.3), proporcionando resultados melhores.

Por fim ressalta-se que, avaliando-se de forma global os resultados obtidos neste tópico, as análises 1 e 2 foram as que obtiveram os melhores resultados, para todos os módulos avaliados, com os desvios todos contidos entre $-2,5\%$ a 2% para as medianas, sendo que em 7 dos 8 módulos avaliados, estes valores situaram-se entre -2% a 2% . Os resultados demonstram também que as avaliações apoiadas a ferramentas estatísticas, para o caso das medições a sol real com módulo de referência igual ao DUT, podem produzir resultados com desvios menores e mais confiáveis.

CONCLUSÕES

A utilização de uma carga capacitiva dupla se mostrou uma estratégia interessante para a determinação da potência de um módulo fotovoltaico, tendo em vista o curto intervalo de tempo entre os acionamentos garante que um dispositivo sob teste (DUT) e um módulo de referência sejam medidos na mesma condição de operação em termos de temperatura ambiente e irradiância.

A temperatura é fator fundamental no que diz respeito à translação de curvas I-V, como os resultados mostraram o comportamento dos desvios de máxima potência tendem a acompanhar o perfil de temperatura que pode ser medida com Pt1000 ou calculada através do coeficiente β juntamente com a tensão de circuito aberto medida. Desta forma, instrumentos com alta precisão devem utilizados para medir a temperatura, a fim de evitar problemas para transpor as curvas para STC.

A utilização de um módulo de mesma tecnologia multicristalina como sensor é comumente utilizada devido à justificativa de respostas espectrais semelhantes. Contudo, com o que foi exposto nos resultados, deve-se adotar um critério para selecionar este módulo de referência, pois, os desvios podem ser maiores caso considere-se que a temperatura do dispositivo sob teste seja igual à do módulo de referência (Análise 5).

Dentre os módulos medidos, somente o modelo SY-72 315 se adequou melhor a utilização do módulo de referência de 23 Wp. Contudo destaca-se que, de um modo geral, a análise 4 foi a que obteve os melhores resultados, para todos os módulos avaliados, com desvios aceitáveis (-4,0% a 0%) para as medianas, sendo que na maioria dos módulos avaliados estes valores ficaram entre -2% a 0%, indicando que mesmo utilizando-se o módulo padrão de 23 Wp é possível obter bons resultados.

É notável a melhora nos resultados de potência ao se utilizar um módulo de referência de mesmo modelo do DUT. Dos oito módulos avaliados sete obtiveram valores de máxima potência que produziram desvios com relação ao obtido no simulador na faixa de $\pm 2\%$ para a mediana, independente da análise considerada relativa a obtenção da temperatura. Logo, para este tipo de medição a sol-real é preferível utilizar um módulo de mesmo modelo do DUT.

Os resultados demonstram também a necessidade de que as avaliações a sol real sejam realizadas associadas a ferramentas estatísticas, evitando-se, dessa forma, resultados imprecisos e com erros muito elevados.

Através do que foi discutido, os valores de irradiância possuem um peso relativamente

menor na translação se comparados com a temperatura na metodologia utilizada. O modelo AS-6P- 320 ao se utilizar um módulo de referência de mesmo modelo do DUT e níveis de irradiância na faixa de 600 a 700 W/m², os resultados dos desvios de máxima potência permaneceram na faixa de $\pm 2\%$. Resultado que corroborou com estudos de outros autores.

Conforme foi exposto alguns pontos ainda devem ser melhores avaliados, visto que para o módulo ESPMC 310 os resultados foram os menos satisfatórios, principalmente quando se refere à utilização do módulo de 23 Wp como sensor. Contudo, quando se avalia os resultados obtidos para a análise 4, os resultados possuem desvios menores quando se utiliza o módulo igual ao DUT usado como sensor. Neste ponto, ressalta-se a necessidade de um estudo mais aprofundado relativo a determinação do fator k e resistência série, visto que são os parâmetros que afetam a translação dos pontos de tensão para a STC.

Além disso, outro ponto que deve ser melhor estudado é a questão da calibração do módulo de referência e o cálculo a temperatura a partir da tensão de circuito aberto, as normas IEC 60904-4 e 5 abordam as questões anteriores, que não puderam ser melhores avaliadas nesta dissertação.

De maneira geral pode-se concluir que este tipo de medição a sol-real, possui resultados adequados, considerando a simplicidade dos modelos utilizados e as simplificações nos cálculos. Considerando o que foi exposto é preferível utilizar um módulo de mesma tecnologia do DUT para se obter resultados melhores nas translações, sem, contudo, descartar a possibilidade de utilização de módulos de menor potência que são muito mais fáceis de se transportar.

Por fim, propõem-se como trabalhos futuros:

- Ampliar o estudo para outras tecnologias de módulos fotovoltaicos;
- Avaliação mais aprofundada para faixas de irradiância mais baixas;
- Avaliar outras metodologias não abordadas neste trabalho, como utilizar as normas IEC referentes à calibração e cálculo da temperatura a partir da tensão de circuito aberto;
- Avaliar o erro da medição associada ao padrão para diminuir o erro do DUT;
- Avaliação de sensibilidades do fator k e da resistência série nas diferentes análises propostas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Allet, N.; Baumgartner, F.; Sutterlueti, J.; Schreier, L., Pezzotti, M., Haller, J. **Evaluation of PV system performance of five different PV module technologies**. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburg: [s.n.]. 2011. p. 9.

Anderson, A. J. **Photovoltaic translation equations: A new approach**. NREL. Colorado, p. 126. 1996.

Blaesser, G. and Zaaiman, W. **On-site power measurements on large PV arrays**. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Lisbon: [s.n.]. 1991. p. 1240-1243.

Brano, L. V., Orioli, A., Ciulla, G., Di Gangi, A. An improved five-parameter model for photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 94, p. 1358-1370, 2010.

Bühler, A. J. **Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas sem iluminação**. Dissertação de mestrado, PROMEC, UFRGS. Porto Alegre, p. 72. 2007.

Bühler, A. J. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. UFRGS, PROMEC, Tese de doutorado. Porto Alegre, p. 166. 2011.

Bühler, A. J. e Krenzinger, A. Análise da translação de curvas características de módulos fotovoltaicos segundo as normas técnicas. **Avances en Energías y Medio Ambiente**, Argentina, v. 12, p. 47-54, 2008. ISSN 0329-5184.

Bühler, A., Cervantes, G., Krenzinger, A. **Desenvolvimento de software para pós-processamento de curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos**. XVIII Simposio Peruano de Energia Solar y del Ambiente. Lima: [s.n.]. 2011.

Carrillo, J. M., Lorenzo, C., Lorenzo, E., Martínez-Moreno, F. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. **Solar Energy**, p. 880-892, 2017.

Chan, D. S. H. and Phang, J. C. H. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics. **IEEE Transaction on Electron Devices**, v. 2, n. 34, February 1987.

Costa, H. S., Ragot, P., Desmettre, D. Evaluation of amorphous silicon module outdoor performances. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, North Holland, n. 27, p. 59-68, 1991.

Cull, R. C. and Forestieri, A. F. **DOE/leRC Photovoltaic systems test facility**. Thieteenth IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Washington: [s.n.]. 1978.

EMERY, K. A. Solar simulators and I-V measurement methods. **Solar Cells**, v. 18, p. 251-260, 1986.

EPE. **Demanda de Energia 2050, Nota técnica DEA 13-15**. Empresa de Pesquisa Energéticas. Rio de Janeiro, p. 239. 2016.

Green, M. A. Accuracy of analytical expressions for solar cell fill factors. **Solar Cells**, v. 7, p. 337-340. 1982.

Härberlin, H. **Photovoltaics: system design and practice**. 1. ed. [S.l.]: Wiley, 2012.

Hishikawa, Y., Yamagoe, K., Oshima, H., Tsuno, Y., Kojima, H. **New technology for precise outdoor PV module performance measurements**. 42nd IEEE Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). New Orleans: [s.n.]. 2015.

Hishikawa, Y., Doi, T., Higa, M., Ohshima, H., Masuda, K., Wakabayashi, H. **Precise outdoor PV performance measurements at various irradiance levels**. 43rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Portland: [s.n.]. 2016.

IEA. **Snapshot of global photovoltaic markets**. International Energy Agency. [S.l.], p. 15. 2018. (ISBN 978-3-906042-72-5).

IEC. **International Electrotechnical Commission, Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices, IEC norm 60891**. [S.l.]. 1987.

IEC. **International Electrotechnical Commission, Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements, IEC norm 60904-9**. [S.l.]. 2007.

Imenes, A. G., Yordanov, G. H., Midtgard, O. M., Saetre, T. O. **Development of a test station for accurate *in situ* I-V curve measurements of photovoltaic modules in southern Norway**. IEEE. Grimstad, p. 6. 2011.

Jagomägi, A., Möttus, E., Stellbogen, D., Mohring, H., Betts, T. **European network of PV outdoor testing - steps towards harmonized procedures**. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburg: [s.n.]. 2009. p. 3433-3438.

Kawagoe, K., Hishikawa, Y., Yamada, N. Outdoor direct STC performance measurement of PV modules based on a sun-shading technique. **IEEE Journal of Photovoltaics**, 2017.

Kong, K. C., bin Mamat, M., Ibrahim, Mohd. Zamri, M., Muzathik, A. M. New approach on mathematical modeling of photovoltaic solar panel. **Applied Mathematical Sciences**, v. 6, p. 381-401, 2012.

Krenzinger, A. **Modelos matemáticos para la simulación de sistemas fotovoltaicos por ordenador**. I Congreso Latinoamericano sobre Energías Alternativas. Argentina:

Editora da Facultad Regional de Córdoba. 1994. p. 21-33.

Kumaravel, M., Jeevandoss, C. R., Amutha, G., Veeraghavan, S. Performance evaluations of solar photovoltaic modules under field conditions through a quick diagnostic tool. In: Goswami, D. Y.; Zhao, Y. **Proceedings of ISES World Congress 2007**. 1. ed. Beijing: Springer, v. I-V, 2008. p. 3115.

Lorenzo, E. y Muñoz, J. Diseño de una carga capacitiva para medir generadores fotovoltaicos. **Era solar: Energías renovables**, Madrid, v. 127, p. 38-49, 2005.

Lynn, P. A. **Electricity from sunlight: an introduction to photovoltaics**. 1. ed. Singapore: Wiley, 2010.

Maluta, E. Outdoor testing of amorphous and crystalline silicon solar panels at Thohoyandou. **Journal of Energy in Southern Africa**, Venda, v. 22, August 2011.

Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., Móreton, R. On the testing of large PV arrays. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, p. 100-105, 2011.

Mertens, K. **Photovoltaics: Fundamentals, technology and practice**. Alemanha: Wiley, 2014.

Moretón, R., Lorenzo, E., Muñoz, J. A 500-kW PV generator I-V curve. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, p. 1280-1284, 2014.

Muñoz, J. and Lorenzo, E. Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays. **Solar Energy**, v. 80, p. 1489-1497, 2006.

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

Pó, J. M. D. C. **Assessment of the IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions**. Dissertação de mestrado, Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 53. 2011.

Prieb, C. W. M. **Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de mestrado, PROMEC, UFRGS. Porto Alegre, p. 54. 2002.

Reis, E. A. e Reis, I. A. **Análise descritiva de dados. Relatório técnico do Departamento de Estatística da UFMG**. UFMG. Minas Gerais, p. 64. 2002.

Sandstrom, J. D. A method for predicting solar cell current-voltage curve characteristics as a function of incident solar intensity and cell temperature. **Sixth IEEE Photovoltaic Specialist Conference**, Florida, 1967.

Vasconcelos, F. M. e Figueiredo, G. **Metodologia para projeto e análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão e avaliação de desempenho de um sistema de 1,575 kWp**. Trabalho de graduação, UFPA. Belém, p. 192. 2010.

Villagr , R. M. **Contributions to uncertainty reduction in the estimation of PV performance.** Tese de doutorado, ETSIT UPM. Madri, p. 195. 2016.

ANEXO A – Folhas de dados dos módulos fotovoltaicos

Módulo Kyocera KD250GH-4FB2



SOLAR MODULES Assembly and Maintenance Instructions | February 2014
KD-Series: KD240GH-4FB2~KD255GH-4FB2

ENG



Contents

1 About these instructions	1
2 Description of the solar modules	1
3 Safety	2
4 Assembly	2
5 Electrical connection	3
6 Maintenance	4
7 Disclaimer	4
8 Customer service / Contact	4

1 About these instructions

These instructions contain information about safe handling of KYOCERA solar modules of the KD-series.

