

Modelowanie i analiza eksperymentalna parametrów pracy modułów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistych

Sławomir Gułkowski



Modelowanie i analiza eksperymentalna parametrów pracy modułów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistych

Rada Naukowa Wydawnictwa Politechniki Lubelskiej

Przewodnicząca:

Agnieszka Rzepka

Dyrektor CINT:

Katarzyna Weinper

Przedstawiciele Dyscyplin Naukowych Politechniki Lubelskiej:

Marzenna Dudzińska

Małgorzata Franus

Arkadiusz Gola

Beata Kowalska

Grzegorz Komarzyniec

Jarosław Latański

Tomasz Lipecki

Zbigniew Łagodowski

Lucjan Pawłowski

Natalia Przesmycka

Halina Rarot

Magdalena Rzemieniak

Arkadiusz Syta

Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej:

Magdalena Chołojczyk

Karolina Famulska-Ciesielska

Katarzyna Pełka-Smętek

MONOGRAFIE POLITECHNIKI LUBELSKIEJ

Modelowanie i analiza eksperymentalna parametrów pracy modułów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistych

Sławomir Gułkowski



WYDAWNICTWO
POLITECHNIKI
LUBELSKIEJ

Lublin 2026

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. **Dorota Chwieduk**, Politechnika Warszawska

dr hab. inż. **Piotr Olczak**, prof. Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Autor:

dr **Sławomir Gułkowski**, ORCID: 0000-0003-4082-1391

Politechnika Lubelska – ROR: <https://ror.org/024zjzd49>

Redaktor prowadzący: **Aleksandra Drozd**

Korekta językowa: **Aleksandra Drozd**

Skład i łamanie: **Łukasz Maj**

Projekt graficzny serii: **Łukasz Maj**

Monografia została sfinansowana z programu projakościowego Politechniki Lubelskiej pn.:

„Granty na finansowanie kosztów publikacji monografii naukowej” (Grant nr: 9/GMN/2025)

Zdjęcie na okładce – Sławomir Gułkowski.

O ile nie wskazano inaczej, wszystkie ilustracje stanowią opracowanie własne autora.

Publikacja wydana za zgodą **Rrektora Politechniki Lubelskiej**

ISBN: 978-83-7947-673-2 (wersja drukowana)

ISBN: 978-83-7947-674-9 (wersja elektroniczna)

DOI: 10.35784/9788379476749

Wydawca: Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej
www.wpl.pollub.pl
ul. Nadbystrzycka 36C, 20-618 Lublin
tel. (81) 538-46-59



WYDAWNICTWO
POLITECHNIKI
LUBELSKIEJ

Książka udostępniona jest na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa –
na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowe (CC BY-SA 4.0)

Nakład: 50 egz.

Spis treści

Wykaz skrótów	11
Wykaz symboli	12
1. Wstęp i cel pracy	15
2. Przegląd literatury	21
2.1. Charakteryzacja modułów PV	21
2.2. Modelowanie parametrów pracy modułów PV	28
2.3. Ocena wydajności systemów fotowoltaicznych	33
3. Obiekty badawcze i metodyka badań	37
3.1. Obiekty badawcze	39
3.1.1. System eksperymentalny I-DEA Uniwersytetu w Jaén (Hiszpania)	39
3.1.3. System eksperymentalny KIOŻE Politechniki Lubelskiej (Polska)	45
3.1.3. System eksperymentalny farmy PV, Energia Dolina Zielawy (Polska)	52
3.2. Model matematyczny oraz metodyka badań parametrów charakterystycznych modułów PV i wydajności systemów fotowoltaicznych	57
3.2.1. Parametry charakterystyczne modułu PV	57
3.2.2. Czteroparametrowy model diodowy	66
3.2.3. Pięcioparametrowy model diodowy	68
3.2.4. Parametry modelu diodowego w zmiennych warunkach G i T	72
3.2.5. Parametry pracy systemu fotowoltaicznego	74
3.2.6. Niepewności pomiarowe w analizie parametrów pracy modułów i systemów PV	79
4. Wyniki badań i dyskusja	81
4.1. Analiza parametrów pracy modułów fotowoltaicznych	83
4.1.1. Analiza parametrów elektrycznych metodą regresji liniowej	83
4.1.2. Analiza parametrów temperaturowych metodą regresji liniowej	90
4.1.3. Analiza parametrów elektrycznych metodą translacji krzywych I-V do warunków standardowych	96

4.2.	Długoterminowa analiza parametrów pracy modułów PV	100
4.3.	Analiza parametrów elektrycznych w systemie stacjonarnym	109
4.4.	Analiza parametrów modelu diodowego modułu PV	113
4.4.1.	Model jednodiodowy pięcioparametrowy	113
4.4.2.	Analiza zależności parametrów modelu w funkcji natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu PV	122
4.4.3.	Model diodowy czteroparametrowy	128
4.5.	Ocena wydajności systemów fotowoltaicznych różnych technologii	133
4.5.1.	Analiza uzysków energii. Współczynnik wydajności PR	133
4.5.2.	Analiza spadku wydajności systemów PV. Współczynnik PLR	144
5.	Podsumowanie i wnioski	149
	Bibliografia	154

Autor składa serdeczne podziękowania wszystkim osobom,
które przyczyniły się do powstania niniejszej monografii.

