

ANÁLISE DA CURVA I-V DE MÓDULOS MULTICRISTALINOS A SOL-REAL

Thiago Rodrigues Brito – trb1989@hotmail.com

Renato Luz Cavalcante – renatolc@ufpa.br

João Tavares Pinho – jtpinho@ufpa.br

Wilson Negrão Macedo – wnmacedo@ufpa.br

Universidade Federal do Pará, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

Resumo. Para a caracterização do desempenho de módulos fotovoltaicos, faz-se necessária a aquisição da curva característica denominada I-V, a partir da qual podem-se determinar os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico. Tal medição é de grande importância para questões de produtividade do sistema e análises econômicas de retorno de investimento em empreendimentos solares. Com a utilização de simuladores solares (*indoor*), a obtenção de tal curva torna-se mais rápida e confiável; no entanto, com o alto custo de um simulador solar isto pode tornar um desestímulo para que mais pessoas possam estar envolvidas neste tipo de análise. O presente trabalho avalia uma metodologia de aquisição de curva I-V sob sol-real utilizando duas cargas capacitivas e um módulo fotovoltaico de referência para medição da irradiância. Busca-se comparar os resultados das medições feitas em simulador com as medições feitas em campo, para avaliar qual a diferença, em termos de máxima potência, de uma medição para a outra. Os resultados mostram-se satisfatórios, com desvios em relação ao simulador da ordem de ± 3 % na máxima potência, mostrando-se, assim, uma boa ferramenta para caracterização de módulos multicristalinos a sol-real.

Palavras-chave: Medição a sol-real; Simulador solar; Extrapolação de Curva I-V.

1. INTRODUÇÃO

As fontes renováveis ocupam a cada dia mais espaço na geração de energia mundial. Em especial, a energia solar fotovoltaica ganha destaque com seu rápido crescimento nos últimos anos, seja em aplicações de sistemas isolados em áreas remotas ou sistemas conectados à rede (*grid-tie*) que, além de gerar energia de forma sustentável, eliminando a emissão de gases nocivos ao meio ambiente, são uma importante estratégia para atender à crescente demanda por energia.

Nesse âmbito, é importante realizar a avaliação do desempenho dos geradores fotovoltaicos para uma correta previsão da energia que um sistema pode disponibilizar. Uma das formas de avaliação de módulos fotovoltaicos é o levantamento da curva I-V característica de cada módulo, pois através dela podem-se extrair os principais parâmetros elétricos do módulo, que são; tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), ponto de máxima potência (P_{MP}), tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Além de ser uma ferramenta que permite detectar anomalias no desempenho do módulo como sombreamento, falhas de conexão, polarização dentre outras (Moréton, 2014).

Como forma de padronização, as curvas características são medidas sob uma condição específica, conhecida como Condições Padrão de Teste ou STC (*Standard Test Conditions*), que são: irradiância (G) de 1.000W/m^2 , distribuição espectral correspondente a $AM = 1,5$, e temperatura de célula $T_C = 25$ °C. As condições anteriores podem até representar a condição de um dia de céu claro, porém a temperatura se distancia da operação de um módulo em campo, que podem ser próximas de 50 °C (Macêdo, 2006). Quando a curva I-V é obtida fora da condição padrão, ou quando se deseja conhecer seu comportamento em uma condição diferente da medição, faz-se necessária a aplicação de algum método de translação (Bühler, 2008).

A caracterização *indoor* de módulos fotovoltaicos utilizando simuladores solares está se tornando mais comum que as realizadas a sol-real (*outdoor*). Os simuladores solares oferecem independência com respeito a tempo e condições climáticas. Isto representa uma vantagem óbvia tanto para os fabricantes, que devem testar seus produtos na mesma velocidade de fabricação, quanto para laboratórios especializados localizados em lugares que possuam céus nublados ou poluídos. A principal desvantagem do simulador solar é seu preço, que pode facilmente ultrapassar € 150,000 para um modelo tipo AAA. Este custo é suficientemente alto para desestimular muitos participantes relacionados à energia fotovoltaica (universidades, laboratórios, engenheiros, etc.) a tentarem medir os módulos fotovoltaicos com precisão (Carrilo *et al.*, 2017).

Nesse sentido, a caracterização dos módulos a sol-real torna-se uma estratégia positiva para que mais participantes possam atuar na área. No entanto, deve-se avaliar quais os desvios, principalmente com respeito à máxima potência que um módulo pode apresentar quando comparados os resultados da medição *indoor* com a *outdoor*, a fim de determinar uma boa metodologia de avaliação.