They are directed at personnel with electro-technical qualifications and contain safety-relevant instructions for the assembly, connection and maintenance of the solar modules.

IMPORTANT

The solar modules may only be mounted by personnel with electro-technical qualifications. Appropriately qualified technicians must always be deployed to service the units or remedy faults during operation.

Please read these instructions carefully before handling the solar module and familiarise yourself with the safety information. After the module has been installed, hand over these instructions to the operator of the solar modules for safekeeping.

2.3 Technical data

Type designation	KD240GH-4FB2	KD245GH-4FB2	KD250GH-4FB2	KD255GH-4FB2
Electrical data (at standard test conditions: Irradiation 1000 W/m ² ; air mass AM 1.5; module temperature 25°C)				
P_{max} [W]	240	245	250	255
V_{oc} [V]	36.9	36.9	36.9	37.6
I_{sc} [A]	8.59	8.91	9.09	9.09
V_{pm} [V]	29.8	29.8	29.8	30.4
I_{pm} [A]	8.06	8.23	8.39	8.39
Bypass diode (pre-installed)				
Number	3	3	3	3
Series fuse rating [A]	15	15	15	15
Temperature properties: Temperature coefficient				
V_{oc} [V/°C]	$-1.33 \cdot 10^{-1}$	$-1.33 \cdot 10^{-1}$	$-1.33 \cdot 10^{-1}$	$-1.35 \cdot 10^{-1}$
I_{sc} [A/°C]	$5.15 \cdot 10^{-3}$	$5.35 \cdot 10^{-3}$	$5.45 \cdot 10^{-3}$	$5.45 \cdot 10^{-3}$
P_{max} [W/°C]	-1.10	-1.12	-1.15	-1.17
Physical properties:				
Length [mm]	1662	1662	1662	1662
Width [mm]	990	990	990	990
Height [mm]	46	46	46	46
Weight [kg]	20.0	20.0	20.0	20.0
Assembly holes	Slotted hole 9°9.5 mm, 4 units			
Grounding holes	Diameter 7 mm, 4 units			
Application class	Class A			

KYOCERA Assembly and Maintenance Instructions, February 2014

2 Description of the solar modules

2.1 Proper use

The solar modules use the photovoltaic principle to turn light into electricity. The solar modules are primarily designed for connection to an inverter to feed the energy into the public power grid. When connecting to a charge controller, please observe the instructions of the manufacturer of the charge controller and accumulator. Several solar modules can be connected in series or in parallel.

The solar modules may not be directly connected to electrical consumers.

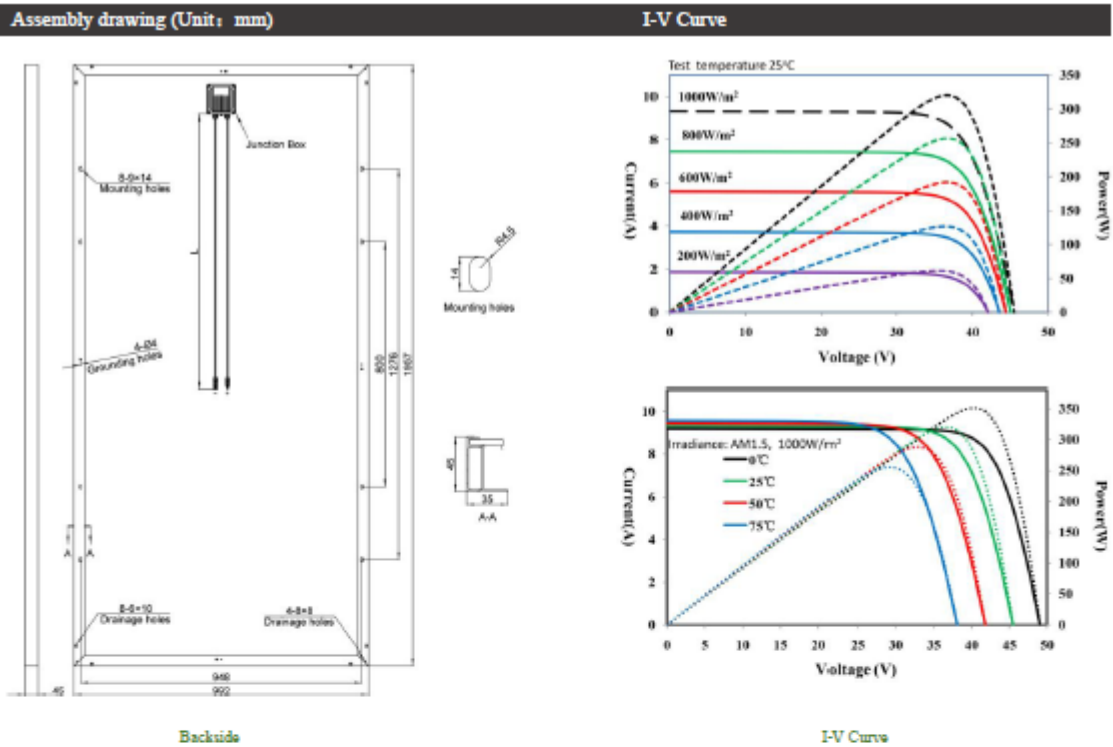
2.2 Description

The solar modules have an aluminium assembly frame with assembly and grounding holes. The solar modules have a junction box and solar cables with plugs for the electrical connection. **Appendix 1** of these instructions contains an illustration of a solar module.

	Designation
①	Grounding holes
②	Junction box
③	Assembly holes
④	Module frame
⑤	Solar cable

The solar modules are equipped with bypass diodes. In the event of clouding, these minimise the losses and help to prevent damage to the solar modules. The solar modules are not equipped with blocking diodes preventing battery discharging at night. Most PV charge regulators incorporate nighttime disconnect feature. The solar modules comply with the application class A in accordance with IEC/EN 61730-1.

Módulo Akcome SK6612P 325



Mechanical Parameters		Working Condition	
Cell Type	156.75×156.75 mm Poly	Maximum System Voltage (V)	1000 (DC)
Number of Cells	72pcs (6×12)	Operating Temp (°C)	-40~+85
Dimensions (L*W*H)	1957×992×45 mm	Max. Wind Load/ Snow Load (pa)	2400/5400
Weight	21.5 kg	Max. Over Current (A)	15
Frame	Anodised Aluminum	Application Class	Class A
Junction Box	IP67, with three bypass diodes	Fire rating	Class C
Cable, length	4.0 mm ² , 900 mm	NOCT (°C)	47±2

Electrical Parameters (STC)			
Module Series		SK6612P	
Power Range Pmp (W)	325	320	315
Max. Power Voltage Vmp (V)	36.9	36.7	36.7
Max. Power Current Imp (A)	8.81	8.72	8.58
Open Circuit Voltage Voc (V)	45.7	45.5	45.5
Short Circuit Current Isc (A)	9.36	9.32	9.17
Module Efficiency (%)	16.7	16.5	16.2
Power Tolerance		0~+3%	
Temperature Coefficients of Pmp		-0.40%/°C	
Temperature Coefficients of Voc		-0.31%/°C	
Temperature Coefficients of Isc		+0.055%/°C	

STC : incident sunlight of 1000 W/m², a cell temperature of 25°C and an AM of 1.5 (AM = Air Mass)

Package Information	
Truck 9.6m/13m/17.5m	432 / 576 / 1164pcs
Container 20'GP/40'GP/40'HQ	230 / 506 / 550pcs

Módulo Amerisolar AS-6P 320

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC									
Nominal Power (P_{max})	300W	305W	310W	315W	320W	325W	330W	335W	340W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.3V	45.4V	45.5V	45.6V	45.7V	45.8V	45.9V	46.0V	46.1V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.68A	8.76A	8.85A	8.93A	9.04A	9.15A	9.26A	9.38A	9.50A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V	37.4V	37.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.18A	8.29A	8.41A	8.52A	8.63A	8.74A	8.85A	8.96A	9.07A
Module Efficiency (%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75	17.01	17.26	17.52
Operating Temperature	-40°C to +85°C								
Maximum System Voltage	1000V DC								
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703)/Class C (IEC61730)								
Maximum Series Fuse Rating	15A								

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

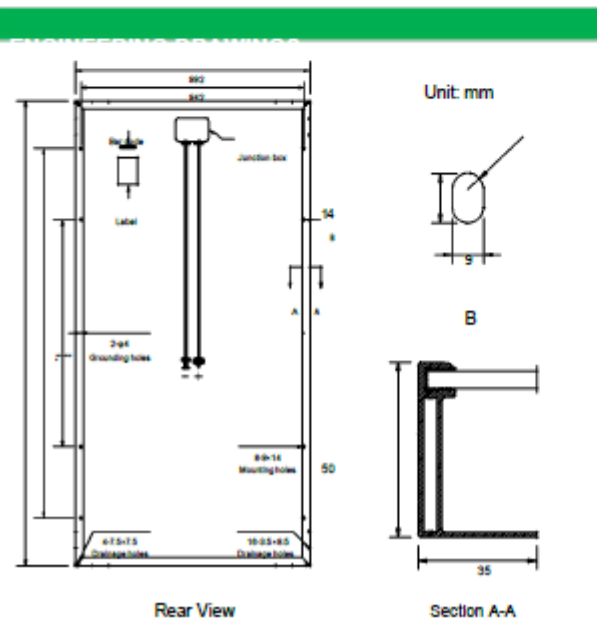
ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT									
Nominal Power (P_{max})	221W	224W	228W	232W	236W	239W	243W	247W	251W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	41.7V	41.8V	41.9V	42.0V	42.1V	42.2V	42.3V	42.4V	42.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.03A	7.10A	7.17A	7.23A	7.32A	7.41A	7.50A	7.60A	7.70A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	33.4V	33.5V	33.6V	33.7V	33.8V	33.9V	34.0V	34.1V	34.2V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.62A	6.69A	6.79A	6.89A	6.98A	7.05A	7.15A	7.25A	7.34A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

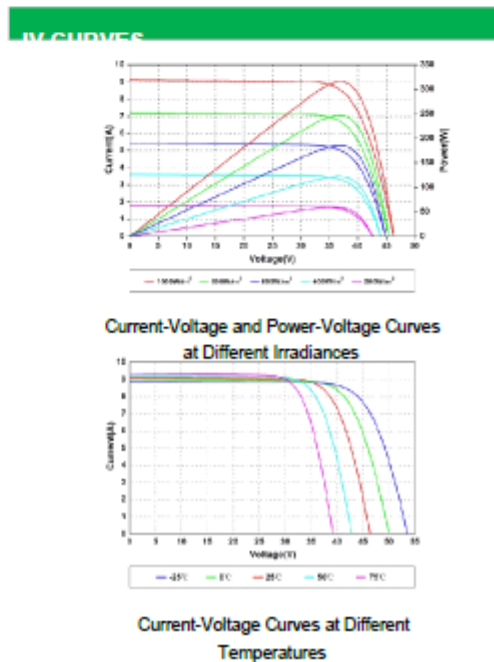
MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	23kg (50.7lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210pcs
Module quantity per 40' container	462pcs(GP)/506pcs(HQ)



Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.



Módulo ERA Solar ESPMC 310

ESPMC

Polycrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1956 x 992 x 45 mm	
Weight	22.5 kg	
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side	
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm	
Cells	72 pcs multi-crystalline Si-cells (156 x 156 mm)	
Cell Embedding	EVA	
Back-Foil	FEVE / PET/ FEVE	
Junction Box	TÜV certified	
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm	
Temperature Range	-40°C ... +85°C	
Load Capacity	5400 Pa	
Application class	Class A	
Electrical protection class	Class II	
Fire safety class	Class C	
Product Warranty	10 years	
Power Guarantee	10 years 90%	25 years 80%

CHARACTERISTICS

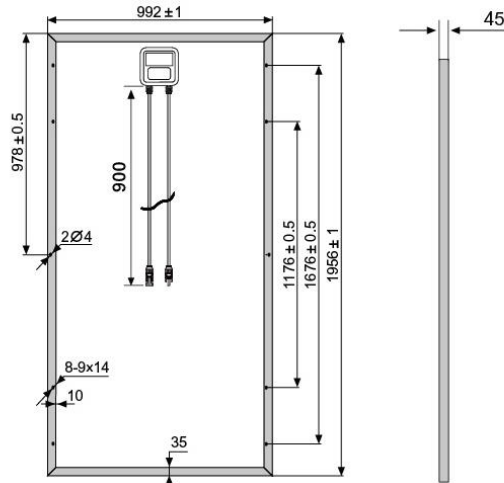
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I_{sc}	+0.08558%/°C
Temperature-Coefficient V_{oc}	-0.29506%/°C
Temperature-Coefficient P_{mpp}	-0.36001%/°C
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

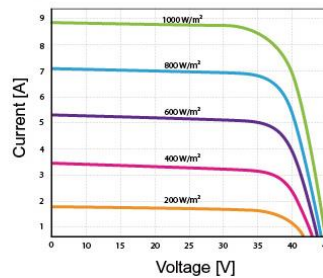
IEC 61215 edition 2 (TÜV Nord)
IEC 61730 MCS
CE CEC PID SALT-MIST

INSURANCE

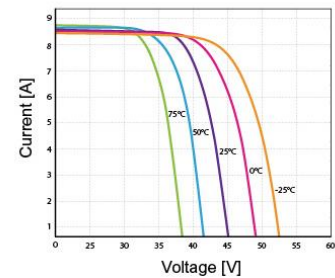
Chubb



CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.



Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1.000 W/m²).

ESPMC TYPE	280	285	290	295	300	305	310
Power Class	280W	285W	290W	295W	300W	305W	310W
Max. Power Voltage (V_{mpp})* at STC**	36.35V	36.5V	36.7V	36.85V	37V	37.15V	37.3V
Max. Power Current (I_{mpp}) at STC	7.7A	7.8A	7.9A	8A	8.1A	8.21A	8.31A
Open Circuit Voltage (V_{oc}) at STC	44.2V	44.35V	44.5V	44.65V	44.8V	44.95V	45.1V
Short Circuit Current (I_{sc}) at STC	8.3A	8.4A	8.5A	8.6A	8.7A	8.8A	8.9A
Module Efficiency	14.4 %	14.7 %	14.9 %	15.2 %	15.5 %	15.7 %	16 %

* MPP: Maximum Power Point
** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
*** Normal Operating Cell Temperature



ERA SOLAR and the ERA SOLAR logo are trademarks or registered trademarks of ERA SOLAR Corporation.
© March 2015 ERA SOLAR Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Módulo Yingli Solar YL245-29b

YGE 60 Cell 40mm SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	P_{max}	W	YLossP-29b (300W P_{max})						
			250	255	250	245	240	235	230
Power output	P_{max}	W	260	255	250	245	240	235	230
Power output tolerance	ΔP_{max}	W	0 / 5						
Module efficiency	η_m	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4	14.1
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	30.9	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5	29.5
Current at P_{max}	I_{mp}	A	8.41	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97	7.80
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	38.9	38.7	38.4	37.8	37.5	37.0	37.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.98	8.88	8.79	8.63	8.65	8.54	8.40

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{max}	W	NOCT						
			188.3	184.7	181.1	177.9	174.3	170.7	167.0
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	28.1	27.9	27.6	27.2	26.6	26.6	26.6
Current at P_{max}	I_{mp}	A	6.70	6.63	6.56	6.54	6.56	6.42	6.29
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	35.9	35.7	35.4	34.5	34.2	33.8	33.8
Short-circuit current	I_{sc}	A	7.27	7.19	7.12	6.99	7.01	6.92	6.81

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{oc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{sc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mp}	β_{mp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YTO8-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.
service@yinglisolar.com
Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_40mm_BJ_EN_201211_v02.20

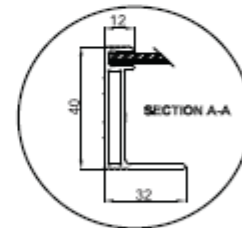
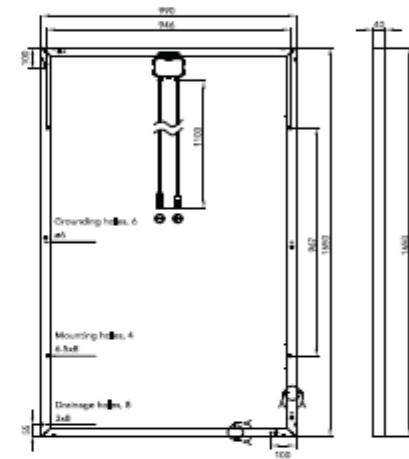
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	19.1kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1150mm / 1190mm
Box weight	534kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:



Módulo Schläfer Solar SCH 265 P60

SCH P60

schläfer

Erneuerbare Energien

Dati tipici alle condizione standard STC - 1000 W/m² - AM 1,5 - 25°C

TIPO MODULO		SCH 230 P60	SCH 235 P60	SCH 240 P60	SCH 245 P60	SCH 250 P60	SCH 255 P60	SCH 260 P60	SCH 265 P60	SCH 270 P60	SCH 275 P60
POTENZA NOMINALE	W	230	235	240	245	250	255	260	265	270	275
TOLLERANZA DI POTENZA	W	0+5	0+5	0+5	0+5	0+5	0+5	0+5	0+5	0+5	0+5
EFFICIENZA MODULO	%	14,05	14,36	14,66	14,70	15,27	15,58	15,88	16,19	16,46	16,76
TENSIONE ALLA MAX POTENZA*	V	28,96	29,20	29,43	29,66	29,89	30,11	30,33	30,54	30,85	31,15
CORRENTE ALLA MAX POTENZA*	A	7,94	8,05	8,15	8,26	8,36	8,46	8,57	8,68	8,75	8,83
TENSIONE A CIRCUITO APERTO*	V	36,46	36,76	37,05	37,34	37,62	37,90	38,18	38,65	38,96	39,28
CORRENTE DI CORTO CIRCUITO*	A	8,55	8,67	8,78	8,90	9,01	9,12	9,18	9,23	9,33	9,42
MASSIMA TENSIONE	V	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Dati tipici alle condizione standard NOCT - 800 W/m² - AM 1,5 - 43°C

POTENZA MAX*	W	166,71	170,48	174,02	177,80	181,40	184,98	189,16	193,36	196,06	199,69
TENSIONE ALLA MAX POTENZA*	V	26,33	26,56	26,79	27,01	27,24	27,45	27,67	27,88	28,10	28,32
CORRENTE ALLA MAX POTENZA*	A	6,33	6,42	6,50	6,58	6,66	6,74	6,84	6,94	6,98	7,05
TENSIONE A CIRCUITO APERTO*	V	34,18	34,48	34,77	35,06	35,34	35,62	35,90	36,37	36,68	37,00
CORRENTE DI CORTO CIRCUITO*	A	6,95	7,04	7,13	7,22	7,31	7,40	7,45	7,49	7,57	7,64

*I valori sono indicativi e possono essere soggetti a variazioni. Le misurazioni elettriche hanno una tolleranza del +/-5%.

CARATTERISTICHE TERMICHE

NOCT - Normal Operating Cell Temperature		43±2 °C
COEFF. TEMP. ISC	% /C	0,047
COEFF. TEMP. VOC	% /C	-0,33
COEFF. TEMP. PMAX	% /C	-0,45

CARATTERISTICHE MECCANICHE

DIMENSIONI MM	1648 X 963 X 34
PESO KG	19,0
CELLE	60 celle da 156x156 mm in silicio multicristallino
COPERTURA FRONTALE	Vetro temperato da 3,2 mm
MATERIALE INCAPSULANTE	EVA
COPERTURA POSTERIORE	PPE nel colore bianco o trasparente
MATERIALE DELLA CORNICE	Alluminio anodizzato
SCATOLA DI GIUNZIONE	IP65 con 3 diodi di bypass
CONNETTORI	MC4 compatibili

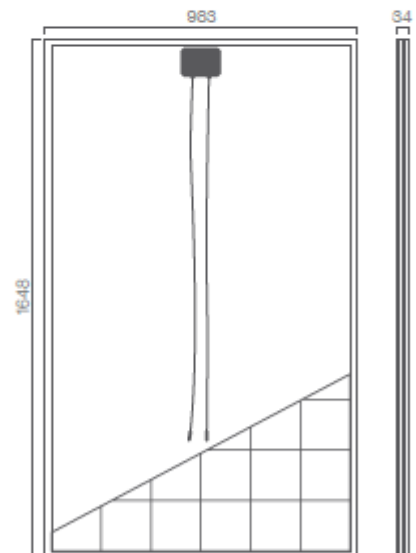
CONDIZIONI DI OPERATIVITÀ

TEMPERATURA	-40 / +90 °C
CARICO MASSIMO	neve 5400 Pa pari a 550 kg/m ²

CERTIFICATI E GARANZIE

CERTIFICATI	IEC 61215, IEC 61730, UN9177 CLASSE 1 ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001
GARANZIE	Garanzia prodotto di 12 anni Garanzia producibilità lineare di 25 anni

Schläfer si riserva in qualsiasi momento di apportare modifiche ai dati tecnici del prodotto.



Módulo Suoyang Energy Solar SY-72-315

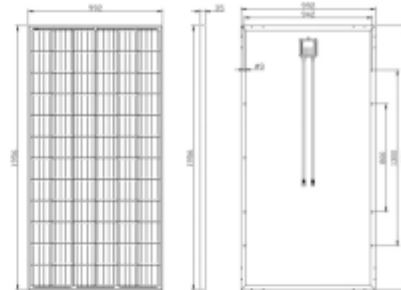
SU  **YANG**
ENERGY

Physical Specifications

Dimension: 1956*992*35MM
Weight: 21KG/PCS
Packing : 2pcs in one carton

Loading Capacity:

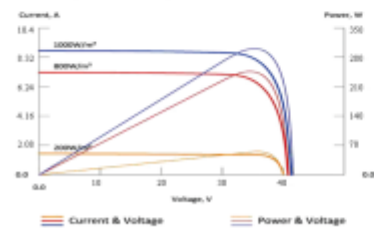
272pcs/ 20' Container
584pcs/ 40' Container
627pcs/ 40' HQ



PRODUCT SPECIFICATION	SY-72-310WP	SY-72-315WP	SY-72-320WP
Maximum Power (W)	310	315	320
Tolerance (%)	0/+3%	0/+3%	0/+3%
Open Circuit Voltage (V)	45.5	45.5	45.7
Short Circuit Current (A)	8.7	8.83	8.94
Maximum Power Voltage (V)	37.5	37.6	37.7
Maximum Power Current (A)	8.27	8.38	8.49
Module Efficiency (%)	16.0	16.2	16.4
Solar Cell Efficiency (%)	17.8	18.0	18.2
Series Fuse Rating (A)	15	15	15
Terminal Box	IP65	IP65	IP65
Maximum system voltage (V)	DC1000	DC1000	DC1000
Operating Temperature(℃)	-40℃---85℃	-40℃---85℃	-40℃---85℃

Electrical Characteristics

Current-Voltage & Power-Voltage characteristics various irradiance levels



Electric Performance Typical Performance Characteristics

Current Temperature Coefficient	%/℃	+0.06
Voltage Temperature Coefficient	%/℃	-0.34
Power Temperature Coefficient	%/℃	-0.47

Performance Warranty :
12 years, 90% output , 25years, 80% output,

Contact :Miss Linda Yan.
Tel:0755-33699191 ext 8010;Mob: +86-18676368364

Email:linda@szsuoyang.com.cn

www.szuoyang.com

Módulo Solarland SLP150-12

SLP150-12 (CLASS 1 DIVISION 2) High Efficiency Multicrystalline PV Module



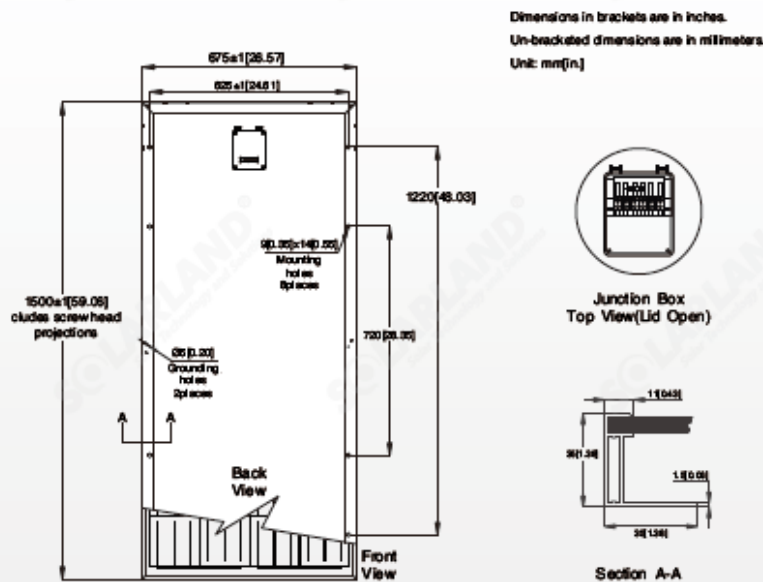
Certified to UL1703 and cUL1703
Certified for Hazardous Environment
C1D2 - Class 1, Division 2

Electrical Characteristics	SLP150-12
Product code	150011232
Maximum power (P _{max})	150W
Voltage at P _{max} (V _{mp})	18.5V
Current at P _{max} (I _{mp})	8.11A
Open-circuit voltage (V _{oc})	22.2V
Short-circuit current (I _{sc})	8.68A
Temperature coefficient of V _{oc}	-80±10mV/°C
Temperature coefficient of I _{sc}	(0.055±0.015)%/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m² wind 1m/s)	47±2°C
Operating temperature	-40°C to 85°C
Maximum system voltage	600V DC
Power tolerance	± 5%

*STC: Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C
*NOCT: Nominal operating cell temperature (the data is only for reference)



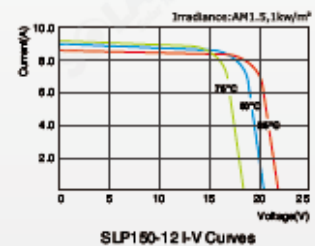
Module Diagram



Features

- Nominal 12V DC for standard output.
- Outstanding low-light performance.
- Heavy-duty anodized frames.
- High transparent low-iron, tempered glass.
- Rugged design to withstand high wind pressure, hail and snow load.
- Aesthetic appearance.

