

VALIDAÇÃO DE METODOLOGIA PARA ENSAIOS DE CURVA IV DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS EM CAMPO

Anelise Medeiros Pires – anelisempires@gmail.com

Matheus Hohmann

Marília Braga

Eduardo Augusto Brunetto

Ricardo Rütther

Universidade Federal da Santa Catarina, Laboratório Fotovoltaica-UFSC

Resumo. A medição da curva característica corrente x tensão (curva IV) em campo é um método bastante utilizado para o controle de qualidade de módulos fotovoltaico, contudo, a realização de ensaios de curva IV em campo para módulos bifaciais demanda mais atenção em comparação com dispositivos monofaciais. Isso se deve à maior susceptibilidade dos resultados dessas medições a efeitos adversos quando as condições de teste se afastam das condições de referência ideais, o que gera a necessidade de métodos consolidados para uma avaliação fidedigna em campo. Este estudo avalia uma metodologia para a medição de curvas IV em campo para módulos fotovoltaicos bifaciais, combinando a metodologia proposta na especificação técnica IEC TS 60904-1-2 com a experiência de pesquisas anteriores. Os ensaios foram realizados em um módulo fotovoltaico bifacial instalado em um rastreador solar de um eixo. O sistema está instalado na cidade de Florianópolis-SC, no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica/UFSC). O módulo fotovoltaico foi testado em duas condições diferentes: em um primeiro momento em sua condição normal (bifacial) e em um segundo momento, como referência para avaliar a metodologia, o módulo foi medido com o lado posterior coberto. Os resultados semelhantes entre as duas medidas indicam a adequação da metodologia testada para a caracterização IV de módulos bifaciais. Também foram avaliados diferentes métodos para correção dos resultados medidos para as condições padrão de teste (STC) e a representatividade da localização das células de referência para medição da irradiância refletida no lado posterior do módulo FV. Por fim, também foi realizada uma avaliação de não-uniformidade de irradiância no lado posterior do módulo, a qual apresentou um resultado superior ao máximo sugerido na especificação técnica, destacando assim a dificuldade em atingir os limites restritivos especificados. Apesar da falta de uniformidade, é importante ressaltar que os resultados medidos foram bastante satisfatórios.

Palavras-chave: Curva IV, Módulos Bifaciais, Ensaios em Campo.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, os módulos bifaciais de silício cristalino (Si) têm atraído considerável atenção no mercado, consolidando-se como líderes nas projeções do setor (VDMA, 2023). A tecnologia bifacial tem ganhado destaque em novos projetos de usinas fotovoltaicas, pois é capaz de ampliar a geração de energia solar aproveitando a irradiação refletida do solo, podendo proporcionar ganhos na produtividade (IEA, 2022).

O controle de qualidade de sistemas fotovoltaicos (FV) frequentemente envolve a realização de testes em módulos FV individuais, conduzidos em laboratórios especializados antes de sua implementação em campo (Abella *et al.*, 2015). A principal ferramenta utilizada para a avaliação de potência de sistemas e módulos FV é a medição de curva IV (corrente x tensão), a qual descreve a capacidade de conversão de energia nas condições existentes de irradiância e temperatura. De modo geral, a curva representa as combinações de corrente e tensão em que o arranjo poderia estar operando, se a irradiância e temperatura das células fossem mantidas constantes.

Testes de curva IV em laboratório permitem assegurar a potência inicial fornecida pelo fabricante, mas dificultam a avaliação de perdas e anomalias a longo prazo, como perdas de potência devido à sujidade. A retirada e realocação de módulos FV já instalados para testes em laboratório, pode comprometer a integridade dos mesmos (Lorenzo *et al.*, 2023; Martinez-Moreno *et al.*, 2011). Sendo assim, a condução de testes em campo para módulos FV desempenha um papel fundamental na validação do desempenho e na otimização da eficiência desses sistemas. Por fim, a análise em campo possibilita a identificação e resolução de potenciais problemas operacionais, assegurando que os módulos atendam às expectativas de desempenho ao longo de sua vida útil.

A medição de curvas IV em módulos FV em campo apresenta desafios significativos devido a diversas variáveis ambientais e operacionais. Em ambientes externos, variações na irradiância e temperatura, podem impactar diretamente os resultados, tornando essencial a correção e normalização dos dados obtidos para as condições padrão de teste (*Standard Test Conditions* - STC). Além disso, a presença de sombras ou sujeira pode impactar nos resultados. As medições também são afetadas pela necessidade de realizar o teste *in loco*, o que muitas vezes implica limitações logísticas e operacionais.

A realização de ensaios de curva IV em campo para módulos bifaciais demanda mais atenção em comparação com dispositivos monofaciais. Isso se deve à maior susceptibilidade dos resultados dessas medições a efeitos adversos quando as condições de teste se afastam das condições de referência ideais. Um exemplo é a potencial amplificação da incerteza

da medição devido às reflexões parasitas provenientes da parte traseira do dispositivo em teste. Esses desafios demandam abordagens meticulosas e protocolos adaptados para assegurar a representatividade dos ensaios de curva IV em módulos bifaciais em ambientes reais (IEC, 2019).