2. METODOLOGIA

2.1 Método da carga capacitiva

O método da carga capacitiva é um método simples e de baixo custo, cujo princípio de funcionamento consiste basicamente no carregamento de um capacitor que é alimentado por um módulo fotovoltaico ou por um gerador fotovoltaico como o de 500 kW medido por Moréton *et al* (2014). Ao se carregar, o capacitor, inicialmente descarregado, passa pela região de curto-circuito (I_{sc}) do módulo e, ao ser completamente carregado, atinge a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Monitorando-se este ciclo com um dispositivo apropriado, podem-se obter os pontos de tensão e corrente. A Fig. 1 mostra a conexão da carga capacitiva com um módulo fotovoltaico e suas curvas de tensão e corrente ao longo do carregamento.

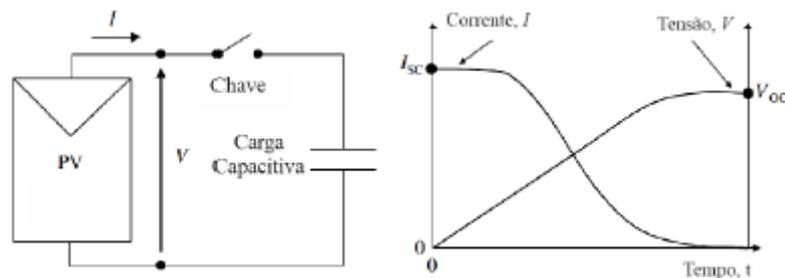


Figura 1 – Esquema de ligação da carga capacitiva com o módulo fotovoltaico e as curvas de tensão e corrente durante o carregamento (Muñoz & Lorenzo, 2004).

Para a caracterização dos módulos e obtenção da curva I-V sob sol-real, utilizaram-se duas cargas capacitivas desenvolvidas no laboratório do GEDAE, ambas capazes de realizar medições a quatro fios. A primeira carga possui dois capacitores eletrolíticos (C1 – 1.000 $\mu\text{F}/450\text{ V}$ e C2 – 4.700 $\mu\text{F}/350\text{ V}$); já a segunda possui 5 capacitores (C1 – 4.700 $\mu\text{F}/50\text{ V}$, C2 – 2.200 $\mu\text{F}/50\text{ V}$, C3 – 1.000 $\mu\text{F}/35\text{ V}$, C4 – 470 $\mu\text{F}/200\text{ V}$, e C5 – 220 $\mu\text{F}/200\text{ V}$). A necessidade de diferentes capacitores deve-se ao fato da aquisição da curva ser feita em um intervalo entre 0,2 s e 1 s, a fim de se obterem pontos suficientes para elaboração da curva I-V e evitar mudanças bruscas nas condições de operação durante a medição do módulo (Tamizhmani *et al*, 2011 e Hishikawa *et al.*, 2016). Cada carga capacitiva também possui um resistor paralelo (*shunt*) de 10 A/75 mV para medição da corrente.

2.2 Módulo fotovoltaico como sensor de irradiância e temperatura

Para a medição de irradiância solar incidente, utilizam-se os sensores de irradiância tais como, piranômetros, pireliômetros, células de referência e módulos fotovoltaicos de referência (Alonso *et al*, 2015). A utilização de células de referência para medição de irradiância é o método mais comum quando realizada a aquisição da curva I-V de um módulo. No entanto, utilizar um módulo fotovoltaico de referência devidamente calibrado também é uma opção para a medição de irradiância, e possui vantagens como melhor resposta espectral da irradiação incidente, robustez contra poeira e sujeira, além de sua resposta ser mais estável e reproduzível do que outros sensores (Villagrà, 2016 e Hishikawa *et al.*, 2016).

Os termopares como sensores para medição de temperatura de célula, fixados na costa do módulo são uma solução amplamente utilizada. Contudo, visto que se pode encontrar diferenças de 4 °C a 10 °C entre as células de um módulo em operação, a utilização de um módulo de referência torna-se preferível, pois interpretando o valor da tensão de circuito aberto V_{oc} como uma temperatura equivalente de todo o módulo, utilizar tal parâmetro como medida de temperatura torna-se mais representativo do que uma medição de um único ponto (Villagrà, 2016).

