

# Analiza porównawcza parametrów elektrycznych modułów PV na podstawie pomiarów w warunkach laboratoryjnych i rzeczywistych

Comparative analysis of electrical parameters of PV modules based on measurements under laboratory and real operating conditions

KAZIMIERZ DRABCZYK, KACPER BANAŚ, GRAŻYNA KULESZA-MATLAK

DOI: 10.17512/INSTAL.2026.06.01

W artykule przedstawiono analizę porównawczą parametrów elektrycznych modułów fotowoltaicznych wyznaczonych w warunkach laboratoryjnych oraz w warunkach rzeczywistych. Badania przeprowadzono dla dwóch modułów krzemowych typu PERC z wykorzystaniem symulatora słonecznego (Endeas 650Lab) oraz przenośnego systemu pomiarowego (Benning PV2 i SUN2). Wyznaczono podstawowe parametry elektryczne oraz dokonano ich przeliczenia na warunki standardowe (STC). Uzyskane wyniki wskazują na dobrą zgodność pomiarów realizowanych obiema metodami, co potwierdzają różnice dla większości parametrów nieprzekraczające kilku procent. Jednocześnie wykazano, że warunki środowiskowe, w szczególności temperatura modułu, mogą prowadzić do istotnych rozbieżności w wynikach. Stwierdzono, że niedokładność wyznaczania temperatury w warunkach rzeczywistych stanowi jedno z głównych źródeł błędów pomiarowych. Przeprowadzone badania wykazały, że zastosowanie osłony termicznej czujnika temperatury pozwala ograniczyć wpływ czynników środowiskowych, w szczególności wiatru, oraz poprawić zgodność wyników pomiarów. Uzyskane rezultaty potwierdzają, że przenośne systemy pomiarowe mogą być skutecznie wykorzystywane w diagnostyce modułów PV, pod warunkiem właściwej realizacji procedury pomiarowej oraz uwzględnienia źródeł niepewności.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, diagnostyka modułów PV, pomiary terenowe modułów PV, pomiary elektryczne PV, pomiary w warunkach STC

This paper presents a comparative analysis of electrical parameters of photovoltaic modules determined under laboratory and real operating conditions. The study was conducted for two PERC-type crystalline silicon modules using a solar simulator (Endeas 650Lab) and a portable measurement system (Benning PV2 and SUN2). The main electrical parameters were determined and converted to standard test conditions (STC). The obtained results indicate good agreement between the two measurement methods, with differences not exceeding a few percent for most parameters. At the same time, it was shown that environmental conditions, in particular module temperature, may lead to significant discrepancies in the results. The inaccuracy of temperature determination under real operating conditions was identified as one of the main sources of measurement errors. Additional investigations demonstrated that using a thermal shield for the temperature sensor reduces the influence of external factors, such as wind, and improves agreement between measurement results. The results confirm that portable measurement systems can be effectively used for PV module diagnostics, provided that appropriate measurement procedures are applied and sources of uncertainty are properly considered.

Keywords: photovoltaics, PV module diagnostics, field measurements of PV modules, PV electrical measurements, measurements under STC conditions

## Wprowadzenie

Rozwój technologii fotowoltaicznych oraz ich rosnące znaczenie w globalnym, a także polskim, miesie energetycznym powodują konieczność prowadzenia

dokładnych i wiarygodnych badań parametrów elektrycznych modułów PV. Szczególnie istotne staje się porównywanie wyników uzyskiwanych w kontrolowanych warunkach laboratoryjnych z danymi pochodzącymi z rzeczywistych warunków

eksploatacyjnych, które uwzględniają zmienne warunki pracy oraz zmienność warunków środowiskowych podczas pomiarów wykonywanych przez instalatorów.

W przypadku najczęściej stosowanych w Polsce modułów fotowoltaicznych

prof. dr hab. Kazimierz Drabczyk ORCID: 0000-0003-1490-5356, Uniwersytet Bielsko-Bialski, ul. Willowa 2, 43-309 Bielsko-Biała, Polska, Autor korespondencyjny: e-mail: kdrabczyk@ubb.edu.pl; mgr inż. Kacper Banaś Uniwersytet Bielsko-Bialski, Wydział Inżynierii Materiałów, Budownictwa i Środowiska, ul. Willowa 2, 43-309 Bielsko-Biała, Polska; dr inż. Grażyna Kulesza-Matlak ORCID: 0000-0001-9994-3321, Instytut Metalurgii i Inżynierii Materiałowej PAN, ul. Reymonta 25, 30-059 Kraków, Polska

opartych na ogniwach krzemowych parametry takie jak napięcie obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ), prąd zwarcia ( $I_{sc}$ ) oraz moc maksymalna ( $P_{max}$ ) są silnie uzależnione od warunków pomiarowych, w szczególności od natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury ogniw [1, 14]. Dlatego pomiary laboratoryjne realizowane przy użyciu profesjonalnych symulatorów słonecznych pozwalają uzyskać powtarzalne i dokładne charakterystyki prądowo-napięciowe ( $I-V$ ) w warunkach standardowych – STC (Standard Test Conditions) [2]. Z kolei systemy pomiarowe stosowane w warunkach rzeczywistych umożliwiają analizę pracy modułów w warunkach rzeczywistych (instalacje PV), których cechą charakterystyczną jest występowanie naturalnych zmian mocy promieniowania oraz temperatury.