Em 2019, foi publicada uma especificação técnica (IEC TS 60904-1-2) que detalha os procedimentos para a medição de curvas IV em módulos FV bifaciais, sob luz solar natural ou simulada (IEC, 2019). As especificações técnicas têm uma validade inicial de três anos, ao fim dos quais é necessária uma revisão pelo comitê técnico. Elas podem ser reconfirmadas para mais três anos, sujeitas a modificações, revisões, convertidas em uma norma internacional completa ou desconsideradas. Durante esse período, os usuários da especificação técnica são encorajados a avaliar a adequação dos métodos de ensaio (Lopez-Garcia *et al.*, 2019, 2022). Está prevista uma atualização da IEC TS 60904-1-2 para dezembro de 2023. Seguindo as diretrizes especificadas na IEC 60904-1-2 e combinando-as com outras metodologias encontradas na literatura (Dolara *et al.*, 2023; Garcia *et al.*, 2023; Lopez-Garcia *et al.*, 2022), este artigo avalia a medição de um módulo FV bifacial instalado em um rastreador de um eixo. Também são validados dois métodos diferentes de correção de curvas IV para STC.

2. METODOLOGIA

2.1 Instrumentação

A Tab. 1 apresenta as principais características elétricas do módulo FV utilizado para o ensaio, o qual está instalado em um sistema FV composto por rastreadores de um eixo. O sistema FV em questão está instalado na cidade de Florianópolis-SC (27,4°S;48,4°O), no Centro de Capacitação e Pesquisa em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC, www.fotovoltaica.ufsc.br).

Tabela 1 – Principais características elétricas do módulo testado em STC (irradiância 1000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5).

Potência nominal	645 W	Coefficiente Temperatura Isc	0,005 %/°C
Isc	18,35 A	Coefficiente Temperatura Voc	-0,26 %/°C
Voc	44,8 V	Coefficiente Temperatura Pmax	-0,34 %/°C
Imp	17,11 A	Fator de bifacialidade (ϕ)	70%
Vmp	37,7 V	Tipo de célula	Monocristalino PERC

O equipamento utilizado para a obtenção da curva IV foi o traçador de curva IV modelo PVPM 1500X do fabricante PVE. Este equipamento realiza a medição da curva IV através do método a quatro fios, evitando erros sistemáticos na medição de tensão devido à resistência dos cabos. Durante o teste foram aferidas a temperatura do módulo e a irradiância em suas superfícies (frontal e posterior). Ao controlar essas variáveis ambientais, é possível ajustar os parâmetros elétricos para STC para estabelecer um valor base de comparação entre resultados, bem como compará-los com as especificações fornecidas pelo fabricante.

Em testes com módulos monofaciais, geralmente é utilizado um sensor de temperatura fixado na parte posterior do módulo. No entanto, ao lidar com módulos bifaciais, é necessário evitar sombreamentos na parte posterior do módulo FV. Sendo assim, foi utilizada uma câmera termográfica (FLIR E54) para monitorar a temperatura do módulo durante os ensaios.

A aquisição dos dados de irradiância no plano dos módulos durante as medições foi realizada por uma célula de referência de silício monocristalino, posicionada no suporte do módulo FV. Para ensaios realizadas em módulos bifaciais, além da irradiância na parte frontal, também é necessário medir a irradiância refletida na parte posterior, conforme detalhado na IEC 60904-2. Foram utilizadas duas células de referência idênticas para aferir a irradiância refletida. O uso de duas células de referência na parte posterior do módulo tem o objetivo de avaliar qual posicionamento é mais representativo para o ensaio. A Fig. 1 apresenta a disposição das células de referência utilizadas para medir a irradiância no momento dos ensaios, sendo que foram utilizadas células de referência de silício cristalino. Uma das células foi posicionada na extremidade do módulo, conforme imagem sugestiva apresentada na especificação técnica IEC TS 60904-1-2 (CEL1), e a outra na parte central do módulo, contudo atrás do tubo de torque do rastreador, não gerando sombreamento adicional na parte posterior do módulo FV.

Conforme estabelecido na especificação técnica IEC TS 60904-1-2, além da aquisição dos dados de irradiância no instante do ensaio, também é necessário medir a não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo. É recomendado que esta medição seja realizada antes e após o ensaio. A avaliação da não uniformidade de irradiância na face posterior requer a medição em, pelo menos, cinco pontos específicos e simétricos, selecionados a partir de uma matriz composta por nove pontos (Fig. 2a). Exemplos de disposições simétricas incluem configurações como P1-P3-P5-P7-P9, P2-P4-P6-P8 ou P1-P2-P3-P7-P8-P9. A Fig. 2b apresenta a disposição de células de irradiância utilizadas para medição de não-uniformidade antes e após os ensaios, foram utilizadas cinco células de referência de silício monocristalino. A especificação técnica traz que a curva IV de módulos bifaciais requer duas células adicionais, sendo uma delas utilizada durante a curva IV e a outra para medida da não-uniformidade em ao menos cinco pontos, levando a crer que é possível a medida não simultânea destes pontos para o cálculo da não-uniformidade. Neste artigo, as medidas

foram tomadas de forma simultânea em todos os pontos de medição pelo período de um minuto com resolução temporal de um segundo.



Figura 1 – Disposição das células de referência utilizadas para medição de irradiância no momento dos ensaios.