2.3 Arranjo Experimental e Metodologia

Para a medição da curva I-V do módulo sob sol-real, utilizou-se o arranjo ilustrado na Fig. 2, que consiste em dois módulos: o primeiro denominado de dispositivo sob teste (módulo que se tem interesse de medir a curva I-V) e o segundo, que é o módulo de referência; ambos são acoplados às suas respectivas cargas capacitivas, através de 4 fios, para as medições de corrente e tensão de cada módulo. Os sinais são medidos através do osciloscópio FLUKE 190-204 conectado a um *notebook*.

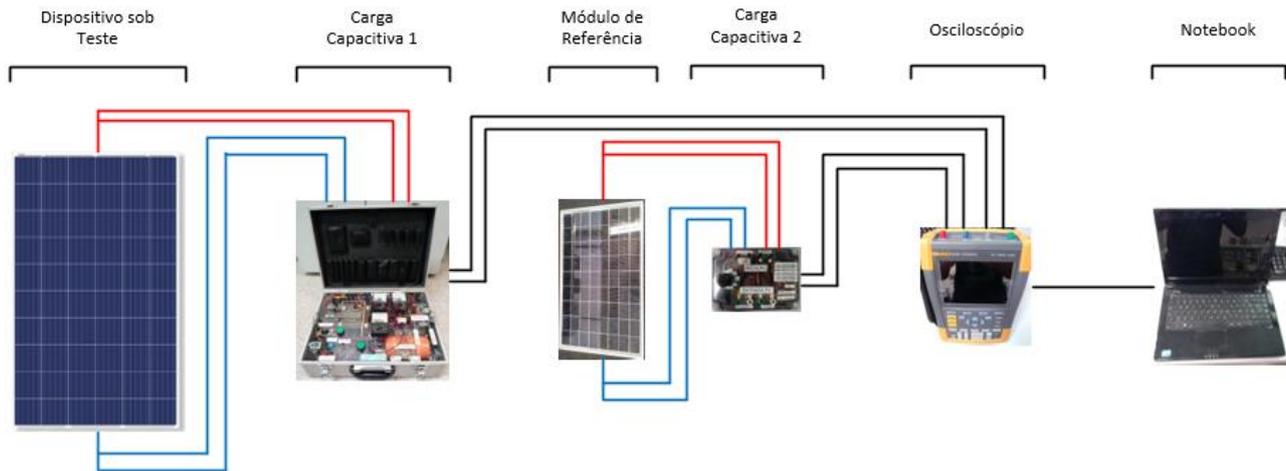


Figura 2 – Arranjo experimental para aquisição de curvas I-V a sol-real.

Em cada medição, o módulo que se pretende obter a curva I-V é levado ao simulador solar para obtenção de sua curva *indoor*. Tal curva é obtida com a temperatura mais estável possível e próxima dos 25 °C. Este resultado é então armazenado para posterior análise. O próximo passo consiste em levar o módulo para a área de testes do laboratório do GEDAE, para adquirir sua curva I-V *outdoor*. O módulo é então posicionado juntamente com o módulo de referência, ambos no mesmo plano e com mesma orientação azimutal (Hishikawa *et al*, 2016), tal como mostra a Fig. 3.



Figura 3 – Módulos sob teste e de referência posicionados para a realização do ensaio a sol-real.

A carga capacitiva 1 realiza o sinal de disparo, que permite o carregamento dos capacitores, tanto desta quanto da carga capacitiva 2. A diferença de acionamento entre as duas cargas é menor que 5 ms e, desta forma, em cada teste obtêm-se duas curvas I-V, uma relativa ao dispositivo sob teste e através desta poder obter o valor de temperatura e outra relativa ao módulo de referência, sendo esta última utilizada para se obter o valor de irradiância de cada medição.

A medição a sol-real apresenta dificuldades, visto que as condições de temperatura e irradiância variam ao longo do dia e, portanto, valores de irradiância de 1.000W/m², como nas STC, podem ser obtidos ao se realizarem medições em dias de céu limpo; já a temperatura de 25 °C torna-se o ponto mais difícil de se controlar. Autores como Bühler (2011) e Carrilo *et al* (2017) utilizam como solução câmaras climatizadas, onde pode-se controlar a temperatura do módulo e submetê-lo à radiação solar incidente, obtendo curvas *outdoor* nas STC. No entanto, o uso de tal equipamento torna o procedimento mais dispendioso e, além disso, em processos que envolvem monitoração de usinas e parques solares, o transporte deste equipamento para tais localidades seria mais um problema para a realização das medições.