Characteristics

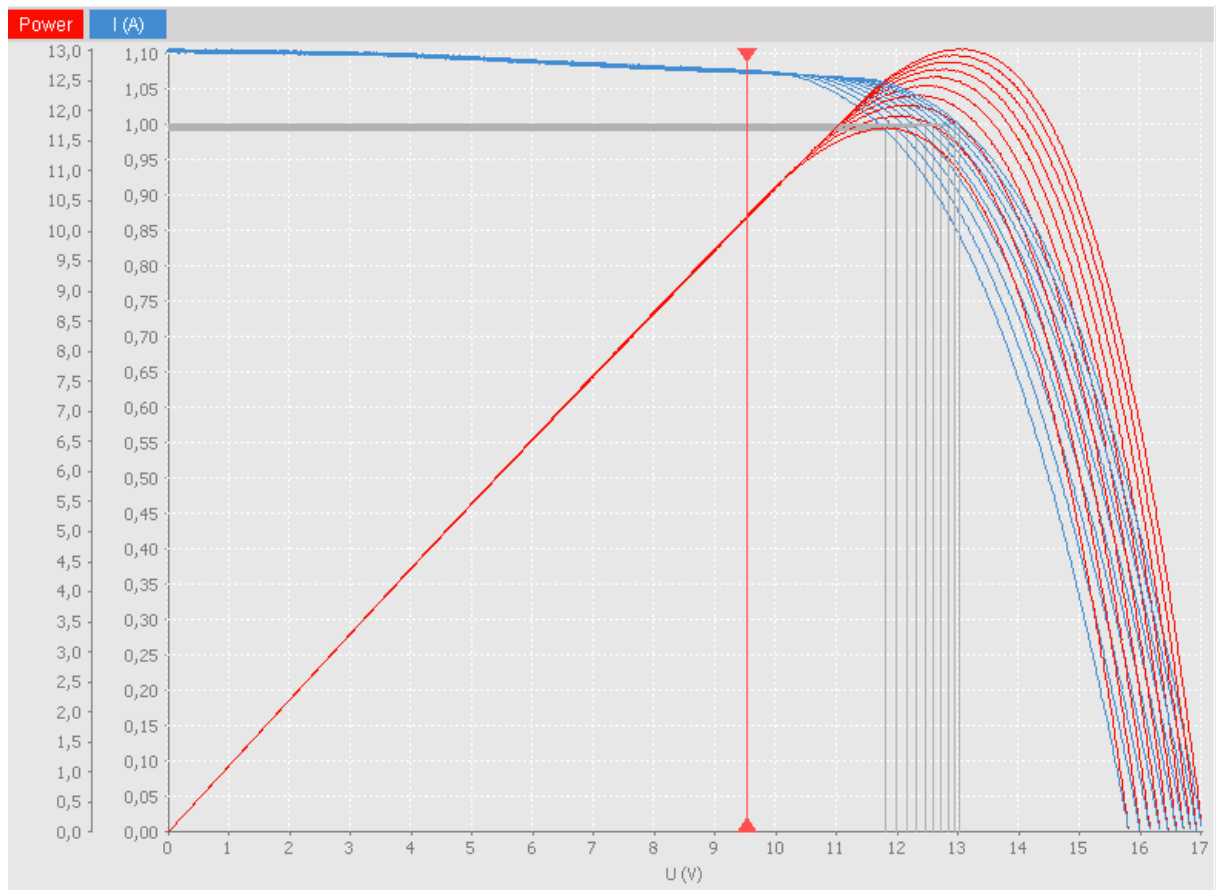


Specifications	SLP150-12
Cells	Poly-crystalline silicon solar cell
No. of cells and connectors	36(4*9)
Module dimension	1500mm(59.06in.)x675mm(26.57in.)x35mm(1.38in.)
Weight	12.1kg(26.68lbs)
Packing(Information)(Carton)	1545mm(60.83in.)x720mm(28.35in.)x105mm(4.13in.) (2pcs./ctn)

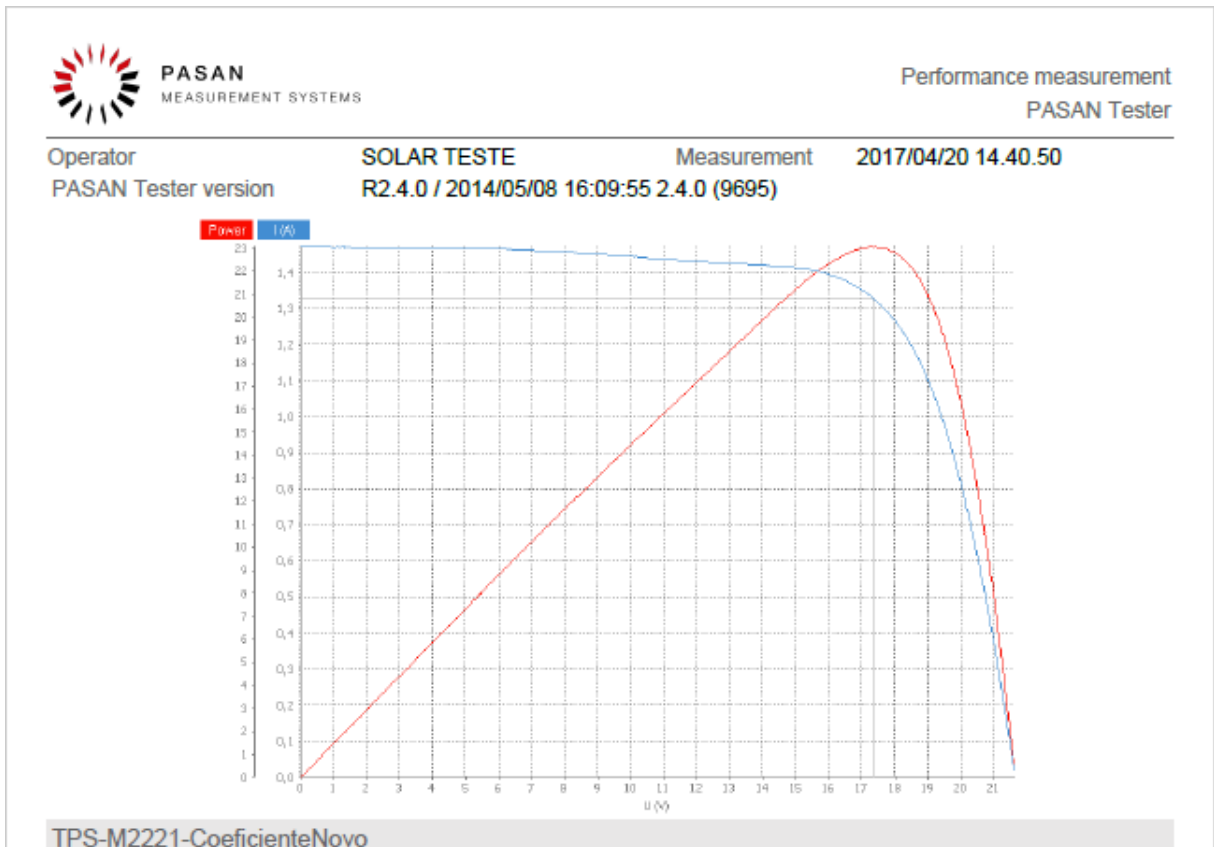
*Limited warranty: 5-year limited warranty of materials and workmanship; 10-year limited warranty of 90% power output; 25-year limited warranty of 80% power output. For detail, please contact us.
*Specifications are subject to change without notice at any time.

APÊNDICE A – Relatórios do simulador solar

Curvas I-V e P-V para o módulo padrão para determinação de seus coeficientes de temperatura



Relatório do simulador solar para o módulo de referência de 23 W



TSP-M2221-1		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	22.21 °C	Fill factor	72.12%
DUT temperature	24.01 °C	Cell efficiency	13.69%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	11.31%
Gavg	1001.85 W/m ²		
GstdDev	0.21 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	21.662 V		
Linear regression Isc	1.477 A		
Regression linear for	1.800 Ω		
Regression linear for	364.950 Ω		
Maximum power	23.069 W		
Voltage at Maximum	17.344 V		
Current at Maximum	1.330 A		

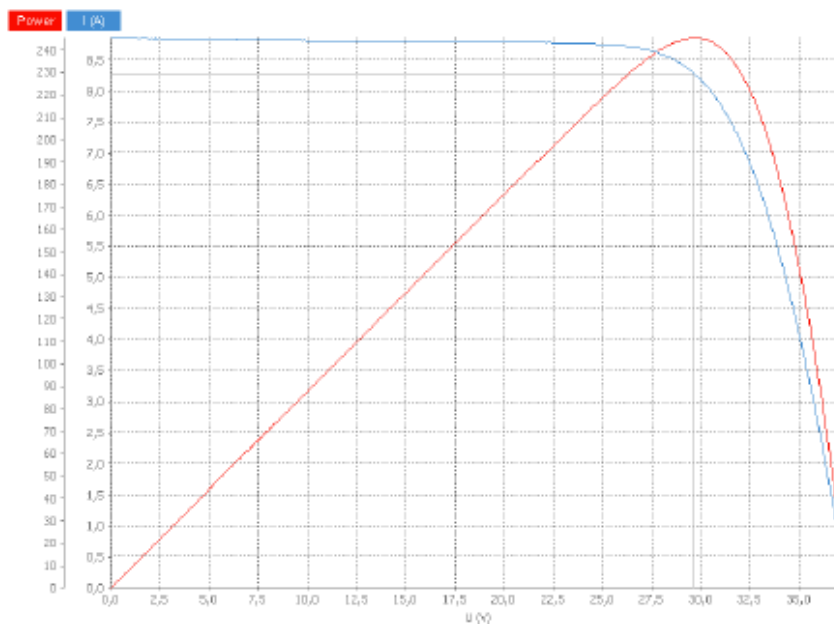
Relatórios do simulador solar para os módulos KD250GH-4FB2



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

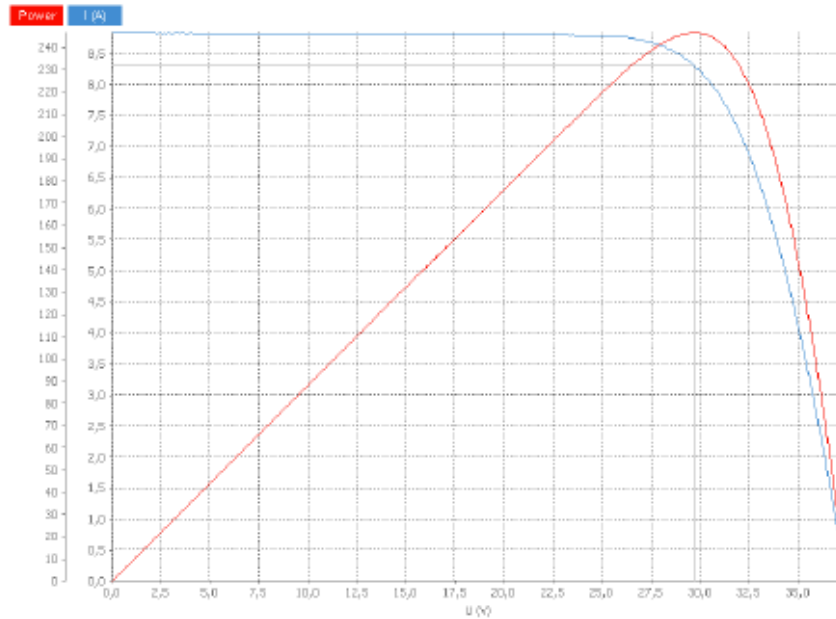
Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2018/02/23 10:49:49
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