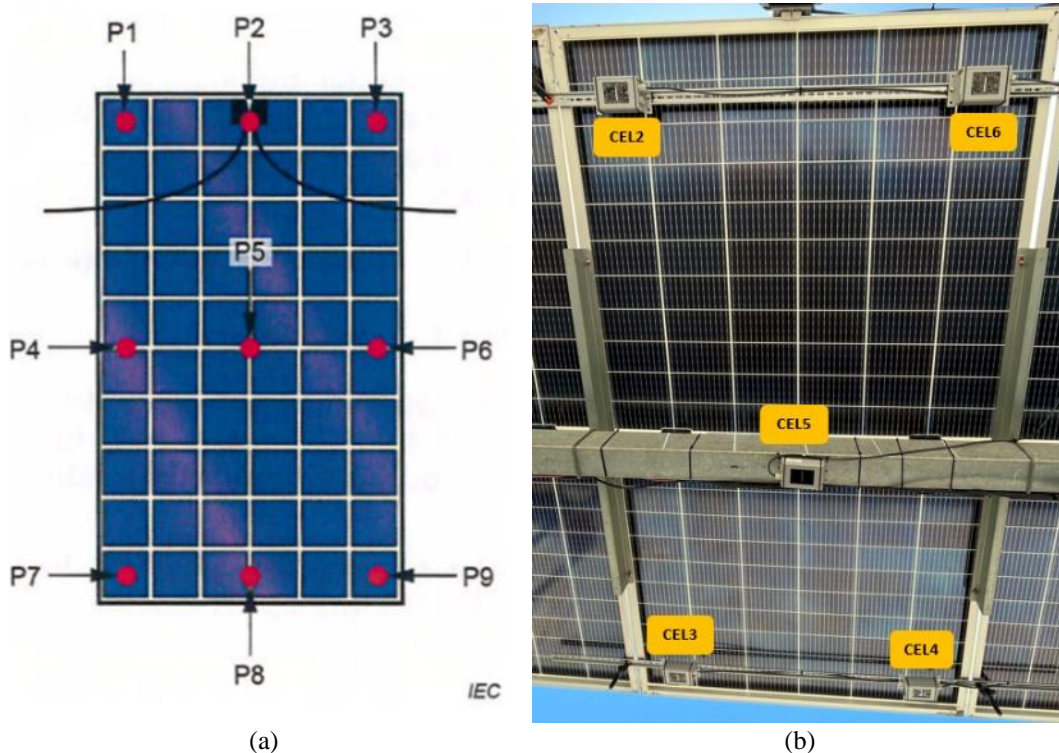


Figura 2 – Medição de não-uniformidade de irradiância na face posterior: (a) Matriz de nove pontos para medição de não-uniformidade do solo antes e após o ensaio (Adaptado de IEC, 2019) e (b) estrutura móvel com células de referência para medição de não-uniformidade antes e após o ensaio

A especificação técnica IEC TS 60904-1-2 recomenda que a não uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo durante o ensaio seja inferior a 10%. No caso de elevada não uniformidade, o documento sugere a colocação de uma manta reflexiva no solo para aumentar a uniformidade. O solo imediatamente abaixo do rastreador, onde os testes foram conduzidos, é constituído por bica corrida, com albedo medido de 0,26. O uso de manta reflexiva com a finalidade de aumentar a uniformidade da irradiância refletida não foi avaliado neste artigo, que visa a análise de um método prático para ensaios em campo. Pesquisas futuras abrangerão a avaliação da manta reflexiva, além da realização do ensaio em diferentes tipos de solo e níveis de albedo.

Embora a especificação técnica IEC TS 60904-1-2 estabeleça um limite máximo para a não-uniformidade de irradiância na parte traseira do módulo fotovoltaico, ela não especifica o método para calcular esse parâmetro. Neste estudo, assim como em outros (Lopez-Garcia *et al.*, 2019, 2022), a equação apresentada na norma IEC 60904-9 (IEC, 2020) para o cálculo da não-uniformidade em simuladores solares é utilizada para esse fim. A Eq. (1) apresenta o cálculo de não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo FV, onde $G_{rear-max}$ e $G_{rear-min}$, são as irradiâncias máximas e mínimas no lado posterior, respectivamente.

$$\text{Não-uniformidade (\%)} = \frac{G_{rear-max} - G_{rear-min}}{G_{rear-max} + G_{rear-min}} \quad (1)$$

2.2 Procedimentos

A aquisição de curva IV foi realizada para um módulo FV bifacial de silício monocristalino (Tab. 1) instalado em um rastreador solar de um eixo. O módulo FV foi escolhido de acordo com seu posicionamento ao longo do rastreador, de modo a minimizar a influência das estacas e outras partes metálicas na irradiância refletida no lado posterior do módulo FV.

A IEC TS 60904-1-2 recomenda que a irradiância medida na face frontal do módulo FV seja de $1000 \text{ W/m}^2 \pm 10\%$. É importante observar que esse intervalo de irradiância é mais rigoroso em comparação com a norma IEC 60904-1 aplicada a módulos monofaciais, a qual permite uma margem de compensação mais ampla ($\pm 30\%$).

Foram realizadas curvas IV com o módulo FV em duas condições distintas. Inicialmente, o módulo foi testado em sua condição bifacial, com medições das irradiâncias frontal e refletida na parte posterior para que a contribuição da parte posterior possa ser contabilizada durante a correção pra STC. Como referência, o módulo também foi medido com sua parte posterior coberta por uma placa de EVA preto, simulando um módulo monofacial (Fig. 3). Ao cobrir a parte traseira do módulo durante as medições, busca-se eliminar a contribuição da iluminação na face posterior, permitindo a comparação entre a potência em STC desta medição com os resultados obtidos para o módulo em sua condição bifacial, validando assim o método testado. É importante ressaltar que a especificação técnica define que a superfície posterior pode ser considerada não irradiada se a irradiância medida for menor que 3 W/m^2 , valor que é atingido com a placa de EVA utilizada no ensaio.