Celem niniejszego artykułu było przeprowadzenie analizy porównawczej parametrów elektrycznych modułów fotowoltaicznych, wyznaczonych w warunkach laboratoryjnych oraz w rzeczywistych warunkach pracy. Szczególną uwagę poświęcono ocenie wpływu czynników środowiskowych na charakterystyki elektryczne badanych modułów, a w szczególności na rzeczywistą temperaturę modułu podczas pracy. Przeprowadzone badania stanowią wkład w ocenę wiarygodności metod pomiarowych oraz w optymalizację procedur diagnostycznych stosowanych w praktyce inżynierskiej.

## Obiekt badań

Przedmiotem badań były dwa moduły fotowoltaiczne wykonane z ogniw na bazie krzemu monokrystalicznego. Do badań wybrano moduły reprezentujące dominującą obecnie technologię rynkową [3]. I choć obecnie coraz częściej mamy do czynienia z modułami typu bi-facial (dwustronnie aktywne), w szczególności w przypadku dużych elektrowni naziemnych, nadal są one zbudowane z monokrystalicznych ogniw krzemowych [4, 5]. Pojawiają się również moduły PV o nietypowych układach materiałowych (np. bez przedniej szyby zabezpieczającej), jednak są to nadal technologie w fazie intensywnego rozwoju [6].

Moduły na potrzeby badań oznaczono symbolami: MODUŁ1 60HC i MODUŁ2 60HC Silver. Dla każdego z nich badano podstawowe parametry elektryczne, takie jak: prąd zwarcia ( $I_{sc}$ ), napięcie obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ), moc maksymalną ( $P_{max}$ ), współczynnik wypełnienia charakterystyki prądowo-napięciowej (FF) oraz napięcie i prąd w punkcie mocy maksymalnej ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ). Wartości tych parametrów podane

przez producentów obu modułów w kartach katalogowych (dla STC) przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Porównanie parametrów elektrycznych badanych modułów (dane producentów dla STC)  
Table 1. Electrical parameters of the tested PV modules under STC conditions according to the manufacturers' datasheets

Parametr	MODUŁ1 60HC	MODUŁ2 60HC Silver
Moc maksymalna $P_{max}$ [W]	330,0	340,0
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej $V_{mpp}$ [V]	34,10	34,13
Prąd w punkcie mocy maksymalnej $I_{mpp}$ [A]	9,69	9,96
Napięcie obwodu otwartego $V_{oc}$ [V]	41,00	41,35
Prąd zwarcia $I_{sc}$ [A]	10,56	10,40
FF	0,76	0,79
Temperatura [°C]	25	25

Zdjęcia poglądowe frontowej powierzchni obu modułów przedstawiono na rysunku 1.

Ze względów komercyjnych nie podano producentów modułów, ale dla pełnej charakterystyki badanych obiektów poniżej zamieszczono skrócony opis konstrukcyjny, obejmujący m.in. układ i liczbę ogniw, zastosowane materiały oraz rozwiązania połączeń elektrycznych.

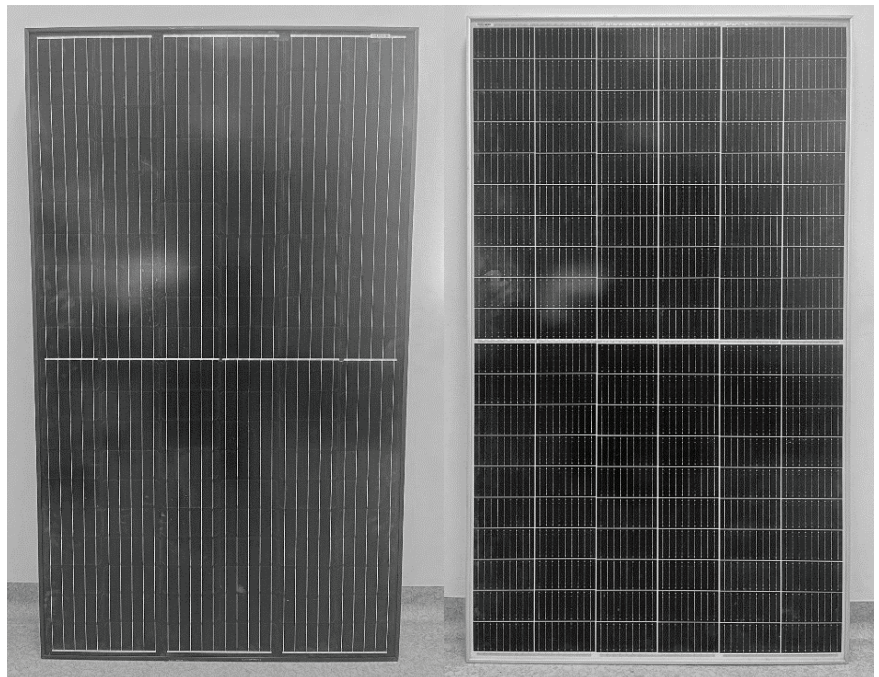
Badany moduł fotowoltaiczny MODUŁ1 60HC wykonany jest w technologii monokrystalicznych ogniw PERC typu half-cut. Moduł zbudowany jest ze 120 półogniw