KD250GH-Direto		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.62 °C	Fill factor	74.02%
DUT temperature	24.33 °C	Cell efficiency	16.81%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.92%
Gavg	1001.81 W/m ²		
GstdDev	0.20 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.447 V		
Linear regression Isc	8.855 A		
Regression linear for	0.567 Ω		
Regression linear for	231.185 Ω		
Maximum power	245.433 W		
Voltage at Maximum	29.650 V		
Current at Maximum	8.278 A		

Operator SOLAR TESTE Measurement 2018/02/23 10.58.09
 PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



KD250GH-Direto		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.45 °C	Fill factor	74.52%
DUT temperature	23.98 °C	Cell efficiency	16.89%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.99%
Gavg	1001.03 W/m ²		
GstdDev	0.22 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.456 V		
Linear regression Isc	8.834 A		
Regression linear for	0.563 Ω		
Regression linear for	714.434 Ω		
Maximum power	246.581 W		
Voltage at Maximum	29.674 V		
Current at Maximum	8.310 A		

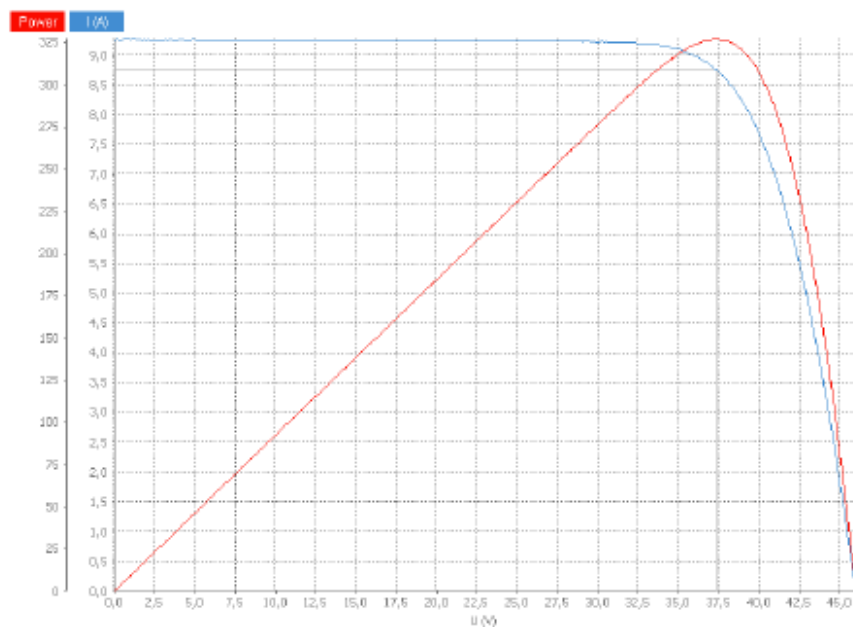
Relatórios do simulador solar para os módulos SK6612P 325



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/11/08 18.15.56
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



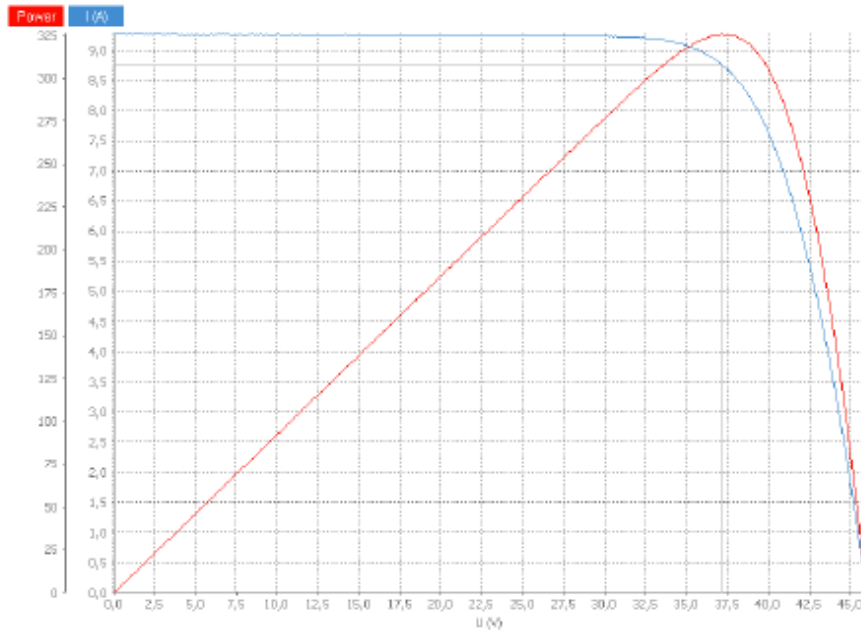
KS - 325		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.62 °C	Fill factor	76.76%
DUT temperature	25.63 °C	Cell efficiency	2339.91%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	1330.24%
Gavg	1001.79 W/m ²		
GstdDev	0.23 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	45.986 V		
Linear regression Isc	9.260 A		
Regression linear for	0.555 Ω		
Regression linear for	1149.044 Ω		
Maximum power	326.839 W		
Voltage at Maximum	37.288 V		
Current at Maximum	8.765 A		



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/11/09 15.55.25
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



KS - 325

Irradiance Channel 1

Monitor cell temperature	25.88 °C	Fill factor	76.40%
DUT temperature	26.96 °C	Cell efficiency	2332.46%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	1326.00%
Gavg	1001.15 W/m ²		
GstdDev	0.22 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	46.012 V		
Linear regression Isc	9.268 A		
Regression linear for	0.564 Ω		
Regression linear for	1893.218 Ω		
Maximum power	325.798 W		
Voltage at Maximum	37.213 V		
Current at Maximum	8.755 A		

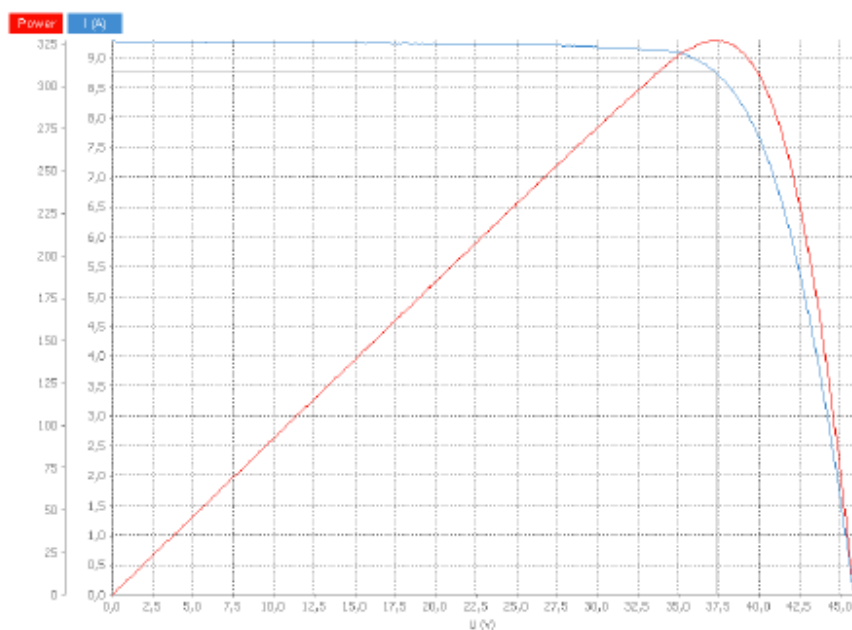
Relatórios do simulador solar para os módulos AS-6P 320



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/10/25 17.53.09
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



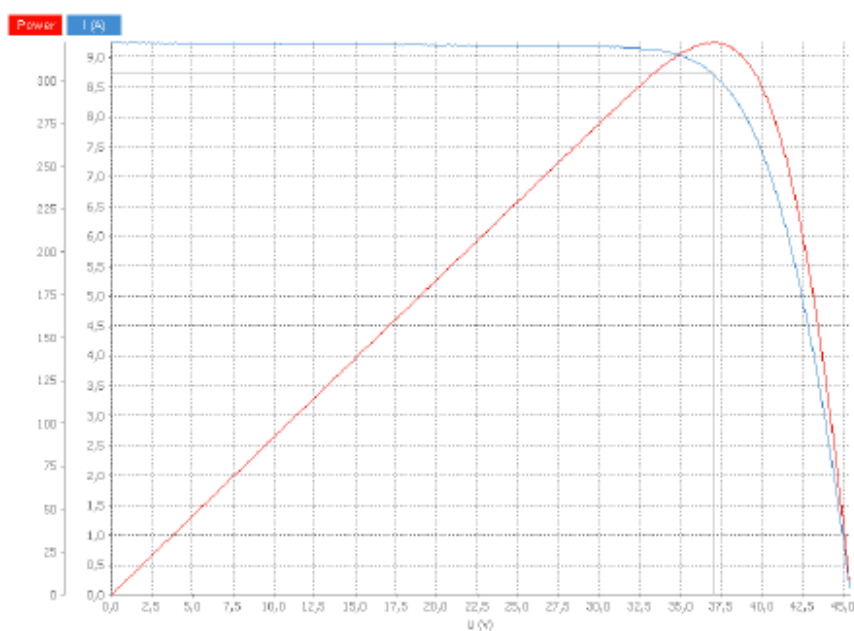
AS-6P 320		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	23.37 °C	Fill factor	76.82%
DUT temperature	23.71 °C	Cell efficiency	18.65%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	16.84%
Gavg	1001.91 W/m ²		
GstdDev	0.26 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	45.872 V		
Linear regression Isc	9.273 A		
Regression linear for	0.546 Ω		
Regression linear for	455.455 Ω		
Maximum power	326.772 W		
Voltage at Maximum	37.311 V		
Current at Maximum	8.758 A		



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/11/09 16.09.08
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



AS-6P 320		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	25.70 °C	Fill factor	76.77 %
DUT temperature	26.23 °C	Cell efficiency	18.41 %
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	16.63 %
Gavg	1001.19 W/m ²		
GstdDev	0.26 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	45.447 V		
Linear regression Isc	9.245 A		
Regression linear for	0.540 Ω		
Regression linear for	425.921 Ω		
Maximum power	322.549 W		
Voltage at Maximum	36.946 V		
Current at Maximum	8.730 A		

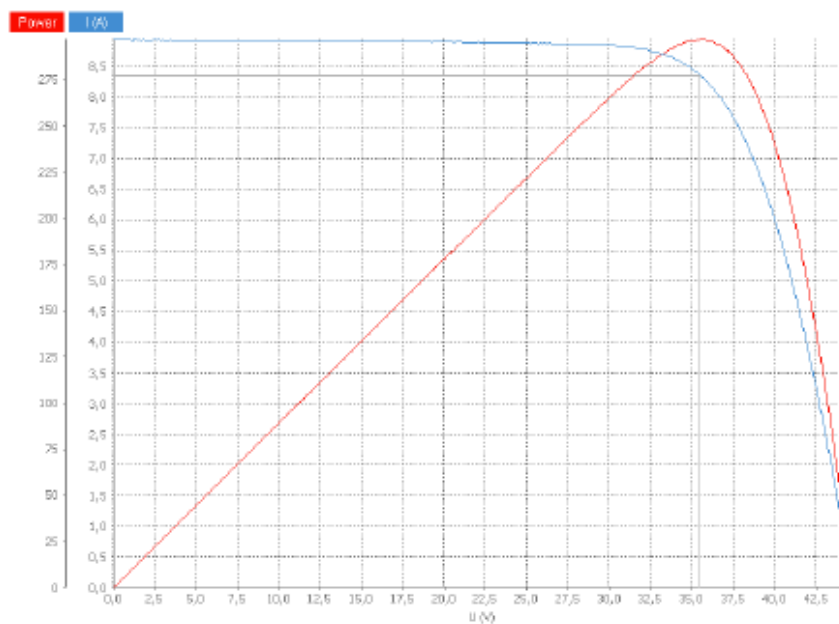
Relatórios do simulador solar para os módulos ESPMC 310



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/11/09 15.21.24
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