O procedimento completo dos ensaios de curva IV se deu da seguinte forma:

1. Medição da não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo durante um minuto;
2. Medição de curva IV do módulo em condições normais (considerando parte frontal+posterior);
3. Medição de curva IV com o lado posterior do módulo coberto (considerando apenas parte frontal);
4. Medição da não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo durante um minuto.

De modo a garantir a estabilidade das condições ambientais e coerência dos resultados dos ensaios, foram realizadas três medidas consecutivas de curva IV em cada etapa. Os resultados apresentados neste estudo são a média destas três medidas, quando elas são coerentes entre si.



Figura 3 – Módulo FV com lado posterior coberto por EVA preto, garantindo uma irradiância menor que 3 W/m^2 na parte posterior do módulo FV e assim, simulando uma condição monofacial.

2.3 Correção para condições de teste padrão (STC)

O processo de medição para módulos FV é definido para condições-padrão, as chamadas STC (Standard Test Conditions: irradiância = 1000 W/m²; temperatura da junção da célula solar FV = 25°C; conteúdo espectral da irradiância ASTM G173, equivalente a AM 1,5). Essas condições proporcionam uma base padronizada para avaliar a potência de módulos FV. Tais condições não são reproduzidas simultaneamente no ambiente e para medições em campo são aplicados modelos matemáticos para correção dos valores medidos para valores em STC. Ao realizar correções adequadas, os resultados tornam-se mais representativos, permitindo a comparação com os dados fornecidos pelo fabricante e a comparação com resultados obtidos em outras condições, essenciais para garantir a consistência e confiabilidade dos dados obtidos em campo.

Na literatura, diversos modelos matemáticos têm sido propostos para a correção da curva IV de módulos monofaciais para STC (Garcia *et al.*, 2023; IEC, 2021; Martinez-Moreno *et al.*, 2011; Wagner, 2000). Esses modelos buscam aprimorar a precisão das medições ao considerar fatores como a temperatura, irradiância e outros parâmetros ambientais que influenciam significativamente os parâmetros elétricos dos módulos FV. É importante ressaltar que a especificação técnica IEC TS 60904-1-2 não aborda a correção para STC, e a norma IEC 60891 (IEC, 2021), que trata dos métodos para correção de curvas IV para STC, não menciona a correção para módulos bifaciais.

Este estudo avaliará de maneira concisa duas metodologias distintas para a correção de curvas IV. A primeira metodologia refere-se ao segundo procedimento delineado na IEC 60891. A segunda abordagem, proposta por Wagner (2000), é diretamente aplicada pelo *software* de tratamento de dados (PVPMDisp) do equipamento utilizado para a obtenção das curvas IV, sendo fornecido pelo próprio fabricante do equipamento.

As metodologias propostas para a correção de curvas IV são originalmente pensadas para módulos monofaciais. Portanto, ao aplicá-las a módulos bifaciais, é necessário realizar adaptações. Em relação à correção de curvas IV para STC, a maior diferença entre os módulos monofaciais e os bifaciais, é que para módulos bifaciais, é essencial considerar a irradiância equivalente total à qual o módulo fotovoltaico está exposto. Isso implica não apenas levar em conta a irradiância incidente na parte frontal, mas também a irradiância incidente na parte posterior. Essa abordagem é crucial para garantir uma correção precisa que reflita adequadamente a captura de luz em ambas as faces do módulo. De acordo com a IEC TS 60904-1-2 a irradiância equivalente (G_e) é definida pela Eq. (2), onde G_f e G_r são as irradiâncias incidentes na parte frontal e posterior do módulo, respectivamente, e ϕ é o coeficiente de bifacialidade do módulo, neste caso indicado pelo fabricante em seu *datasheet* (Tab. 1).

$$G_e = G_f + \phi \times G_r \quad (2)$$

A norma sugere que a irradiância refletida medida durante o ensaio de curva IV deve ser corrigida pela média das irradiâncias aferidas durante a medição de uniformidade. Esta irradiância corrigida deve ser a irradiância utilizada para o cálculo de irradiância equivalente (G_e). A fim de explorar abordagens alternativas além das sugeridas pela especificação técnica, a representatividade de cinco metodologias distintas de medição de irradiância na parte posterior do módulo será avaliada. Estas incluem:

- Irradiância média medida durante o ensaio de não-uniformidade.
- Irradiância medida pela célula posicionada na borda do módulo FV (CEL 1, Fig. 1).
- Irradiância medida pela célula posicionada ao centro do módulo FV (CEL 5, Fig. 1).
- Irradiância resultante da correlação entre a CEL1 (Fig. 1) e a irradiância média medida durante o ensaio de não-uniformidade.
- Irradiância resultante da correlação entre a CEL5 (Fig. 1) e a irradiância média medida durante o ensaio de não-uniformidade.

3. RESULTADOS

Os ensaios foram realizados no dia 7 de novembro de 2023, dia claro e sem nuvens. próximo ao meio-dia. Durante o ensaio o rastreador foi mantido na horizontal (inclinação de 0°).

3.1 Não-uniformidade

A Tab. 2 apresenta as irradiâncias médias durante as medidas de não-uniformidade para cada uma das cinco células de referência (Fig. 2b) utilizadas para a medição de não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo FV. Também são apresentadas as não-uniformidades calculadas para cada um dos momentos.