połączonych w układzie  $6 \times 10 + 6 \times 10$ . Konstrukcja obejmuje szkło hartowane z powłoką antyrefleksyjną, tylną warstwę z kompozytu oraz ramę z anodowanego aluminium koloru czarnego. Wymiary modułu wynoszą  $1640 \times 991 \times 40$  mm, a masa 18,2 kg. Wyposażony jest w przewody zakończone złączami MC4 oraz skrzynkę przyłączeniową o stopniu ochrony IP67.

Badany moduł fotowoltaiczny MODUŁ2 60HC Silver wykonany jest w technologii monokrystalicznych ogniw PERC typu half-cut. Moduł zbudowany jest ze 120 półogniw połączonych w układzie  $6 \times 10 + 6 \times 10$ . Konstrukcja obejmuje szkło hartowane z powłoką antyrefleksyjną, tylną warstwę typu TPT oraz ramę z anodowanego aluminium koloru srebrnego. Wymiary modułu wynoszą  $1683 \times 1000 \times 35$  mm, a masa 19,5 kg. Moduł wyposażony jest w złącza MC4 oraz skrzynkę przyłączeniową o stopniu ochrony IP68.

Zestawienie parametrów konstrukcyjnych modułów wybranych do badań zawarto w tabeli 2.

Jak już wcześniej podano, oba moduły reprezentują typowe rozwiązania konstrukcyjne. Ponadto dobrano je tak, iż mają podobne wymiary, podobną moc maksymalną oraz ogniwa wykonane w tej samej technologii. Podstawowa różnica dotyczy wykończenia (ogólnej kolorystyki modułu). Pierwszy wykonano z wykorzystaniem czarnej ramy aluminiowej i czarnego tylnego plastiku zabezpieczającego, drugi ma srebrną ramę i biały plastik zabezpieczający.



Rys. 1. Zdjęcia modułów których parametry mierzono podczas badań (MODUŁ1 60HC z lewej i MODUŁ2 60HC Silver z prawej)

Fig. 1. Photographs of the PV modules tested in this study (MODUŁ1 60HC on the left and MODUŁ2 60HC Silver on the right)

Tabela 2. Zestawienie parametrów konstrukcyjnych badanych modułów (dane producentów)  
Table 2. Structural specifications of the tested PV modules based on manufacturers' datasheets

Parametr	MODUŁ1 60HC	MODUŁ2 60HC Silver
Typ ogniw	Monokrystaliczne PERC half-cut	Monokrystaliczne PERC half-cut
Liczba ogniw	120 półogniw (2×60; 6×10+6×10)	120 półogniw (2×60; 6×10+6×10)
Wymiary [mm]	1640 × 991 × 40	1683 × 1000 × 35
Masa modułu [kg]	18,20	19,50
Szko przednie	Hartowane, AR	Hartowane, AR, 3,2 mm
Warstwa tylna	Kompozyt odporny na UV i wilgoć	Folia TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Kolor ramy / tylnego plastiku	Czarny/czarny	Srebrny/biały

### Metodyka badań

Pomiar parametrów elektrycznych modułu PV obejmuje wyznaczenie charakterystyki prądowo-napięciowej (I–V), mocy maksymalnej ( $P_{max}$ ), napięcia obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ) oraz prądu zwarciovego ( $I_{sc}$ ). Dane te mają kluczowe znaczenie z punktu widzenia instalatora oraz parametrów pracy całej instalacji PV. Ponadto dane te stanowią podstawę zarówno oceny jakości modułów, jak i diagnostyki uszkodzeń. Parametry te można wyznaczyć zarówno w warunkach laboratoryjnych, jak i rzeczywistych.

W praktyce laboratoryjnej standardem jest wykonywanie pomiarów za pomocą stacjonarnych symulatorów promieniowania słonecznego wyposażonych w elektroniczne systemy pomiarowe. Umożliwiają one precyzyjną kontrolę temperatury, mocy i widma promieniowania, które oświetla moduł podczas badania. Wartości tych trzech parametrów odpowiadają warunkom

zdefiniowanym jako STC i wynoszą: natężenie promieniowania  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura ogniw  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  i widmo promieniowania AM 1.5G. Podczas pomiarów laboratoryjnych używano symulatora fińskiej firmy Endeas model 650Lab (rys. 2) [7].