DIRETO-ECO-310W36

Irradiance Channel 1

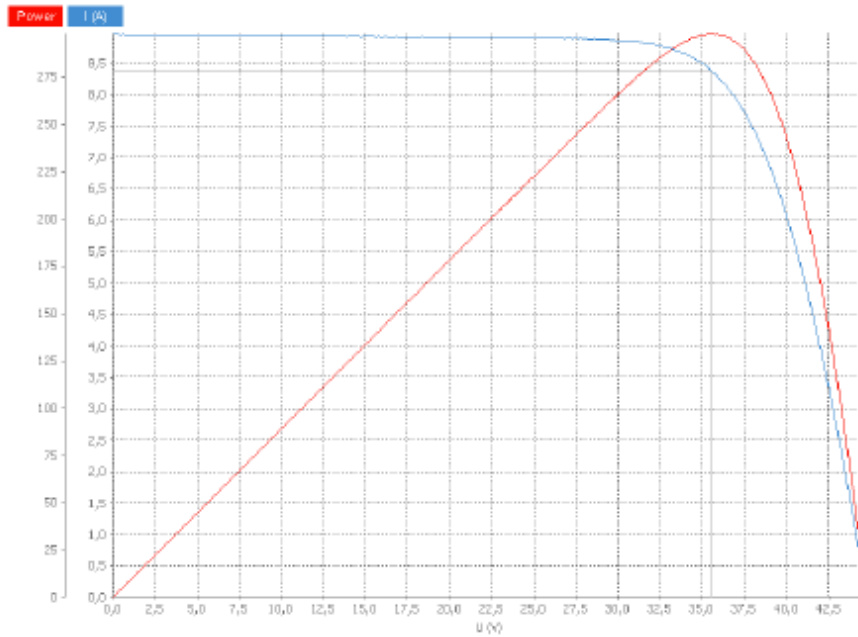
Monitor cell temperature	26.23 °C	Fill factor	74.19%
DUT temperature	26.89 °C	Cell efficiency	16.93%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.29%
Gavg	1001.25 W/m ²		
GstdDev	0.25 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	44.748 V		
Linear regression Isc	8.935 A		
Regression linear for	0.668 Ω		
Regression linear for	574.030 Ω		
Maximum power	296.637 W		
Voltage at Maximum	35.478 V		
Current at Maximum	8.361 A		



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/10/11 16.43.52
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



DIRETO-ECO-310W36

Irradiance Channel 1

Monitor cell temperature	27.40 °C	Fill factor	74.22%
DUT temperature	27.40 °C	Cell efficiency	16.99%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.35%
Gavg	1002.21 W/m ²		
GstdDev	0.28 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	44.790 V		
Linear regression Isc	8.956 A		
Regression linear for	0.665 Ω		
Regression linear for	399.112 Ω		
Maximum power	297.733 W		
Voltage at Maximum	35.550 V		
Current at Maximum	8.375 A		

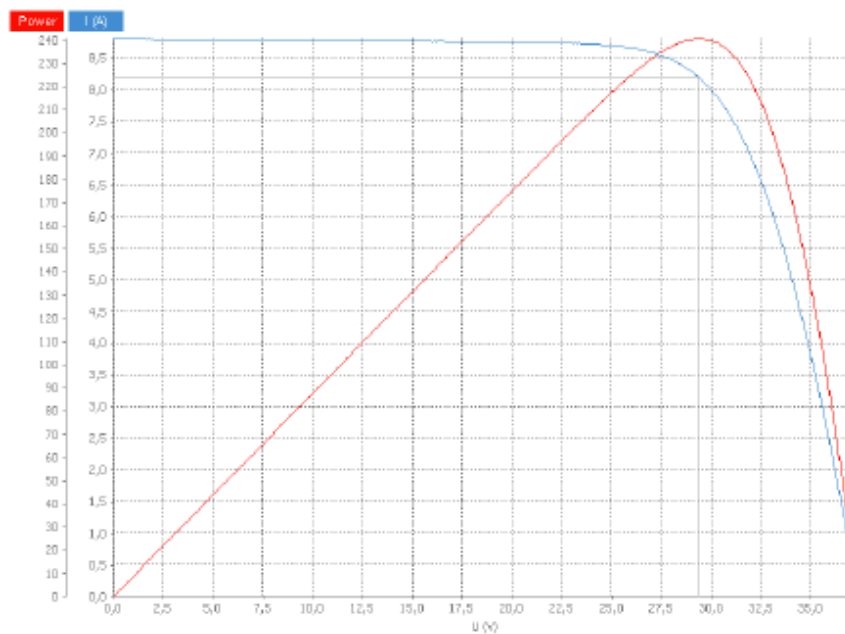
Relatórios do simulador solar para os módulos YL245P-29b



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

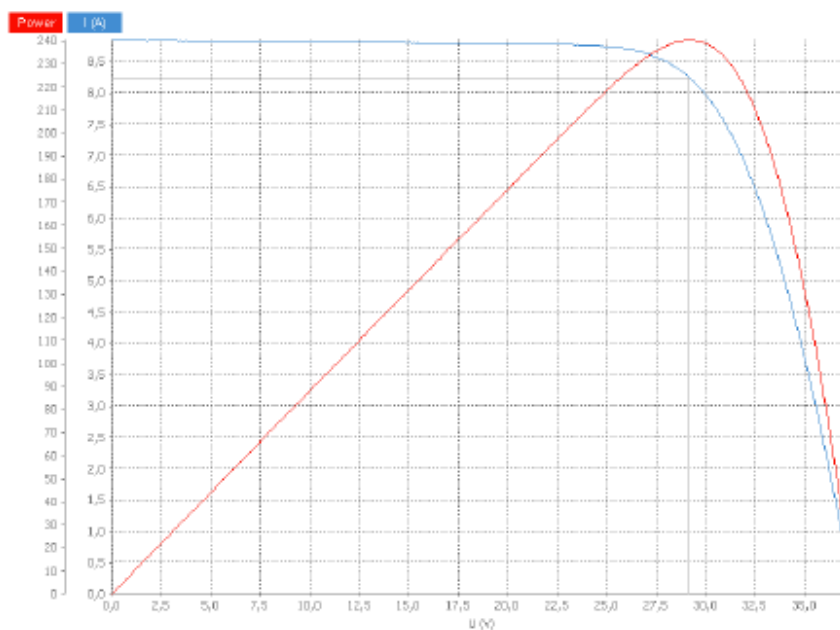
Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/10/05 11.43.23
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



direto-YL245p-29b		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.80 °C	Fill factor	73.07 %
DUT temperature	24.58 °C	Cell efficiency	16.69 %
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.73 %
Gavg	1000.85 W/m ²		
GstdDev	0.20 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.397 V		
Linear regression Isc	8.804 A		
Regression linear for	0.622 Ω		
Regression linear for	401.789 Ω		
Maximum power	240.582 W		
Voltage at Maximum	29.363 V		
Current at Maximum	8.193 A		



Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/10/05 11:48:57
 PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



direto-YL245p-29b		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.80 °C	Fill factor	72.47 %
DUT temperature	24.59 °C	Cell efficiency	16.67 %
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.71 %
Gavg	1001.56 W/m ²		
GstdDev	0.23 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.473 V		
Linear regression Isc	8.850 A		
Regression linear for	0.651 Ω		
Regression linear for	323.321 Ω		
Maximum power	240.348 W		
Voltage at Maximum	29.157 V		
Current at Maximum	8.243 A		

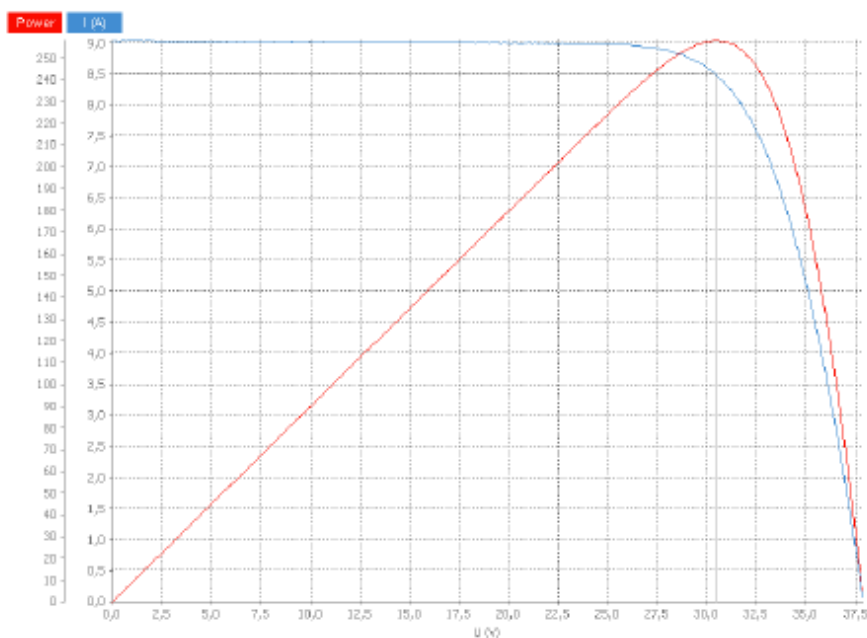
Relatórios do simulador solar para os módulos SCH 265 P60



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/08/07 17.34.35
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



DIRETO-SCH265-P60

Irradiance Channel 1

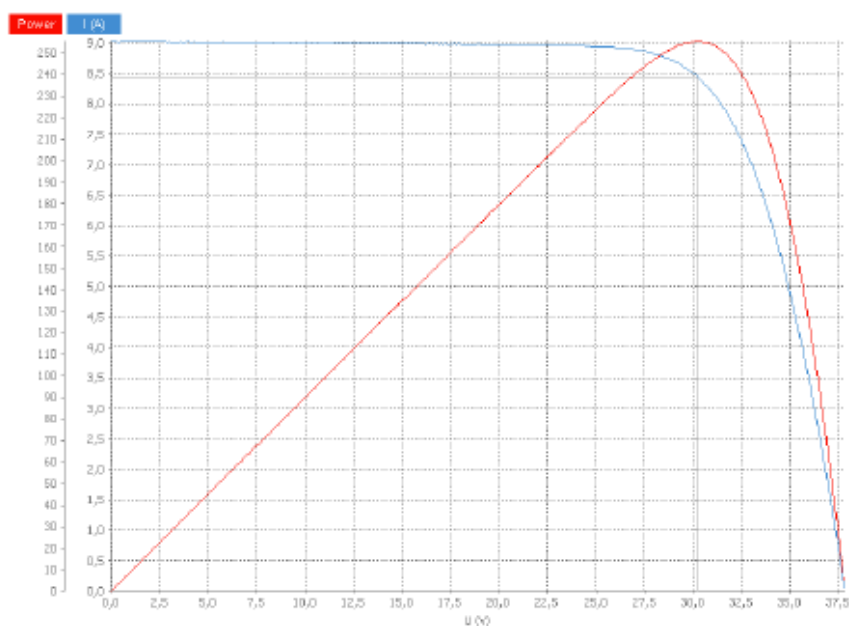
Monitor cell temperature	24.80 °C	Fill factor	75.42%
DUT temperature	25.77 °C	Cell efficiency	17.68%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.94%
Gavg	1001.16 W/m ²		
GstdDev	0.27 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.894 V		
Linear regression Isc	9.033 A		
Regression linear for	0.503 Ω		
Regression linear for	312.312 Ω		
Maximum power	258.149 W		
Voltage at Maximum	30.423 V		
Current at Maximum	8.485 A		



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/09/19 17.58.53
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



DIRETO-SCH265-P60

Irradiance Channel 1

Monitor cell temperature	26.95 °C	Fill factor	74.70%
DUT temperature	26.97 °C	Cell efficiency	17.48%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.77%
Gavg	1001.90 W/m ²		
GstdDev	0.26 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.860 V		
Linear regression Isc	9.026 A		
Regression linear for	0.524 Ω		
Regression linear for	440.963 Ω		
Maximum power	255.240 W		
Voltage at Maximum	30.209 V		
Current at Maximum	8.449 A		