Desta forma, as medições realizadas utilizaram a temperatura que o módulo apresenta em campo, a fim de investigar a possibilidade das medições *outdoor* serem feitas sem a necessidade de manter a temperatura do módulo em 25 °C. Sabe-se que ao escolher este procedimento, faz-se necessário o uso de técnicas de extrapolação das curvas obtidas, visto que estão fora das condições padrão de teste (Pó, 2011). A norma IEC 60891 estabelece 3 procedimentos para extrapolação de curvas I-V, considerando que deve-se ter uma irradiância mínima de 800 W/m² para a correta utilização das equações de extrapolação. Optou-se pelo procedimento 2 indicado na norma e as medições foram realizadas em dias de céu limpo em períodos entre o fim da manhã e o início da tarde, para assegurar valores altos de irradiância.

Para a extrapolação das curvas, os dados coletados são tratados, para poderem servir de dados de entrada para o programa desenvolvido em *Visual Basic Advanced* –VBA, que é responsável pela extrapolação das curvas medidas para as condições padrão de teste e, através destas, poder extrair os parâmetros elétricos dos módulos.

Na Fig. 4 podem-se observar três curvas I-V referentes a um dos módulos analisados. A curva em cor azul representa a medição realizada com o simulador solar (*indoor*) e as curvas laranja e cinza são relativas às medições a

sol-real, com menor e maior erro, respectivamente, com relação à máxima potência medida *indoor*. Observa-se que ao longo de todo o percurso as curvas possuem comportamento muito semelhante, apresentando pequenas diferenças nas regiões de curto-circuito e circuito aberto. A medida 1 foi realizada com $G = 1.014 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 66,8 \text{ }^\circ\text{C}$, e a medida 2 com $G = 1.029 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 68,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

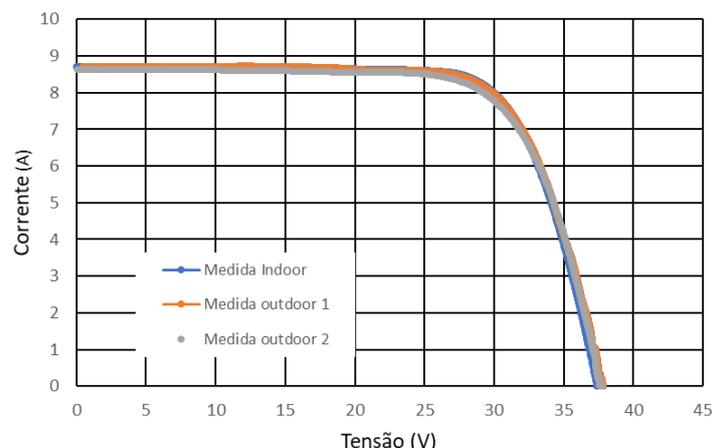


Figura 4 – Comparação das curvas I-V do módulo 1 (laranja e cinza) testado a sol-real e a medição feita com simulador solar (azul).

3. RESULTADOS

Cinco módulos de diferentes fabricantes foram testados, utilizando a metodologia proposta. Os dados de fábrica de cada módulo estão na Tab. 1. O resultado de cada medição foi comparado com o resultado da respectiva medição no simulador solar e os dados fornecidos pelo fabricante. Em cada bateria de testes a sol-real cerca de 25 medições foram realizadas para cada módulo, sendo as condições de irradiância e temperatura de cada medida indicados na Tab.2. Todos os módulos testados são de tecnologia multicristalina e a análise de resultados tem como foco os valores de máxima potência de cada módulo.

Tabela 1 – Especificações de fábrica dos cinco módulos testados.

Módulo	1	2	3	4	5
P_{máx} (W)	150	245	265	315	320
V_{oc} (V)	22,2	37,8	38,65	45,5	45,7
I_{sc} (A)	8,68	8,63	9,23	8,83	9,04
V_{mp} (V)	18,5	30,2	30,54	37,6	37,1
Imp (A)	8,11	8,11	8,68	8,38	8,63

Tabela 2 – Condições de Irradiância - G (W/m^2) e Temperatura - T ($^\circ\text{C}$) em cada medição para cada módulo testado.