Symulator znajduje się na wyposażeniu Laboratorium Energetyki Odnawialnej Uniwersytetu Bielsko-Bialskiego. Badanie polegało na umieszczeniu modułu w obszarze o jednorodnym rozkładzie mocy promieniowania i podłączeniu go do systemu pomiarowego. Podczas badania wyzwalany był błysk lamp ksenonowych, a system dokonywał pomiarów. Wyniki zapisywano w programie komputerowym obsługującym system pomiarowy.

W warunkach rzeczywistych stosuje się przenośne systemy pomiarowe, przeznaczone do szybkiej diagnostyki instalacji fotowoltaicznych. Umożliwiają one wyznaczanie podstawowych parametrów elektrycznych modułów i łańcuchów PV bezpośrednio w miejscu ich pracy. Pozwalają także na automatyczne przeliczenie uzyskanych wyników na warunki STC. Podczas pomiarów w warunkach rzeczywistych używano przenośnego systemu pomiarowego niemieckiej firmy Benning model PV2 oraz miernika natężenia promieniowania i temperatury SUN2 (rys. 3) [8].

Urządzenia Benning także znajdują się na wyposażeniu Laboratorium Energetyki Odnawialnej Uniwersytetu Bielsko-Bialskiego. Badanie polegało na umieszczeniu modułu na stelażu montażowym znajdującym się na zewnątrz laboratorium, tak aby promieniowanie słoneczne padało na niego. Bezpośrednio przy badanym module (w jego płaszczyźnie) umieszczano urządzenie SUN2, które służyło do pomiaru mocy promieniowania i temperatury zarówno modułu, jak i otoczenia.



Rys. 3. Przenośny system pomiarowy Benning (PV2 i SUN2)

Fig. 3. Portable Benning PV measurement system consisting of the PV2 and SUN2 units

Następnie moduł podłączano do urządzenia pomiarowego (PV2) i wykonywano pomiary. Wyniki odczytywano z wyświetlacza urządzenia pomiarowego, ponadto przeniesiono je do programu komputerowego obsługującego system pomiarowy.

Oba pomiary są mocno zautomatyzowane, jednak pomiar w warunkach laboratoryjnych daje duże możliwości konfiguracji systemu pomiarowego oraz doboru parametrów istotnych z punktu widzenia samej procedury pomiarowej. Poniżej opisano oba urządzenia.

### Symulator słoneczny Endeas 650Lab

Symulator słoneczny Endeas 650Lab to urządzenie, które spełnia wymagania klasy A+A+A+ zgodnie z normą IEC 60904-9 [9], co oznacza wysoką jednorodność mocy promieniowania, stabilność widmową oraz powtarzalność impulsów świetlnych. Generowane widmo promieniowania odpowiada standardowi AM 1.5G w zakresie długości fal od 300 do 1200 nm. Źródłem promieniowania jest układ ośmiu lamp ksenonowych pracujących w trybie błyskowym. Umożliwia to realizację pomiarów w bardzo krótkim czasie, ograniczając wpływ nagrzewania modułu na wyniki. Platforma pomiarowa pozwala na badanie modułów o wymiarach do 140 cm x 270 cm [10]. To zapewnia uniwersalność i możliwość pomiaru wszystkich typowych modułów PV dostępnych obecnie na rynku.

System wyposażony jest w funkcję automatycznej kompensacji temperatury oraz umożliwia przeliczanie wyników na standardowe warunki testowe (STC) zgodnie z normą IEC 60891 [11]. Należy pod-



Rys. 2. Symulator światła słonecznego z systemem pomiarowym Endeas 650Lab  
Fig. 2. Endeas 650Lab solar simulator used for laboratory measurements

kreślić, że urządzenie to jest jednak bardzo kosztowne, wymaga infrastruktury laboratoryjnej oraz wysoko wykwalifikowanej kadry i nie może być stosowane w warunkach terenowych.

## System pomiarowy Benning PV2 + SUN2

System pomiarowy Benning PV2 wraz z jednostką Benning SUN2 to przenośne urządzenie przeznaczone do diagnostyki modułów i instalacji fotowoltaicznych w rzeczywistych warunkach eksploatacji. Układ ten umożliwia jednoczesny pomiar parametrów elektrycznych oraz rejestrację warunków środowiskowych, co pozwala na kompleksową ocenę pracy modułów PV bezpośrednio w miejscu ich instalacji. Jednostka Benning SUN2 odpowiada za pomiar natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury modułów i otoczenia (jednocześnie mierzy wartości obu tych temperatur). W tym celu wykorzystuje referencyjne ogniwo fotowoltaiczne oraz dwa czujniki temperatury, z których dane są wykorzystywane do przeliczenia parametrów elektrycznych do warunków STC zgodnie z normą IEC 60891.

Synchronizacja pomiarów jest realizowana poprzez połączenie z miernikiem Benning PV2, co umożliwia równoczesną rejestrację danych elektrycznych i środowiskowych [12].