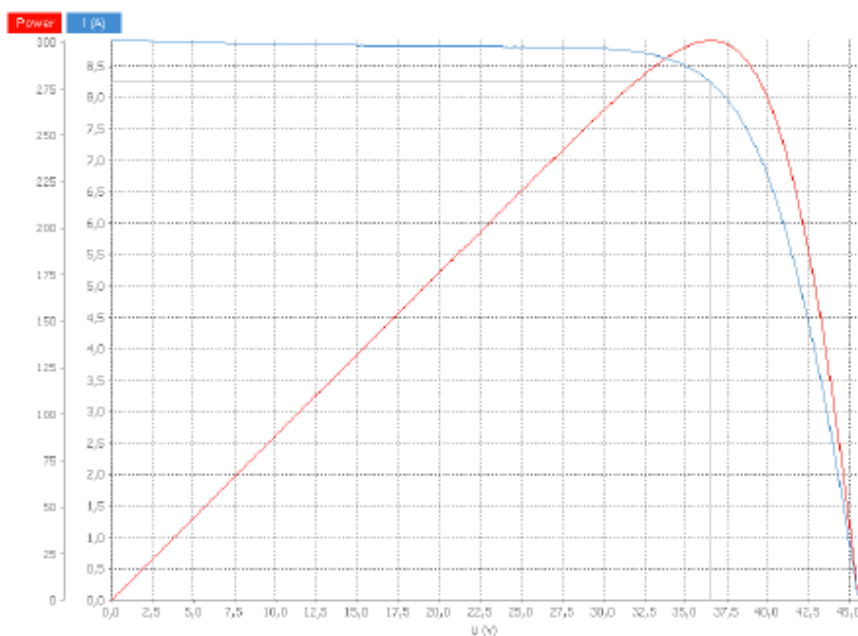
Relatórios do simulador solar para os módulos SY-72-315



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/10/05 11.26.19
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)

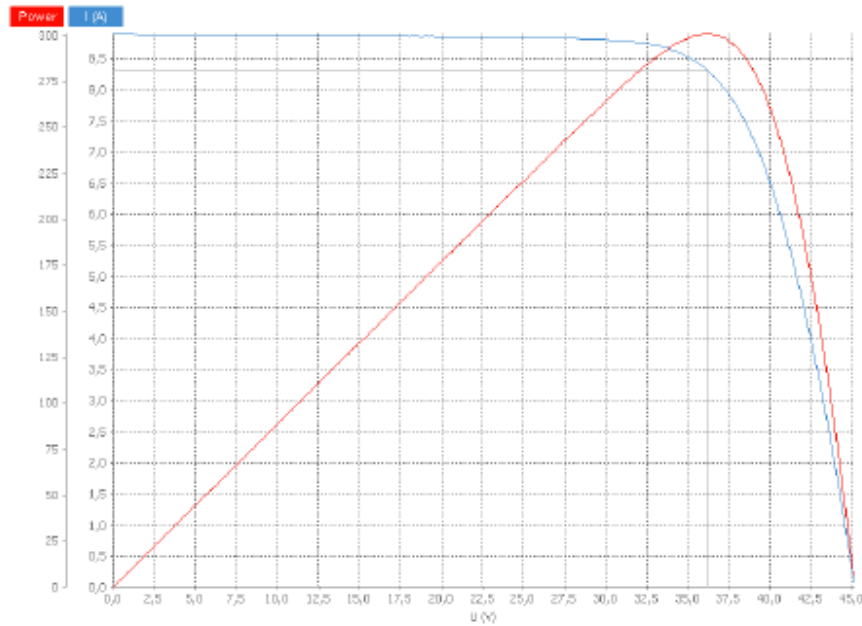


SUOYANG-SY-315WP

Monitor cell temperature	24.98 °C	Fill factor	74.17%
DUT temperature	24.87 °C	Cell efficiency	15.37%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.53%
Gavg	1001.29 W/m ²		
GstdDev	0.23 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	45.550 V		
Linear regression Isc	8.915 A		
Regression linear for	0.640 Ω		
Regression linear for	149.942 Ω		
Maximum power	301.205 W		
Voltage at Maximum	36.491 V		
Current at Maximum	8.254 A		



Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/10/05 11.34.08
 PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)


SUOYANG-SY-315WP

Monitor cell temperature	24.98 °C	Fill factor	74.84%
DUT temperature	24.78 °C	Cell efficiency	15.35%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.51%
Gavg	1001.29 W/m ²		
GstdDev	0.24 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	45.185 V		
Linear regression Isc	8.895 A		
Regression linear for	0.638 Ω		
Regression linear for	384.427 Ω		
Maximum power	300.798 W		
Voltage at Maximum	36.141 V		
Current at Maximum	8.323 A		

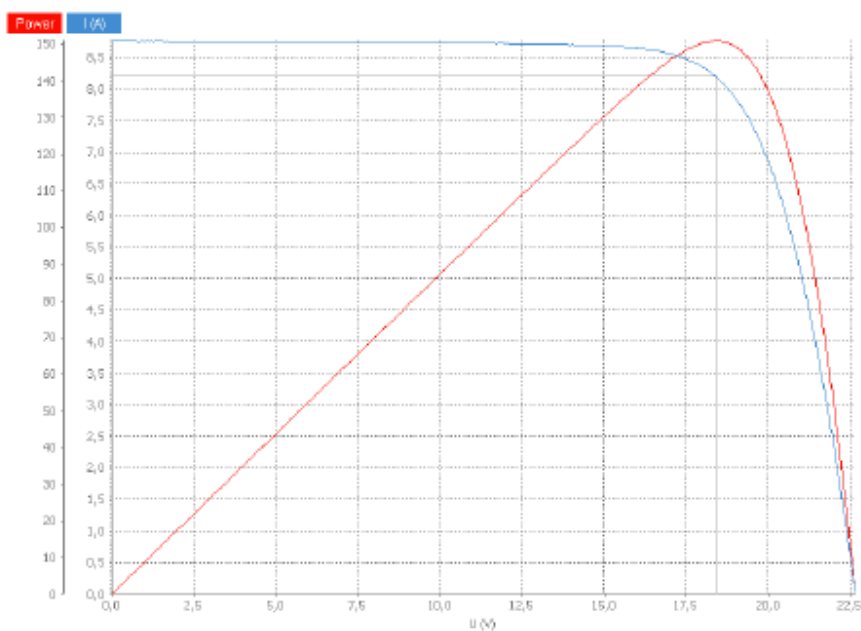
Relatórios do simulador solar para os módulos SLP150-12



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

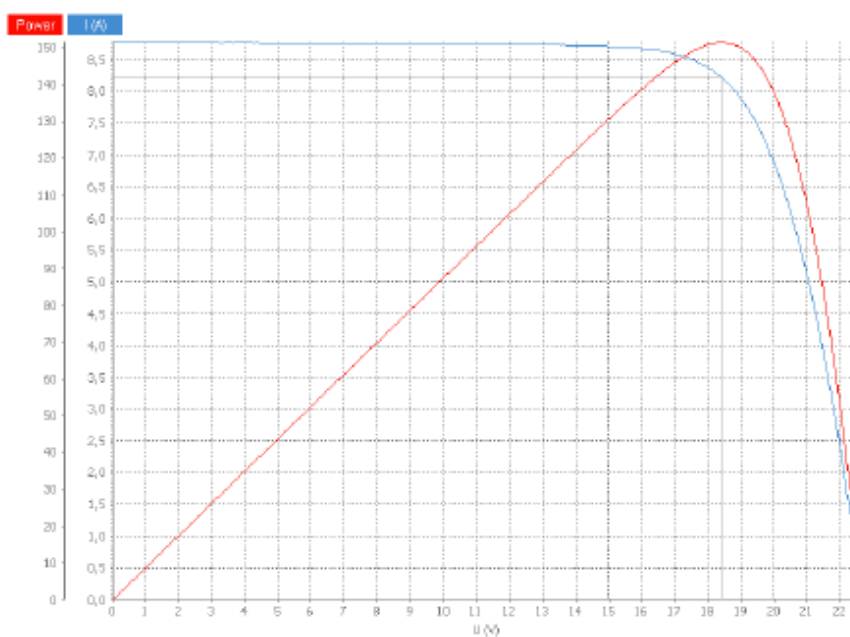
Performance measurement
PASAN Tester

Operator **SOLAR TESTE** Measurement **2017/06/06 15.42.08**
PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



Direto Solarland		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.00 °C	Fill factor	76.00%
DUT temperature	24.99 °C	Cell efficiency	17.22%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.90%
Gavg	1001.49 W/m ²		
GstdDev	0.21 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	22.667 V		
Linear regression Isc	8.760 A		
Regression linear for	0.287 Ω		
Regression linear for	255.383 Ω		
Maximum power	150.894 W		
Voltage at Maximum	18.388 V		
Current at Maximum	8.206 A		

Operator **SOLAR TESTE** Measurement **2017/06/07 10.13.49**
 PASAN Tester version **R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)**



Direto Solarland		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	24.27 °C	Fill factor	76.15%
DUT temperature	24.66 °C	Cell efficiency	17.29%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.96%
Gavg	1002.49 W/m ²		
GstdDev	0.22 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	22.684 V		
Linear regression Isc	8.769 A		
Regression linear for	0.287 Ω		
Regression linear for	626.662 Ω		
Maximum power	151.464 W		
Voltage at Maximum	18.398 V		
Current at Maximum	8.232 A		

APÊNDICE B – Código do programa desenvolvido

Este apêndice mostra o código utilizado em VBA para realizar a extrapolação das curvas medidas.

```

Sub curva_padrao()
Application.ScreenUpdating = False
'get open filename este método que abre a janela de seleção
'para definir os parametros dos arquivos a serem utilizados GetOpenFilename("Planilhas do Excel (*.xls), *.xls")
Dim wbTarget As Workbook
Dim wbThis As Workbook
Dim FileName As String
Set wbThis = ActiveWorkbook

FileName = Application.GetOpenFilename(FileFilter:="", Title:="Selecione o arquivo de dados do Fluke em formato
xlsx")
Set wbTarget = Application.Workbooks.Open(FileName)

wbThis.Activate
On Error GoTo 0
wbTarget.Activate
Application.CutCopyMode = False
' Copia todos os dados do intervalo A1 até Q4000
Range("A1").Select
Range("A1:Q4000").Copy
wbThis.Activate
' Cola os dados na Aba Dados fluke desta planilha da macro
Sheets("Dados Fluke").Range("A1").PasteSpecial Paste:=xlPasteValues
Application.CutCopyMode = False
wbTarget.Close False

'após importar os dados inicia-se a etapa de tratamento de dados
L = 19
C = 1
' Conta o número de linhas de dados do input A
While Sheets("Dados Fluke").Range("A" & L) <> ""
    lin_arq = lin_arq + 1
    L = L + 1
Wend

'conta o número de colunas de dados do input A
While Sheets("Dados Fluke").Cells(lin_arq, C) <> ""
    Col_arq = Col_arq + 1
    C = C + 1
Wend

'ROTINA DE CÁLCULO PARA DADOS QUE POSSUEM SOMENTE MÉDIA Col_arq=2

If Col_arq = 2 Then
' Copia o cabeçalho de dados da folha Dados Fluke para a Dados Brutos
Sheets("Dados Fluke").Range("A1:B17").Copy

```

```

Sheets("Dados Brutos").Range("A1").PasteSpecial Paste:=xlPasteValues
Sheets("Dados Fluke").Range("D1:E17").Copy
Sheets("Dados Brutos").Range("E1").PasteSpecial Paste:=xlPasteValues
Sheets("Dados Fluke").Range("G1:H17").Copy
Sheets("Dados Brutos").Range("I1").PasteSpecial Paste:=xlPasteValues
Sheets("Dados Fluke").Range("J1:K17").Copy
Sheets("Dados Brutos").Range("M1").PasteSpecial Paste:=xlPasteValues
Application.CutCopyMode = False
***Input A e B**

```

'comando para eliminar as linhas do input A e B não utilizadas

'A rotina abaixo tentar automatizar para cortar os dados do começo da medição que são somente ruídos

```

Sheets("Dados Fluke").Activate
Range("N1").Select
ActiveCell.FormulaArray = _
"=MATCH(MIN(IF(B19:B4000>0,B19:B4000)),B19:B4000,0)"
intervalo_AB_i = Range("N1").Value + 18
intervalo_AB_ii = intervalo_AB_i + 50

Set myRange1 = Worksheets("Dados Fluke").Range("B" & CStr(intervalo_AB_i) & ":B" & CStr(intervalo_AB_ii))
k1busca = Application.WorksheetFunction.Small(myRange1, 1)

While (Range("B" & CStr(intervalo_AB_i)).Value < 0) Or (k1busca < 0)
intervalo_AB_i = intervalo_AB_i + 1
intervalo_AB_ii = intervalo_AB_ii + 1
Set myRange1 = Worksheets("Dados Fluke").Range("B" & CStr(intervalo_AB_i) & ":B" & CStr(intervalo_AB_ii))
k1busca = Application.WorksheetFunction.Small(myRange1, 1)

Wend

```

```
intervalo_AB = intervalo_AB_i
```

```
col_AB = lin_arq + 19 - 1
```

'número da última linha do input A e B do Dados Brutos

```
lin_AB_brutos = col_AB - intervalo_AB + 101
```