Uma ligeira variação nos valores de irradiância é percebida ao comparar as medições da primeira e segunda rodada do ensaio, assim como uma discrepância na distribuição de irradiância ao longo do módulo. Essas diferenças podem ser atribuídas ao padrão de sombreamento, uma vez que o ensaio foi realizado após o meio-dia solar. As células 2 e 6 estavam localizadas na parte oeste do módulo fotovoltaico e, conseqüentemente, do rastreador, que permaneceu parado na posição horizontal ao longo de todos os ensaios. Assim, é possível observar um aumento na irradiância medida por essas duas

células quando se comparam os dois ensaios. Este padrão é consistente com a projeção de sombra, influenciada pelo deslocamento do sol durante o intervalo entre os ensaios. Por esse mesmo efeito de deslocamento solar, as células 3 e 4 demonstram uma diminuição da irradiância medida devido à sua localização a leste do módulo FV, o que a leva a ficar mais exposta a sombra do que as células alocadas no lado oeste. Já a célula 5, localizada no tubo de torque e ao centro do módulo, apresenta a menor irradiância medida entre as células, para os dois momentos de ensaio. Isto ocorre porque devido ao seu posicionamento esta célula está constantemente posicionada em um local sombreado e, portanto, é a célula que é menos influenciada pela projeção da sombra ao longo do ensaio. Nesta posição, a célula central recebe cerca de 53% menos irradiância que as células 2 e 6 e 26% menos irradiância que as células 3 e 4.

Tabela 2 - Irradiâncias médias de cada célula de referência ao longo do ensaio de não-uniformidade.

	Horário	CEL_2	CEL_3	CEL_4	CEL_5	CEL_6	Não-uniformidade
Primeiro ensaio	12:34	133,35	93,30	93,26	61,56	127,00	36,83%
Segundo ensaio	13:11	146,72	81,12	80,05	65,93	138,80	37,99%

A não-uniformidade média observada foi de 37%, um valor aproximadamente quatro vezes superior ao limite mínimo estabelecido pela IEC TS 60904-1-2. Como mencionado anteriormente, a especificação técnica sugere o uso de uma lona branca para melhorar a uniformidade da irradiância refletida na parte posterior do módulo. No entanto, em experimentos conduzidos por Lopez-Garcia *et al.* (2019) utilizando diferentes tipos de solo, incluindo uma lona branca, para avaliar o impacto desses materiais na não uniformidade da irradiância refletida, foi constatado que, com a lona branca, os níveis de não uniformidade ultrapassaram 10%. Os resultados mais satisfatórios foram obtidos ao empregar brita branca para cobrir uma área mais extensa. A utilização de outros tipos de solo, assim como a análise da lona branca, serão temas abordados em testes futuros.

Atingir o limite de 10% de não-uniformidade estipulado pela especificação técnica parece ser desafiador quando aplicado em condições de campo. Os resultados observados nestes ensaios sugerem que alcançar essa meta pode ser uma tarefa complexa, considerando as variabilidades inerentes ao ambiente externo, como mudanças na topografia, sombreamento natural e variações no tipo de solo. Esses resultados, ressaltam a importância de adaptar as especificações e estratégias de medição ao contexto real de aplicação em campo. Levar uma lona branca ou outros materiais para o campo, a fim de alcançar os níveis de não-uniformidade estabelecidos pela especificação técnica, pode introduzir desafios adicionais e tornar o processo de trabalho consideravelmente mais lento, principalmente em situações com vento. Ademais, a especificação técnica não aborda o tamanho da lona a ser empregada, sendo este outro critério a ser avaliado em trabalho futuros.

Adicionalmente, a especificação técnica aborda exclusivamente a medição da curva IV para módulos individuais, não mencionando a medição em *strings*. Dada a dificuldade já enfrentada ao buscar atender aos valores de não-uniformidade para módulos individuais, é compreensível que alcançar esses padrões para strings completas em condições reais se torne praticamente inviável.

Por fim, é relevante salientar que, mesmo diante dos valores consideráveis de não-uniformidade, os resultados obtidos neste estudo foram considerados satisfatórios, como será discutido posteriormente. No entanto, a avaliação da metodologia em cenários com níveis inferiores de não-uniformidade será explorada em futuras pesquisas, visando compreender os possíveis efeitos dessa condição nos resultados das curvas IV em ambientes de campo.

3.2 Correção para STC

Na Fig. 4, estão apresentadas as potências corrigidas para STC e normalizadas para potência nominal com as diferentes metodologias avaliadas neste estudo. Primeiramente, é importante salientar que a irradiância equivalente considerada neste momento para a correção dos módulos medidos em condições normais é a sugerida na IEC TS 60904-1-2, uma correlação entre a célula localizada na borda do módulo FV (CEL 1 – Fig. 1) com a média de irradiância medida nos testes de não-uniformidade. As barras azuis exibem os resultados da potência normalizada do flash test medidos na fábrica; as barras vermelhas representam a medição do módulo na condição bifacial, que reflete a potência considerando a face posterior e superior. Já as barras verdes ilustram a medição de potência na condição monofacial, em que apenas a parte superior do módulo é avaliada. Por fim, os losangos roxos indicam a diferença percentual entre a medição bifacial e monofacial.