Módulo	1		2		3		4		5	
	G (W/m^2)	T ($^\circ\text{C}$)	G (W/m^2)	T ($^\circ\text{C}$)	G (W/m^2)	T ($^\circ\text{C}$)	G (W/m^2)	T ($^\circ\text{C}$)	G (W/m^2)	T ($^\circ\text{C}$)
Medida 1	899,48	51,67	995,47	65,85	948,32	65,58	945,75	50,05	1063,89	65,10
Medida 2	890,99	51,01	993,67	66,23	956,91	65,40	934,41	50,76	972,48	66,01
Medida 3	883,92	50,96	998,47	65,18	971,96	65,95	1059,87	48,00	950,82	65,13
Medida 4	867,77	52,08	1013,01	65,16	968,23	65,83	1029,09	50,41	957,45	65,29
Medida 5	877,30	53,43	1019,93	66,25	959,51	65,27	989,41	50,66	949,04	66,44
Medida 6	886,53	53,15	1018,21	67,61	980,15	65,59	955,22	52,77	952,24	65,96
Medida 7	896,14	55,55	1025,36	68,62	988,88	65,01	948,82	53,77	968,11	65,30
Medida 8	928,68	54,70	1019,76	67,47	984,19	65,93	963,19	53,50	817,18	65,61
Medida 9	928,90	55,92	1014,05	66,80	981,89	65,32	974,67	54,30	958,86	65,10
Medida 10	912,43	53,90	1027,23	68,47	990,96	66,21	1105,75	48,39	969,04	65,07
Medida 11	922,66	52,52	1029,80	68,14	981,73	64,58	959,28	50,71	974,29	66,13
Medida 12	881,78	53,71	1022,94	68,28	957,59	65,88	987,07	51,77	966,45	65,70
Medida 13	904,84	55,16	1014,96	69,63	972,30	65,89	1042,02	51,68	1002,18	65,71
Medida 14	947,67	55,40	1009,19	69,64	968,21	65,87	960,72	54,69	1007,66	66,53

Medida 15	928,78	55,20	1011,53	67,91	966,67	66,78	957,55	55,28	1023,84	66,23
Medida 16	940,92	55,32	1009,97	68,67	969,37	65,82	954,99	55,42	1030,24	67,17
Medida 17	905,74	57,05	1009,81	67,84	966,17	65,59	965,36	56,43	1027,24	66,64
Medida 18	941,20	56,95	998,70	66,99	977,46	66,27	983,82	55,65	1022,26	66,18
Medida 19	961,08	56,80	987,59	66,47	970,20	66,94	969,24	55,36	990,55	66,37
Medida 20	978,83	56,06	976,53	65,62	981,60	66,89	994,13	55,27	983,97	66,16
Medida 21	924,94	56,22	-	-	982,43	67,35	1009,34	55,41	956,72	65,88
Medida 22	921,69	57,44	-	-	979,64	68,33	1026,21	55,43	943,87	66,19
Medida 23	873,90	56,50	-	-	994,32	68,70	1012,09	54,62	947,13	66,21
Medida 24	874,77	55,28	-	-	1006,60	69,20	999,63	55,97	939,36	65,21
Medida 25	893,47	56,98	-	-	1001,45	68,94	1012,69	57,23	939,36	65,21

Na Fig. 5 pode-se observar gráficos de barras que representam o desvio percentual com relação à média para o primeiro módulo FV e o erro percentual com relação à medição feita no simulador (150,9 W), sendo os valores de potência extrapolados para cada medição representados pelos pontos verdes, e a média dos valores de potência extrapolados para a condição padrão (149,7 W). Podem-se perceber que os desvios com relação à média e a medição *indoor* ficam na faixa de $\pm 3\%$. Considerando que o fabricante considera um desvio com relação à potência de $\pm 5\%$ de 150 W, os resultados mostram-se satisfatórios para a avaliação da potência deste módulo.