'insere a fórmula de referência da planilha Dados Fluke para input A

```
Sheets("Dados Brutos").Range("A101", "A" & lin_AB_brutos).Formula = "'Dados Fluke!A" & CStr(intervalo_AB)
```

```
Sheets("Dados Brutos").Range("D101", "D" & lin_AB_brutos).Formula = "'Dados Fluke!B" & CStr(intervalo_AB)
```

'insere a fórmula de referência da planilha Dados Fluke para input B com calibração do shunt na corrente

```
Sheets("Dados Brutos").Range("E101", "E" & lin_AB_brutos).Formula = "'Dados Fluke!D" & CStr(intervalo_AB)
```

```
Sheets("Dados Brutos").Range("H101", "H" & lin_AB_brutos).FormulaLocal = "'(Dados Fluke!E" & CStr(intervalo_AB)
```

```
& " *10^3-0,1205)/7,4729"
```

*****Input C e D****

'comando para eliminar as linhas do input C e D não utilizadas

'A rotina abaixo tentar automatizar para cortar os dados do começo da medição que são somente ruídos

```

Sheets("Dados Fluke").Range("N2").Select
ActiveCell.FormulaArray = _

```

```
"=MATCH(MIN(IF(H19:H4000>0,H19:H4000)),H19:H4000,0)"
```

```
intervalo_CD_i = Range("N2").Value + 18
```

```
intervalo_CD_ii = intervalo_CD_i + 50
```

```
Set myRange2 = Worksheets("Dados Fluke").Range("H" & CStr(intervalo_CD_i) & ":H" & CStr(intervalo_CD_ii))
```

```
k2busca = Application.WorksheetFunction.Small(myRange2, 1)
```

```
While (Range("H" & CStr(intervalo_CD_i)).Value < 0) Or (k2busca < 0)
```

```
intervalo_CD_i = intervalo_CD_i + 1
```

```
intervalo_CD_ii = intervalo_CD_ii + 1
```

```
Set myRange2 = Worksheets("Dados Fluke").Range("H" & CStr(intervalo_CD_i) & ":H" & CStr(intervalo_CD_ii))
```

```
k2busca = Application.WorksheetFunction.Small(myRange2, 1)
```

```
Wend
```

```
intervalo_CD = intervalo_CD_i
```

```
'número da última linha do input C e D do Dados Brutos
```

```
lin_CD_brutos = col_AB - intervalo_CD + 101
```

```
'insere a fórmula de referência da planilha Dados Fluke para input C
```

```
Sheets("Dados Brutos").Range("I101", "I" & lin_CD_brutos).Formula = "=" & CStr(intervalo_CD)
```

```
Sheets("Dados Brutos").Range("L101", "L" & lin_CD_brutos).Formula = "=" & CStr(intervalo_CD)
```

```
'insere a fórmula de referência da planilha Dados Fluke para input D com calibração do shunt na corrente
```

```
Sheets("Dados Brutos").Range("M101", "M" & lin_CD_brutos).Formula = "=" & CStr(intervalo_CD)
```

```
Sheets("Dados Brutos").Range("P101", "P" & lin_CD_brutos).FormulaLocal = "=" & CStr(intervalo_CD)
```

```
& "**10^3+0,0466)/7,5792"
```

```
End If
```

```
lin_AB_extra = lin_AB_brutos - 10
```

```
lin_CD_extra = lin_CD_brutos - 10
```

```
'Atualização dos gráficos dos DADOS BRUTOS
```

```
Sheets("Dados Brutos").ChartObjects("Gráfico 1").Activate
```

```
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=" & CStr(lin_AB_brutos)
```

```
ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=" & CStr(lin_AB_brutos)
```

```
Sheets("Dados Brutos").ChartObjects("Gráfico 2").Activate
```

```
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=" & CStr(lin_CD_brutos)
```

```
ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=" & CStr(lin_CD_brutos)
```

```
'Planilha EXTRAPOLAÇÃO Fórmula para cálculo do Voc de módulo
```

```
'Utilizo os últimos duzentos pontos da coluna para o cálculo do Voc
```

```
'Nesta parte do código preferi manter a linha do módulo padrão para o cálculo com recuo de 10 linhas
```

```
'pois em alguns casos preciso corrigir manualmente , além disso o MATLAB fixa as linhas pelo módulo padrão
```

```
lin_AB_extra2 = lin_AB_extra - 210
```

```
lin_CD_extra2 = lin_CD_extra - 210
```

```
Sheets("Extrapolação").Range("C2").FormulaLocal = "=" & CStr(lin_CD_extra2) & ":E" & CStr(lin_CD_extra -
```

```
10) & ")"
```

'a alteração está aqui, uso lin_CD ao invés de lin_AB
 Sheets("Extrapolação").Range("C4").FormulaLocal = "=MÉDIA(A" & CStr(lin_CD_extra2) & ":A" & CStr(lin_CD_extra -
 10) & ")"

'Fórmula para cálculo do Fator de Forma FF do módulo

Sheets("Extrapolação").Range("T2").FormulaLocal = "=MÁXIMO(J11:J" & CStr(lin_CD_extra) & ")/(C2*D2)"
 Sheets("Extrapolação").Range("T4").FormulaLocal = "=MÁXIMO(I11:I" & CStr(lin_AB_extra) & ")/(C4*D4)"

'Coloca na planilha EXTRAPOLAÇÃO os valores referentes ao DUT

'Valores medidos tensão e corrente

Sheets("Extrapolação").Range("A11", "A" & lin_AB_extra).Formula = "'Dados Brutos!D21"

Sheets("Extrapolação").Range("B11", "B" & lin_AB_extra).Formula = "'Dados Brutos!H21"

'Extrapolação Tensão e Corrente de acordo com IEC 60891

Sheets("Extrapolação").Range("C11", "C" & lin_AB_extra).Formula = "=A11-\$N\$4*(D11-B11)-\$P\$4*D11*(25-\$K\$4)+\$L\$4"

Sheets("Extrapolação").Range("D11", "D" & lin_AB_extra).Formula = "=B11+\$D\$4*(1000/\$E\$4-1)+\$M\$4"

'Potência Medida e Potência Extrapolada

Sheets("Extrapolação").Range("I11", "I" & lin_AB_extra).Formula = "=A11*B11"

Sheets("Extrapolação").Range("K11", "K" & lin_AB_extra).Formula = "=C11*D11"

'Coloca na planilha EXTRAPOLAÇÃO os valores referentes ao MÓDULO PADRÃO

'Valores medidos tensão e corrente

Sheets("Extrapolação").Range("E11", "E" & lin_CD_extra).Formula = "'Dados Brutos!L21"

Sheets("Extrapolação").Range("F11", "F" & lin_CD_extra).Formula = "'Dados Brutos!P21"

'Extrapolação Tensão e Corrente de acordo com IEC 60891

Sheets("Extrapolação").Range("G11", "G" & lin_CD_extra).Formula = "=E11-\$N\$2*(H11-F11)-\$P\$2*H11*(25-\$K\$2)+\$L\$2"

Sheets("Extrapolação").Range("H11", "H" & lin_CD_extra).Formula = "=F11+\$D\$2*(1000/\$E\$2-1)+\$M\$2"

'Potência Medida e Potência Extrapolada

Sheets("Extrapolação").Range("J11", "J" & lin_CD_extra).Formula = "=E11*F11"

Sheets("Extrapolação").Range("L11", "L" & lin_CD_extra).Formula = "=G11*H11"

'Ajustes dos GRÁFICOS da planilha EXTRAPOLAÇÃO

'GRÁFICOS DO DUT

'Gráfico IxV do DUT

Sheets("Extrapolação").ChartObjects("Gráfico 7").Activate

ActiveChart.Axes(xlCategory).Select

ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=Extrapolação!\$B\$11:\$B\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=Extrapolação!\$A\$11:\$A\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues = "=Extrapolação!\$C\$11:\$C\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(2).Values = "=Extrapolação!\$D\$11:\$D\$" & CStr(lin_AB_extra)

'Gráfico PxV do DUT

Sheets("Extrapolação").ChartObjects("Gráfico 5").Activate

ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=Extrapolação!\$B\$11:\$B\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=Extrapolação!\$A\$11:\$A\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues = "=Extrapolação!\$C\$11:\$C\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(2).Values = "=Extrapolação!\$D\$11:\$D\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(3).XValues = "=Extrapolação!\$A\$11:\$A\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(3).Values = "=Extrapolação!\$I\$11:\$I\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(4).XValues = "=Extrapolação!\$C\$11:\$C\$" & CStr(lin_AB_extra)

ActiveChart.SeriesCollection(4).Values = "=Extrapolação!\$K\$11:\$K\$" & CStr(lin_AB_extra)

'GRÁFICOS DO MÓDULO PADRÃO

'Gráfico IxV do MÓDULO PADRÃO

```
Sheets("Extrapolação").ChartObjects("Gráfico 4").Activate
    ActiveChart.Axes(xlCategory).Select
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=Extrapolação!$F$11:$F$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=Extrapolação!$E$11:$E$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues = "=Extrapolação!$G$11:$G$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Values = "=Extrapolação!$H$11:$H$" & CStr(lin_CD_extra)
```

'Gráfico PxV do MÓDULO PADRÃO

```
Sheets("Extrapolação").ChartObjects("Gráfico 6").Activate
    ActiveChart.Axes(xlCategory).Select
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=Extrapolação!$F$11:$F$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=Extrapolação!$E$11:$E$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues = "=Extrapolação!$G$11:$G$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Values = "=Extrapolação!$H$11:$H$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(3).XValues = "=Extrapolação!$E$11:$E$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(4).XValues = "=Extrapolação!$G$11:$G$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(4).Values = "=Extrapolação!$L$11:$L$" & CStr(lin_CD_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(3).Values = "=Extrapolação!$J$11:$J$" & CStr(lin_CD_extra)
```

'Planilha Relatório de Medida

```
Sheets("Relatório de Medida").Range("H22").FormulaLocal = "=MÁXIMO(Extrapolação!K11:K" & CStr(lin_AB_extra) &
")"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("H23").FormulaLocal = "=ÍNDICE(Extrapolação!A11:L" & CStr(lin_AB_extra) &
";CORRESP(H22;Extrapolação!K11:K" & CStr(lin_AB_extra) & ";0);4)"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("H24").FormulaLocal = "=ÍNDICE(Extrapolação!A11:L" & CStr(lin_AB_extra) &
";CORRESP(H22;Extrapolação!K11:K" & CStr(lin_AB_extra) & ";0);3)"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("H25").FormulaLocal = "=MÁXIMO(Extrapolação!D11:D" & CStr(lin_AB_extra) &
")"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("H26").FormulaLocal = "=MÁXIMO(Extrapolação!C11:C" & CStr(lin_AB_extra) &
")"

    Sheets("Relatório de Medida").Range("I22").FormulaLocal = "=MÁXIMO(Extrapolação!L11:L" & CStr(lin_CD_extra) & ")"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("I23").FormulaLocal = "=ÍNDICE(Extrapolação!A11:L" & CStr(lin_CD_extra) &
";CORRESP(I22;Extrapolação!L11:L" & CStr(lin_CD_extra) & ";0);8)"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("I24").FormulaLocal = "=ÍNDICE(Extrapolação!A11:L" & CStr(lin_CD_extra) &
";CORRESP(I22;Extrapolação!L11:L" & CStr(lin_CD_extra) & ";0);7)"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("I25").FormulaLocal = "=MÁXIMO(Extrapolação!H11:H" & CStr(lin_CD_extra) &
")"
    Sheets("Relatório de Medida").Range("I26").FormulaLocal = "=MÁXIMO(Extrapolação!G11:G" & CStr(lin_CD_extra) &
")"
```

'Atualização dos Gráficos na planilha Relatório de Medida

'Gráfico IxV do DUT comparando medido e extrapolado

```
Sheets("Relatório de Medida").ChartObjects("Gráfico 6").Activate
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=Extrapolação!$B$11:$B$" & CStr(lin_AB_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=Extrapolação!$A$11:$A$" & CStr(lin_AB_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues = "=Extrapolação!$C$11:$C$" & CStr(lin_AB_extra)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Values = "=Extrapolação!$D$11:$D$" & CStr(lin_AB_extra)
```

```
'Gráfico lxV do MÓDULO PADRÃO comparando medido e extrapolado  
Sheets("Relatório de Medida").ChartObjects("Gráfico 7").Activate  
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Values = "=Extrapolação!$F$11:$F$" & CStr(lin_CD_extra)  
    ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues = "=Extrapolação!$E$11:$E$" & CStr(lin_CD_extra)  
    ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues = "=Extrapolação!$G$11:$G$" & CStr(lin_CD_extra)  
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Values = "=Extrapolação!$H$11:$H$" & CStr(lin_CD_extra)  
End Sub
```