Dzięki kompaktowej konstrukcji, intuicyjnej obsłudze oraz możliwości archiwizacji i eksportu wyników, system znajduje zastosowanie w pomiarach odbiorczych, diagnostyce eksploatacyjnej oraz okresowych przeglądach instalacji fotowoltaicznych. Należy jednak podkreślić, że urządzenia tego typu, pomimo większej elastyczności użytkowania, mają swoje ograniczenia wynikające między innymi ze zmiennych warunków środowiskowych (pomiarowych), takich jak natężenie promieniowania słonecznego czy temperatura modułu.

## Wyniki badań i ich analiza

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki pomiarów parametrów elektrycznych modułów fotowoltaicznych uzyskane w warunkach rzeczywistych przy użyciu systemu Benning (PV2 i SUN 2) oraz w warunkach laboratoryjnych z wykorzystaniem symulatora Endeas 650Lab. Dokonano również porównania wyników oraz oceny wpływu warunków pomiarowych na uzyskane wartości.

W tabelach 3 i 4 zestawiono wyniki dla obu badanych modułów (MODUŁ1 60HC i MODUŁ2 60HC Silver), obejmujące podstawowe parametry elektryczne:

Tabela 3. Wyniki pomiarów parametrów modułu MODUŁ1 60HC

Table 3. Comparison of the measured electrical parameters of the MODUŁ1 60HC module

Parametr	STC Benning PV2	STC Endeas 650 Lab	(Endeas-Benning)/ Endeas · 100% [%]	Różnica (Endeas- Benning) [jedn.]
$P_{max}$ [W]	291,63	292,30	0,23	0,67
$V_{mpp}$ [V]	31,74	33,09	4,08	1,35
$I_{mpp}$ [A]	9,18	8,83	-3,96	-0,35
$V_{oc}$ [V]	39,48	39,80	0,80	0,32
$I_{sc}$ [A]	9,63	9,32	-3,29	-0,31
FF	0,77	0,79	2,67	0,02

Tabela 4. Wyniki pomiarów parametrów modułu MODUŁ2 60HC Silver

Table 4. Comparison of the measured electrical parameters of the MODUŁ2 60HC Silver module

Parametr	STC Benning PV2	STC Endeas 650 Lab	(Endeas-Benning)/ Endeas · 100% [%]	Różnica (Endeas- Benning) [jedn.]
$P_{max}$ [W]	305,93	317,50	3,64	11,57
$V_{mpp}$ [V]	32,66	33,26	1,80	0,60
$I_{mpp}$ [A]	9,37	9,54	1,78	0,17
$V_{oc}$ [V]	41,44	40,05	-3,47	-1,39
$I_{sc}$ [A]	10,05	10,03	-0,20	-0,02
FF	0,73	0,79	6,97	0,06

moc maksymalną ( $P_{max}$ ), napięcie i prąd w punkcie mocy maksymalnej ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ), napięcie obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ), prąd zwarcia ( $I_{sc}$ ), współczynnik wypełnienia (FF) oraz temperaturę modułu. Dodatkowo określono różnice pomiędzy wartościami zmierzonymi obiema metodami (zarówno w ujęciu względnym, jak i bezwzględnym).

Uzyskano stosunkowo dobrą zgodność wyników pomiarów parametrów elektrycznych pomiędzy symulatorem laboratoryjnym Endeas 650Lab a systemem Benning PV2. Różnice dla większości parametrów nie przekraczają kilku procent. Analiza wartości prądu zwarcia ( $I_{sc}$ ) oraz napięcia obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ) wskazuje, że różnice w przypadku pierwszego modułu dotyczą wyższego prądu zwarcia, natomiast są niewielkie dla napięcia obwodu otwartego. W przypadku drugiego modułu zaobserwowano odwrotną zależność – prąd zwarcia wykazuje podobną wartość, a napięcie obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ) jest nieco zawyżone. Niemniej uzyskane wyniki potwierdzają, że system Benning PV2 umożliwia wiarygodną kontrolę parametrów elektrycznych modułów PV w warunkach rzeczywistych. Należy jednak uwzględnić, że dokładność wyników zależy od warunków pomiarowych oraz od charakterystyki badanego modułu.