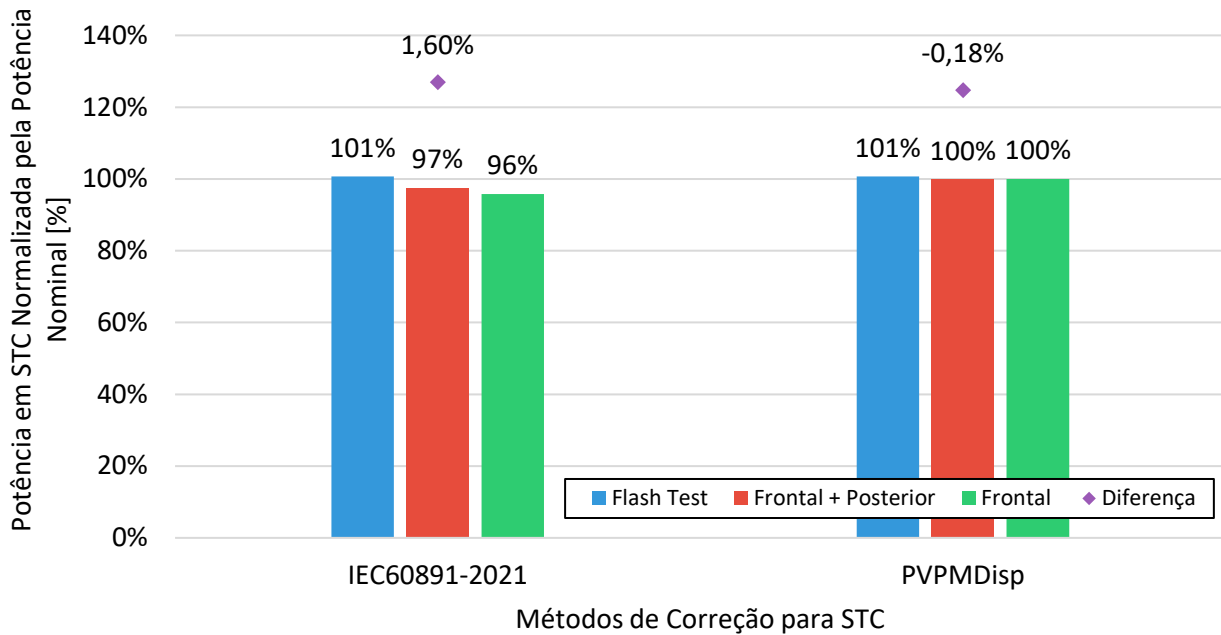


Figura 4 – Potências normalizadas e corrigidas para STC aplicando diferentes métodos de correção para o módulo nas duas condições ensaios: Frontal+Posterior e Frontal.

Ao analisar os resultados apresentados na Fig. 4, destaca-se que, entre os dois métodos investigados para a correção da curva IV para STC, o método empregado pelo PVPMDisp demonstra uma consistência mais elevada ao se comparar as medições com o módulo em sua condição normal e o módulo com lado posterior coberto. Como mencionado anteriormente, este método é diretamente aplicado no *software* de tratamento das curvas e é fornecido pelo fabricante do equipamento. Esta abordagem revelou uma discrepância de -0,18% entre as medições. Em comparação, a correção conforme a norma IEC 60891 apresenta uma diferença de 1,60% entre as duas medições.

Ao empregar o método da IEC, foram registradas potências de 97,38% e 95,78% da potência nominal, enquanto com o método do PVPMDisp, foram obtidos 99,84% e 100,02% para medições com o módulo em condição normal com lado posterior coberto, respectivamente. Nesse contexto, nota-se não apenas uma variação mais significativa entre as duas condições de ensaio com o método da IEC, mas também um erro substancial associado à correção da medida, uma vez que os valores de potência estão ligeiramente inferiores em comparação com o método da PVE. Contudo, é importante destacar que apesar do método da IEC apresentar uma diferença maior quando comparada as duas condições de medição, entende-se que as diferenças se encontram dentro das incertezas associadas a medição e correção.

3.3 Irradiância equivalente

Na Fig. 5 são apresentadas as potências normalizadas e corrigidas para STC utilizando cinco metodologias diferentes para a determinação de irradiância na parte posterior do módulo FV. A correta determinação dessa irradiância equivalente é de extrema importância para a correção da curva IV para STC, uma vez que a irradiância na face posterior também está relacionada à potência gerada pelo módulo FV bifacial, seguindo uma função linear. O método de correção para STC adotado para esta análise é o método utilizado pelo PVPMDisp.

Analisando as correções que utilizam as células do centro e da extremidade, é possível traçar um paralelo entre as condições de ensaio e os resultados obtidos. A célula localizada no centro, está posicionada em uma área totalmente sombreada e pode estar subestimando a irradiância observada por toda a área posterior do módulo FV. Dessa forma, ao realizar a correção da curva IV com uma irradiância inferior àquela do momento do ensaio, são esperados valores superiores de potência. A correção utilizando a célula da extremidade também apresenta um efeito similar, mas contrário, por estar na extremidade a célula mede uma irradiância maior do que a real, pois está exposta a uma fração maior do solo não sombreado pelos módulos FV. Por esse motivo, é possível observar que a maior diferença apresentada entre as curvas IV do módulo em condições normais e com a parte posterior coberta, e o maior valor corrigido para a medida com o módulo coberto, ocorre ao utilizar a metodologia da célula central. Esse método de correção gera uma potência corrigida inferior, sendo a única que apresentou resultados inferiores para o módulo condição normal (irradiância frontal e posterior) quando comparada a com o módulo coberto (apenas irradiância frontal).