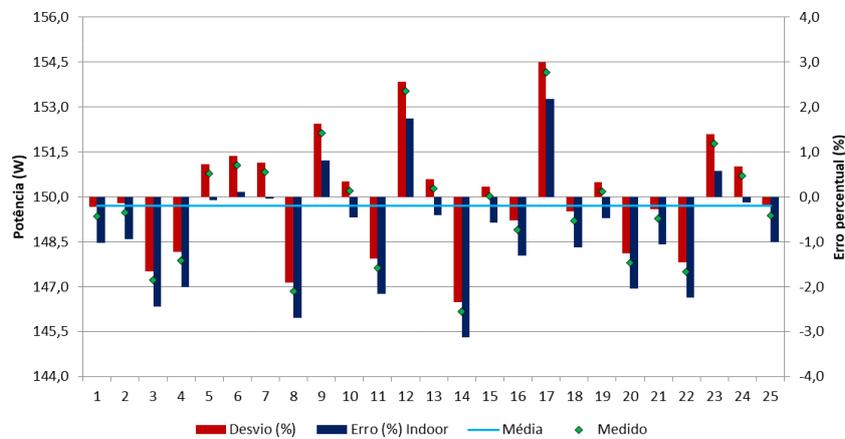


Figura 5 – Dados relativos ao desvio com relação à média, erro com relação à medição *indoor*, média dos valores de potência extrapolados na medição, e potência medida para o módulo 1.

Para o módulo 2, cujas medidas estão apresentadas na Fig. 6, percebe-se uma variação da potência extrapolada, porém, dentro da faixa de $\pm 3\%$ com relação tanto a medida do simulador, onde se obteve o valor de 240,34W quanto a média das potências extrapoladas, que neste módulo foi de 237,45W. Deve-se notar que o fabricante afirma que o módulo possui potência de 245 W e que sua variação é de 0 a +5 W, algo que não foi observado nem na medição *indoor*, nem na série de medições a sol-real.

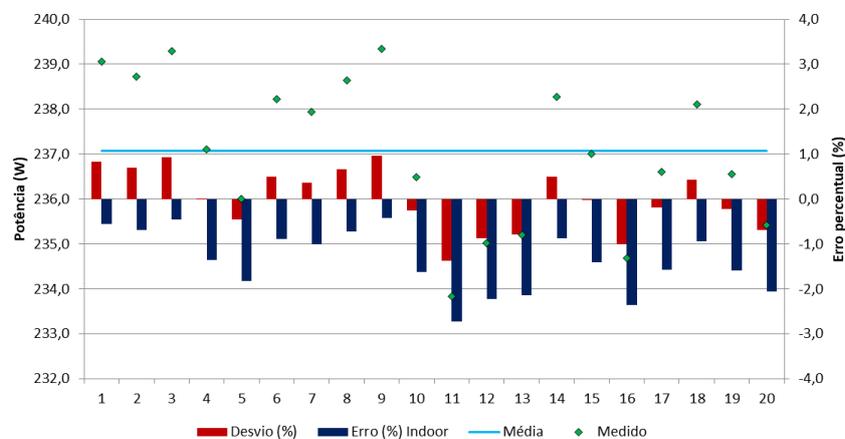


Figura 6 – Dados relativos ao desvio com relação à média, erro com relação à medição *indoor*, média dos valores de potência extrapolados na medição, e potência medida para o módulo 2.

Como apresentado na Fig. 7, os dados de potência para o módulo 3 permaneceram mais uniformes, conseguindo alcançar desvios da ordem de $\pm 1\%$ entre a média (260,35 W) e a medição do simulador solar (258,14 W). Os valores de potência extrapolados em cada medição e os da simulação *indoor* possuem uma boa aproximação com os que o fornecedor disponibiliza em seu catálogo, onde afirma que a potência do módulo é de 265 W e pode possuir uma variação de $\pm 5\%$ neste valor de potência.

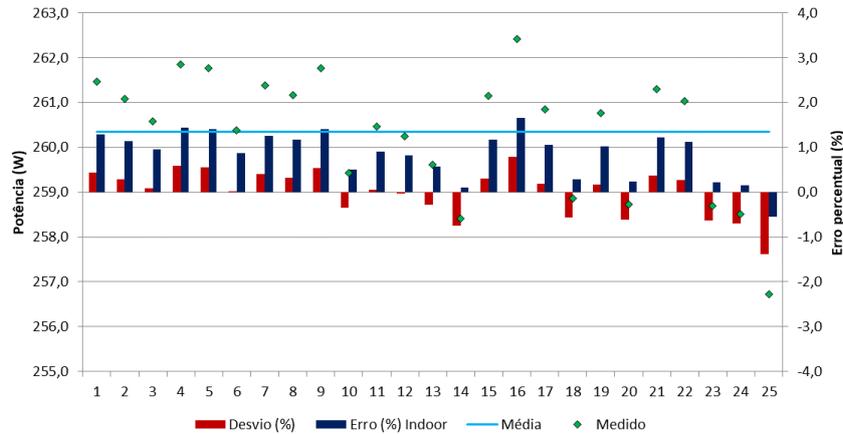


Figura 7 – Dados relativos ao desvio com relação à média, erro com relação à medida *indoor*, média dos valores de potência extrapolados na medição, e potência medida para o módulo 3.