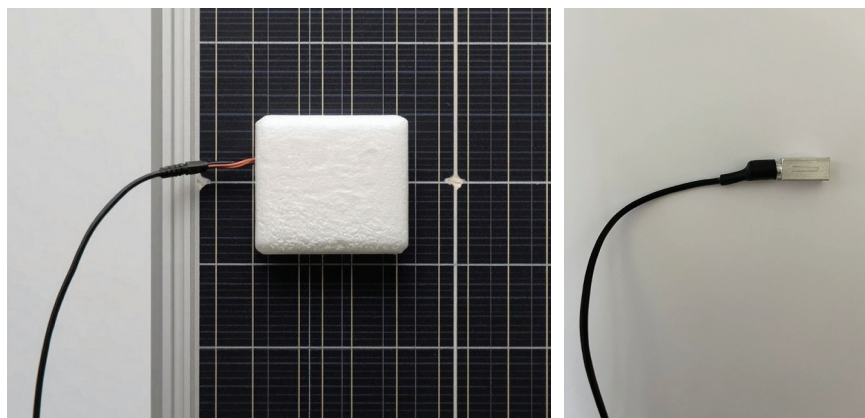
## Ograniczenia metody i źródła błędów pomiarowych

Przedstawione wyniki mogą wskazywać, że pomiary realizowane w warunkach rzeczywistych z wykorzystaniem przenośnych systemów pomiarowych stanowią alternatywę dla badań laboratoryjnych. W praktyce jednak nie zawsze uzyskuje się zadowalającą zgodność wyników obu metod.

W trakcie badań obserwowano również przypadki, w których różnice pomiędzy wynikami uzyskiwanymi metodą terenową i laboratoryjną przekraczały 20%, szczególnie w warunkach wysokiego natężenia promieniowania słonecznego. W celu identyfikacji przyczyn tych rozbieżności przeprowadzono dodatkowe pomiary temperatury modułu PV w warunkach rzeczywistych, uwzględniając różne poziomy nasłonecznienia. Analizowano przypadki ekspozycji modułu na bezpośrednie promieniowanie słoneczne (bezchmurne niebo) oraz modułu znajdującego się w cieniu budynku laboratorium. Warunki pomiarów opisano umownie jako zacielenie i pełne słońce.

Skoncentrowano się na wyznaczeniu temperatury modułu. Pomiary te wykonano z wykorzystaniem miernika natężenia promieniowania i temperatury otoczenia i modułu Benning SUN2 oraz certyfikowanego pirometru firmy TESTO (model 835-T1). Dla każdej konfiguracji wykonano po dwa pomiary: dla modułu znajdującego się w cieniu budynku oraz dla modułu eksponowanego na bezpośrednie promieniowanie słoneczne. Do badań wybrano moduł MODUŁ1 60HC. Temperaturę wyznaczano w obszarze ogniwa zlokalizowanym w centralnej części skrajnego szeregu ogniów.

Podczas pomiarów realizowanych z wykorzystaniem systemu Benning SUN2 czujnik temperatury modułu umieszczano na tylnej powierzchni badanego modułu fotowoltaicznego (backsheet). Czujnik przylegał bezpośrednio do powierzchni modułu jedną ze ścianek swojej metalowej obudowy (rys. 4), zapewniając możliwie dobry kontakt termiczny z tylną warstwą modułu. Lokalizację czujnika dobrano w sposób umożliwiający ograniczenie



Rys. 4. Zdjęcie poglądowe osłony czujnika temperatury (z lewej), czujnika bez osłony (z prawej)  
 Fig. 4. Thermal shield applied to the PV module temperature sensor (left) and the unshielded sensor (right) during measurements

wpływu lokalnych niejednorodności temperatury powierzchni modułu. Czujnik mocowano w centralnej części modułu, w kierunku jego dłuższego wymiaru, oraz w odległości odpowiadającej około 20% szerokości modułu od jego bocznej krawędzi.

Przyjęty sposób lokalizacji czujnika miał na celu uzyskanie temperatury możliwie reprezentatywnej dla warunków pracy całego modułu, przy jednoczesnym ograniczeniu wpływu stref brzegowych, które mogą charakteryzować się odmiennymi warunkami chłodzenia i rozkładem temperatury (wpływ ramy aluminiowej).

Rejestrowano temperaturę modułu mierzoną pirometrem (oznaczoną jako T<sub>PIR</sub>) oraz temperaturę wyznaczoną przez system SUN2 (TPV). Dodatkowo rejestrowano temperaturę otoczenia (T<sub>A</sub>) także za pomocą urządzenia Benning SUN2. Wyniki pomiarów zestawiono w tabeli 5. Pomiaru przeprowadzono w słoneczny, ale wietrzny dzień, a każdy kolejny odczyt temperatury następował co 20 minut.

Przyjęto, że temperatura modułu wyznaczona za pomocą pirometru TESTO może być traktowana jako najbardziej reprezentatywna dla rzeczywistej temperatury jego powierzchni. W warunkach zacinienia różnice pomiędzy metodami pomiarowymi były niewielkie, co wskazuje na ich dobrą zgodność przy ograniczonym wpływie promieniowania bezpośredniego.

W warunkach pełnego nasłonecznienia zaobserwowano natomiast istotny wzrost temperatury modułu względem temperatury otoczenia (przekraczający 20°C), co potwierdza znaczący wpływ bezpośredniego promieniowania słonecznego na warunki pracy modułów PV [13]. Jednocześnie wartości temperatury rejestrowane przez system Benning SUN2 były niższe od wartości uzyskanych przy użyciu pirometru, co można wiązać z charakterem pomiaru kontaktowego, bezwładnością cieplną czujnika oraz jego chłodzeniem przez przepływ powietrza związany z wiejącym wiatrem.