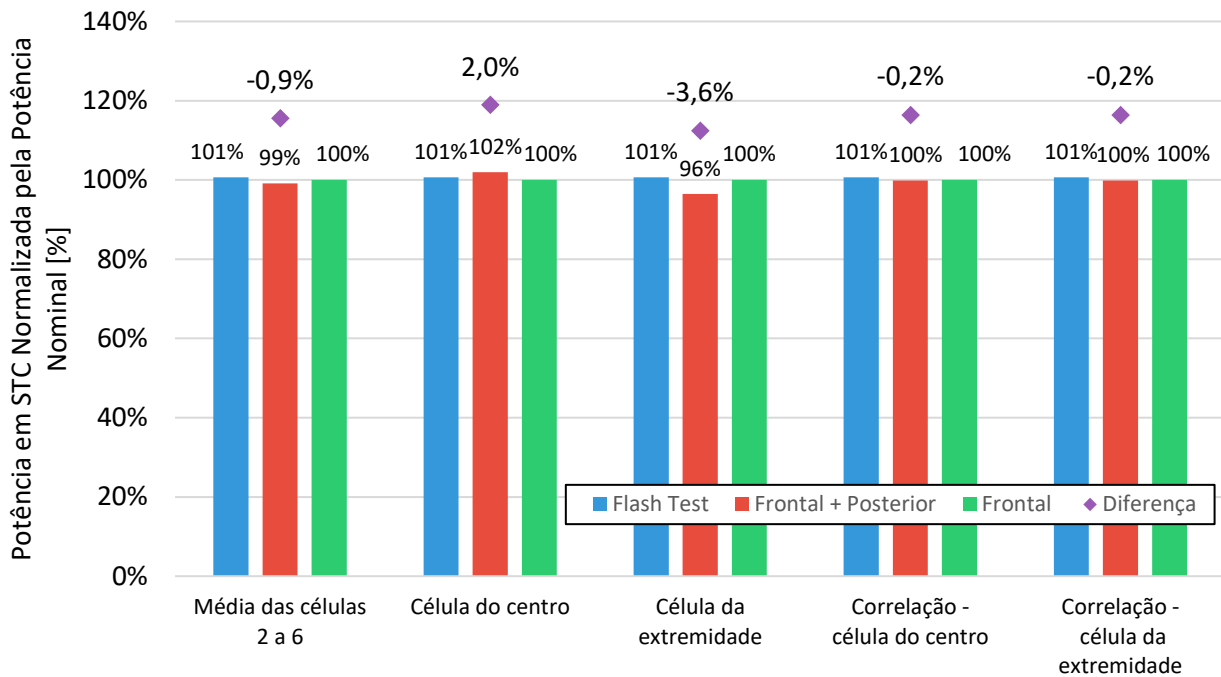


Figura 5 – Potências normalizadas e corrigidas para STC utilizando a metodologia de correção aplicada pelo PVPMDisp e diferentes determinações de irradiância na parte posterior do módulo.

A metodologia que utiliza a média das irradiâncias medidas durante o ensaio de não-uniformidade apresenta uma boa correlação entre as curvas IV do módulo em condições normais e com a parte posterior coberto. Contudo, é importante mencionar que para esta metodologia é fundamental garantir que as condições do ensaio sejam constantes entre a medição de não-uniformidade e o ensaio de curva IV. A irradiância posterior resultante da correlação com a célula localizada na borda do módulo FV e a célula localizada na parte do central do módulo é a metodologia que proporciona os resultados mais consistentes para este caso. A diferença entre as curvas IV do módulo em condições normais e com a parte posterior coberta, considerando esta metodologia, foi de apenas 0,2%, um valor considerado desprezível. Sendo assim, para as condições em que foram realizados os ensaios de curva IV, esta metodologia para determinação da irradiância na face posterior apresenta-se como a mais representativa.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo avaliou a medição de curvas IV de um módulo bifacial em campo combinando a metodologia proposta na IEC TS 60904-1-2 e em outros estudos. Foram validados dois métodos de correção de curvas IV para STC, bem como metodologias para medição da irradiância na parte posterior do módulo. Adicionalmente, foi realizada uma breve análise da não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo FV.

A avaliação da não-uniformidade de irradiância na parte posterior do módulo apresentou uma média de 37%, valor significativamente acima do limite estabelecido pela norma IEC TS 60904-1-2 (10%). Essa divergência entre os resultados obtidos e os limites estabelecidos na especificação técnica destaca a complexidade de alcançar a uniformidade desejada em condições de campo real. Contudo, embora os valores de não-uniformidade tenham excedido o limite normativo, os resultados obtidos foram satisfatórios. Além disso, a influência de variáveis ambientais, como tipo de solo, posição solar e sombreamento natural, torna a adaptação das especificações uma consideração relevante para futuros estudos.

Ao analisar duas metodologias diferentes para a correção para STC, destaca-se a consistência e precisão do método empregado pelo PVPMDisp, fornecido pelo fabricante do traçador de curva IV utilizado. Esse método demonstrou uma discrepância mínima entre as medições de curvas IV do módulo em sua condição normal (recebendo irradiância pelas suas duas faces) e o módulo com o lado posterior coberto, ressaltando sua confiabilidade na correção para STC. Em contraste, a metodologia da IEC 60891-2021 apresentou uma variação maior quando comparada às duas condições de medição, contudo, entende-se que as diferenças se encontram dentro das incertezas associadas a medida e à correção.

A análise de cinco metodologias diferentes para determinação da irradiância na parte posterior do módulo bifacial ressalta a importância da localização da célula de referência. A célula no centro do módulo, ao subestimar a irradiância, resulta em valores mais altos de potência corrigida, enquanto a célula da extremidade tende a superestimar a irradiância, levando a valores inferiores de potência corrigida. A média de irradiância medida durante a não-uniformidade apresenta um bom método para determinação da irradiância na parte posterior; contudo, é necessário garantir que as condições são constantes entre a medida de não-uniformidade e o ensaio de curva IV. As metodologias que apresentaram melhores

resultados são as que utilizam uma correlação entre a irradiância média medida durante o ensaio e não-uniformidade e a célula posicionada no centro ou na extremidade do módulo.