Os dados relativos ao módulo 4 estão apresentados na Fig. 8, onde se percebe uma variação relativamente baixa dos valores de máxima potência extrapoladas, na ordem de $\pm 2,5\%$. O valor da média dos dados foi de 297,3 W e de sua medição *indoor* foi de 301,2 W. Com relação ao que se encontra nos dados do fabricante, que afirma que a potência do módulo é de 315 W com uma variação de 0 a $+3\%$, novamente percebe-se uma diferença das medições tanto a sol-real quanto a realizada pelo simulador solar com que o fabricante afirma, pois as medições não chegaram próximo ao valor que se encontra na folha de dados do módulo.

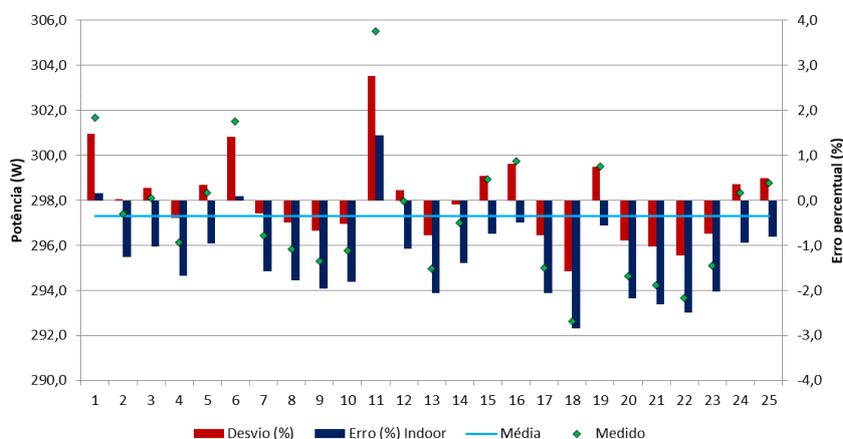


Figura 8 – Dados relativos ao desvio com relação à média, erro com relação à medida *indoor*, média dos valores de potência extrapolados na medição, e potência medida para o módulo 4.

Com relação ao módulo 5, percebe-se através da Fig. 9 que as potências extrapoladas para a condição padrão ficaram na faixa de 0 a -3% , sendo este o módulo que apresentou o maior desvio entre os cinco medidos. O valor da média das potências extrapoladas foi de 321,44 W e a medição *indoor* resultou no valor de 326,7 W. Com relação à folha de dados do módulo, ocorreu uma diferença entre a medida *indoor*, que ficou dentro do que o fornecedor indica, com uma tolerância de potência positiva de 0 a $+3\%$ de 320 W, sendo que a medição *outdoor* obteve valores abaixo do estipulado.

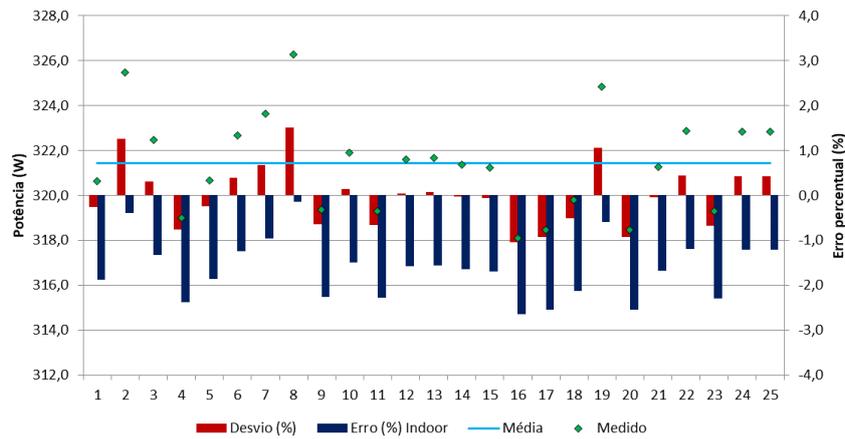


Figura 9 – Dados relativos ao desvio com relação à média, erro com relação à medida *indoor*, média dos valores de potência extrapolados na medição, e potência medida para o módulo 5.

4. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma metodologia para aquisição da curva I-V dos módulos fotovoltaicos, dando enfoque aos valores extrapolados de máxima potência, utilizando o método da carga capacitiva, que é utilizado por muitos pesquisadores. Considerando que não houve necessidade de utilizar um controle maior de temperatura nas medições e ainda utilizou-se um módulo fotovoltaico de referência para medição da irradiância solar no plano do dispositivo sob teste, os resultados foram satisfatórios, apresentando desvios baixos com relação às medições em um simulador solar A+A+A+. Desta forma, conclui-se que a metodologia apresentada pode servir como uma ferramenta para a avaliação de módulos multicristalinos a sol-real e provavelmente servirá para outras tecnologias. Contudo, mais ensaios necessitam ser realizados, bem como o desmembramento dessas análises por cada parâmetro que influencia diretamente na extrapolação da curva I-V.

Agradecimentos

Ao Laboratório de Energia Solar do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas – GEDAE, da Universidade Federal do Pará, ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia – INCT- EREEA, e ao conselho nacional de pesquisa - CNPq.

REFERÊNCIAS

- Alonso, M., Chenlo, F., Fabero, F., Ariza, M. A., Mejunto, E., 2015. Measurement of irradiance sensors for “PR” calculations in PV plants. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- Bühler, A.J., Krenzinger, A., 2008. Análise da Translação de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos Segundo as Normas Técnicas, *Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol.12, pp. 47-54.
- Bühler, Alexandre José, 2011. Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos. 166 f. Tese de Doutorado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Carrilo, J.M., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, F., Lorenzo, C., 2017. Uncertainties on the Outdoor Characterization of PV Modules and the Calibration of Reference Modules. *Solar Energy*, vol. 155.
- Hishikawa, Y., Doi, T., Higa, M., Yamagoe, K., Ohshima, H., 2016. Precise Outdoor PV Module Characterization Under Unstable Irradiance. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no.5, pp 1221-1227.
- IEC, 2009, International Electrotechnical Commission. “IEC-60891 – Procedures for temperature and irradiance correction to measured I-V characteristics”.
- Macêdo, Wilson Negrão, 2006. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 201 f. Tese de Doutorado, Programa Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Moréton, R., Lorenzo, E., Muñoz, J., 2014. A 500-kW PV generator I-V curve. *Progress in Photovoltaic*, vol. 22, pp. 1280-1284.
- Muñoz, J. Lorenzo, E., 2004. Capacitive load based on IGBT’s for on site characterization of PV arrays. *European Solar Conference*, pp. 1489-1497.
- Pó, José Mário da Costa, 2011. Assessment of the IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions. 53 f. Dissertação de Mestrado, Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Universidade de Lisboa, Lisboa.

- TamizMani, G., Paghasian, K., Kuitche, J., Vemula, M. G., Sivasubramanian, G., 2011. Photovoltaic module power rating per IEC 61853-1 Standard: A study under natural Sunlight. Solar ABC study report.
- Villagrà, R.M., 2016. Contributions to uncertainty reduction in the estimation of PV plants performance, Tese de Doutorado, ETSIT, Universidade Polit cnica de Madrid, Madrid.

ANALYSIS OF THE I-V CURVE OF MULTICRYSTALLINE MODULES UNDER REAL SUN

Abstract. *To characterize the performance of photovoltaic modules, it is necessary to acquire their I-V curve, from which it is possible to determine the electrical parameters of the module. This measurement is of great importance for matters about system productivity and economic payback analysis of solar projects. With the use of solar simulators (indoor measurement), obtaining the I-V curve becomes faster and reliable; however, with the high cost of a solar simulator this can become a problem for more people to be involved in this type of analysis. The present work evaluates a methodology of acquisition of the I-V curve under real sun using two capacitive loads and a reference photovoltaic module for irradiance measurement. It is sought to compare the results of the measurements made in the solar simulator with the measurements made in the field, to evaluate the difference in terms of maximum power between one measurement and the other. The results are satisfactory, with deviations from the simulator of ± 3 % at maximum power, thus showing a good tool for the characterization of multicrystalline modules under real sun.*

Key words: *Real sun measurement, solar simulator, I-V curve extrapolation.*