W tabeli uwzględniono również wyniki uzyskane w warunkach pełnego nasłonecznienia z zastosowaniem osłony czujnika temperatury. W celu ograniczenia wpływu czynników zewnętrznych, w szczególności oddziaływania wiatru, zastosowano osłonę termiczną wykonaną ze styroduru o wymiarach 5 × 5 × 3 cm. Rozwiązanie to zapewniało ścisłe przyleganie czujnika do tylnej powierzchni modułu oraz jego izolację od zmiennych warunków otoczenia. W efekcie uzyskano bardziej stabilne warunki pomiarowe, a rejestrowana temperatura w większym stopniu odpowiadała rzeczywistej temperaturze modułu. Na rysunku 4 przedstawiono poglądowe zdjęcie zastosowanej osłony podczas pomiarów, czujnik wraz z osłoną umieszczony był na tylnej powierzchni modułu.

Zastosowanie osłony czujnika temperatury prowadziło do istotnego zmniejszenia rozbieżności pomiędzy wynikami pomiarów, co potwierdza znaczący wpływ warunków pomiarowych na uzyskiwane wartości. Uzyskane wyniki wskazują, że temperatura modułu PV stanowi parametr silnie zależny zarówno od warunków środowiskowych, jak i zastosowanej metody pomiarowej. Zależność ta powinna być uwzględniana przy stosowaniu przenośnych systemów pomiarowych, a także podczas analizy wyników oraz ich przeliczania na warunki odniesienia (STC).

## Podsumowanie i wnioski

Na podstawie przeprowadzonych badań porównawczych parametrów elektrycznych modułów fotowoltaicznych wyznaczanych w warunkach laboratoryjnych oraz rzeczywistych stwierdzono dobrą zgodność wyników uzyskanych obiema metodami po przeliczeniu na warunki standardowe (STC). Różnice dla większości analizowanych parametrów nie przekraczały kilku procent, co potwierdza możliwość wykorzystania przenośnych systemów pomiarowych do oceny parametrów elektrycznych modułów PV w warunkach eksploatacyjnych.

Uzyskane wyniki wskazują jednak, że dokładność pomiarów realizowanych w warunkach rzeczywistych może być w istotnym stopniu uzależniona od warunków środowiskowych oraz sposobu prowadzenia pomiaru. W szczególności dotyczy to parametrów silnie zależnych od temperatury modułu, takich jak napięcie obwodu otwartego (V<sub>oc</sub>) oraz moc maksymalna (P<sub>max</sub>). Zgodnie z zależnościami opisywanymi w literaturze wzrost temperatury ogniu prowadzi do obniżenia napięcia oraz spadku mocy modułu, dlatego nawet niewielkie błędy wyznaczenia temperatury mogą powodować istotne rozbieżności podczas przeliczania parametrów do warunków STC [1, 14].

W opisywanym przypadku szczególnie istotnym czynnikiem wpływającym na uzyskiwane wyniki była temperatura modułu, której nieprawidłowe wyznaczenie może prowadzić do znaczących błędów przy przeliczaniu parametrów do warunków odniesienia. Zaobserwowano, że w badanym układzie czujnik temperatury stosowany w systemie przenośnym zaniżał jej wartość w warunkach intensywnego nasłonecznienia, co można wiązać z oddziaływaniem wiatru oraz chłodzeniem czujnika przez przepływ powietrza. Efekt ten bezpośrednio wpływał na rozbieżności pomiędzy wynikami uzyskanymi metodą laboratoryjną a terenową.

Tabela 5. Wyniki pomiarów temperatury modułu i otoczenia wykonane różnymi przyrządami pomiarowymi  
 Table 5. Comparison of PV module and ambient temperature measurements obtained using different measuring methods

Nr pomiaru	Warunki	T <sub>PIR</sub> [°C]	T <sub>PV</sub> [°C]	T <sub>A</sub> [°C]	Δ(T <sub>PIR</sub> -T <sub>PV</sub> ) [°C]
1	Zacienienie	10,7	13	12	-2,3
2	Zacienienie	11,8	15	12	-3,2
3	Pełne słońce	33,0	22	12	11,0
4	Pełne słońce	37,5	28	12	9,5
5	Pełne słońce + osłona	36,4	37	12	-0,6

Przeprowadzone dodatkowe badania wykazały, że w takiej sytuacji korzystne było zastosowanie prostej osłony termicznej czujnika temperatury. Pozwoliła ona na istotne ograniczenie wpływu czynników zewnętrznych oraz poprawę zgodności wyników pomiarów z rezultatami uzyskiwanymi w warunkach laboratoryjnych. Uzyskane wyniki wskazują, że odpowiednie przygotowanie procedury pomiarowej może w zauważalny sposób zwiększyć wiarygodność pomiarów terenowych.