Por fim, a metodologia analisada para a medição de curvas IV de módulos FV bifaciais produz resultados semelhantes aos do módulo FV medido com o lado posterior coberto, indicando assim a sua adequação para a caracterização IV desse tipo de módulo. Contudo, é importante realizar mais testes para garantir a confiabilidade e repetibilidade do ensaio em campo. A avaliação da metodologia aplicada a cenários com diferentes tipos de solo e usando materiais para aumentar a uniformidade de irradiância na parte posterior será explorada em futuras pesquisas, visando compreender os possíveis efeitos dessa condição nos resultados das curvas IV em ambientes de campo. A consideração de diferentes métodos de correção para irradiância equivalente, especialmente em ambientes não homogêneos, pode ser explorada mais detalhadamente.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CTG Brasil pelo suporte financeiro a este estudo através do projeto PD-10381-0620/2020 realizado em parceria com o SENAI-RN ISI-ER e a UNESP-Ilha Solteira no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Os autores também gostariam de expressar sua gratidão aos colegas do laboratório Fotovoltaica-UFSC que, embora não tenham participado diretamente desta pesquisa, desempenharam um papel crucial na instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos e principalmente dos sistemas de aquisição de dados utilizados neste estudo. Agradecem também pelas discussões frutíferas sobre os assuntos abordados.

Marília Braga agradece ainda o apoio recebido da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) através de sua bolsa de doutorado.

REFERÊNCIAS

- Abella, M. A., Pedro, J., Montero, S., Fabero, F., Vela, N., Alonso-Abella, M., Silva, J. P., Fabero, F., Vela, N., & Chenlo, F. (2015). PV Module Peak Power: Comparison Between Manufacturer Data and Laboratory Results. <https://www.researchgate.net/publication/276254137>
- Dolara, A., Leva, S., Mazzeo, D., & Ogliari, E. (2023). Characterization of Bifacial Photovoltaic Modules Based on I-V Curves Outdoor Measurement. Proceedings - 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2023. <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194834>
- Garcia, M. A., Quispe, G. R., Zamudio, M. A., Conde, L. A., Angulo, J. R., Berastain, A. E., & Töfflinger, J. A. (2023). Outdoor I-V characterization of tilted and vertical bifacial PV modules. Journal of Physics: Conference Series, 2538(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2538/1/012002>
- IEA. (2022). Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications 2021 Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems PVPS. www.iea-pvps.org
- IEC. (2019). IEC_TS_60904-1-2 - Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices.
- IEC. (2021). IEC 60891 - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm
- Lopez-Garcia, J., Gali, S. R., Grau-Luque, E., Kenny, R. P., & Sample, T. (2019). Assessment of the rear irradiance on bifacial silicon PV modules.
- Lopez-Garcia, J., Ozkalay, E., Kenny, R. P., Pinero-Prieto, L., Shaw, D., Pavanello, D., & Sample, T. (2022). Implementation of the IEC TS 60904-1-2 Measurement Methods for Bifacial Silicon PV Devices. IEEE Journal of Photovoltaics, 12(3), 787–797. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2022.3161186>
- Lorenzo, E., Moretón, R., Solorzano, J., Martínez-Moreno, F., del Pozo, M., & Muñoz, M. (2023). On outdoor testing procedures of large samples of PV modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. <https://doi.org/10.1002/pip.3731>
- Martinez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., & Moretón, R. (2011). On the testing of large PV arrays.
- VDMA. (2023). Photovoltaic Equipment International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2022 Results.
- Wagner, A. (2000). Peak-Power and Internal Series Resistance Measurement Under Natural Ambient Conditions.

VALIDATION OF A METHODOLOGY FOR IV CURVE FIELD TESTING OF BIFACIAL PHOTOVOLTAIC MODULES

Abstract. *Outdoor IV curve tests are widely used for quality control of PV modules; however, conducting such tests for bifacial modules requires more attention compared to monofacial devices. This is due to the increased susceptibility of the results to adverse effects when test conditions deviate from ideal reference conditions. This creates a need for established methods to reliably assess these modules in the field. This study evaluates a methodology for field IV curve measurements for bifacial PV modules, combining the approach proposed in the IEC TS 60904-1-2 technical specification with insights from previous research. Tests were conducted on a bifacial PV module installed on a single-axis tracker in Florianópolis-SC, at the Solar Energy Training and Research Center of the Federal University of Santa Catarina. The PV module was tested in its bifacial condition initially, and subsequently, as a reference to evaluate the methodology, the module was measured with the rear side covered. The similar results between the two measurements indicate the suitability of the tested methodology for IV characterization of bifacial modules. Different methods for correcting measured results to standard test conditions (STC) were also evaluated, along with the representativeness of the location of the reference cell for measuring irradiance reflected on the rear side of the PV module. Finally, an assessment of irradiance non-uniformity on the rear side of the module was conducted, revealing a result exceeding the maximum suggested in the technical specification. This underscores the difficulty in meeting the specified restrictive limits. Despite the significant non-uniformity, it is noteworthy that the measured results remained remarkably positive.*

Keywords: *IV Curve, Bifacial PV Modules, Outdoor Testing.*