Należy również podkreślić, że laboratoryjny symulator Endeas 650Lab zapewnia stabilne i powtarzalne warunki pomiarowe, obejmujące kontrolę widma promieniowania, jego jednorodności oraz temperatury modułu. W przypadku pomiarów realizowanych w warunkach rzeczywistych warunki te nie są w pełni kontrolowane, co może prowadzić do dodatkowych błędów związanych między innymi ze zmiennością natężenia promieniowania słonecznego, niejednorodnym nagrzewaniem modułu oraz wpływem warunków atmosferycznych. Uzyskane rezultaty potwierdzają zatem, że pomiary wykonywane w warunkach rzeczywistych nie mogą stanowić pełnego zamiennika badań laboratoryjnych, jednak przy zachowaniu odpowiednich warunków pomiarowych oraz świadomości źródeł niepewności mogą być skutecznie wykorzystywane w diagnostyce oraz ocenie eksploatacyjnej modułów fotowoltaicznych.

Ponadto uzyskane wyniki nie dyskwalifikują zastosowanego czujnika (w systemie przenośnym), a jedynie wskazują na możliwość zwiększenia wiarygodności pomiarów terenowych poprzez odpowiednią modyfikację procedury pomiarowej.

Z punktu widzenia praktyki instalacyjnej i audytorskiej szczególnie istotne jest zapewnienie prawidłowego pomiaru temperatury modułu oraz stabilnych warunków nasłonecznienia podczas pomiaru charakterystyk I–V, gdyż czynniki te mają kluczowy wpływ na wiarygodność wyników. Dodatkowa weryfikacja temperatury modułu oraz stosowanie prostych rozwiązań ograniczających wpływ czynników środowiskowych, takich jak osłona czujnika temperatury, mogą w istotny sposób poprawić jakość pomiarów wykonywanych podczas odbiorów oraz okresowych kontroli instalacji PV.

### Literatura

- [1] Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- [2] International Electrotechnical Commission. (2020). IEC 60904-1:2020 Photovoltaic devices—Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. IEC.
- [3] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2025, October 31). Photovoltaics report (with the support of PSE Projects GmbH). dostęp: 2026, <https://www.ise.fraunhofer.de>
- [4] Olczak, P., Olek, M., Matuszewska, D., Dyczko, A., & Mania, T. (2021). Monofacial and bifacial micro PV installation as element of energy transition—The case of Poland. *Energies*, 14(2), 499. <https://doi.org/10.3390/en14020499>
- [5] Zdyb, A., Szalas, G., & Sobczyński, D. (2025). Performance assessment of bifacial photovoltaic modules based on multivariate simulation and outdoor measurements. *Journal of Ecological Engineering*, 26(2), 24–32.
- [6] Drabczyk, K., Sobik, P., Starowicz, Z., Gawlińska, K., Pluta, A., & Drabczyk, B. (2019). Study of lamination quality of solar modules with PMMA front layer. *Microelectronics International*, 36(3), 100–103.
- [7] Endeas Oy. (n.d.). QuickSun 650Lab – solar simulator for PV laboratories [Materiały produkcyjne]. dostęp: 2026., from <https://endeas.fi/quicksun-650lab/>
- [8] Benning GmbH & Co. KG. (n.d.). Measuring instruments for photovoltaic [Materiały produkcyjne]. dostęp: 2026., from <https://www.benning.de/products-sg>
- [9] International Electrotechnical Commission. (2020). IEC 60904-9:2020 Photovoltaic devices – Part 9: Classification of solar simulator characteristics. IEC.
- [10] Endeas Oy. (n.d.). QuickSun 650Lab user manual. Dokumentacja techniczna producenta.
- [11] International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 60891:2021 Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I–V characteristics. IEC.
- [12] Benning GmbH & Co. KG. (n.d.). PV2 / SUN2 user manual. Dokumentacja techniczna producenta.
- [13] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4th ed.). John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- [14] De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1), 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>



## III KONFERENCJA

BRANŻA WOD.-KAN.  
**OCHRONA I BEZPIECZEŃSTWO  
 INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ**  
 Reagowanie w sytuacjach kryzysowych



14–16 września

2026 r.

Gdynia

Hotel Mercure

ODPORNOŚĆ  
 INFRASTRUKTURY  
 KRYTYCZNEJ

CYBERBEZPIECZEŃSTWO  
 PRZEDSIĘBIORSTW  
 WOD.-KAN.

KOMUNIKACJA  
 W KRYZYSIE ORAZ  
 INSTRUMENTY PRAWNE  
 I FINANSOWE A  
 BEZPIECZEŃSTWO  
 BRANŻY WOD.-KAN.

SAMOWYSTARCZALNOŚĆ  
 ENERGETYCZNA  
 PRZEDSIĘBIORSTW  
 WOD.-KAN.

OCHRONA LUDNOŚCI  
 I OBRONA CYWILNA –  
 KONSEKWENCJE DLA  
 OPERATORÓW USŁUG  
 KRYTYCZNYCH