Autor pragnie podziękować dr. Piotrowi Draganowi
za możliwość prowadzenia badań dotyczących instalacji eksperymentalnej farmy
fotowoltaicznej w Bordziłówce.

Autor wyraża szczególne podziękowania prof. Vicente Muñozowi
oraz prof. Gustavo Nofuentesowi za ich życzliwość i wsparcie naukowe w zakresie
charakteryzacji modułów i systemów fotowoltaicznych, a także prof. Jorge Aguilera
za możliwość prowadzenia badań podczas pobytu autora na Uniwersytecie w Jaén.

El autor expresa su especial agradecimiento a prof. Vicente Muñoz y prof. Gustavo Nofuentes
por su amabilidad y apoyo académico en la caracterización de módulos y sistemas
fotovoltaicas, así como a prof. Jorge Aguilera por la posibilidad de realizar investigaciones
durante mi estancia en la Universidad de Jaén.

Modelowanie i analiza eksperymentalna parametrów pracy modułów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistych

Streszczenie

Niniejsza monografia poświęcona jest analizie parametrów pracy modułów oraz systemów fotowoltaicznych. Szczególną uwagę skupiono na technologiach bazujących na krzemie krystalicznym, w tym technologii PERC (ang. Passivated Emitter and Rear Cell). Analizą objęto również cienkowarstwowe moduły fotowoltaiczne wykonane z diselenku miedziowo-indowo-galowego (CIGS), tellurku kadmu (CdTe) oraz krzemu amorficznego. Zbadano również technologię hybrydową HIT (ang. Heterojunction with Intrinsic Thin Layer). Badania przeprowadzono na terenie Politechniki Lubelskiej, na farmie fotowoltaicznej w Bordziłówce (województwo lubelskie) oraz na Uniwersytecie w Jaén w południowej Hiszpanii. Postawiono hipotezę, że zastosowanie zaproponowanych metod modelowania komputerowego oraz analiz eksperymentalnych umożliwi dokładną ocenę parametrów pracy modułów fotowoltaicznych różnych technologii w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych.

W części badawczej monografii wyróżniono trzy etapy. Pierwszy dotyczy analizy parametrów elektrycznych i temperaturowych modułów PV, uzyskanych na podstawie charakterystyk prądowo-napięciowych (I-V). Pomiary przeprowadzono w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych, charakteryzujących się dużą dynamiką zmian oraz wyraźną odmiennością względem tzw. standardowych warunków testowych. Zaproponowano metodykę wyznaczania parametrów referencyjnych modułów PV na podstawie krzywych I-V zmierzonych w warunkach rzeczywistych.

W kolejnej części opracowania przeprowadzono analizę korelacji parametrów eksperymentalnych modułów PV z parametrami uzyskanymi przy użyciu modelu diodowego, co pozwoliło na zaproponowanie relatywnie prostych, a jednocześnie dokładnych modeli matematycznych do symulacji krzywych prądowo-napięciowych w dowolnych warunkach natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury modułu PV.

Ostatnia część monografii jest skoncentrowana na analizie systemów fotowoltaicznych podłączonych do sieci elektroenergetycznej. Przedstawiono ocenę miesięcznych uzysków i strat energii oraz współczynnika wydajności w pierwszym roku eksploatacji farmy PV. Dokonano analizy stopnia degradacji modułów PV, stosując standardowe metody, takie jak metoda rok do roku (ang. *year-on-year*, YoY) oraz klasycznej dekompozycji sezonowej (ang. *classical seasonal decomposition*, CSD). Zaproponowano alternatywną metodę opartą na technice analizy widma szczególnego (ang. *singular spectrum analysis*, SSA), która okazała się skuteczna w przypadku danych krótkookresowych wydajności systemów PV.

Słowa kluczowe: energia słoneczna; moduły fotowoltaiczne; współczynniki temperaturowe; charakterystyki prądowo-napięciowe (I-V); specyficzny uzysk energii; współczynnik wydajności; degradacja modułów PV; modelowanie komputerowe; model jednodiodowy

Modeling and Experimental Analysis of Photovoltaic Module Operating Parameters under Real Outdoor Conditions

Abstract

This monograph is devoted to the analysis of the operating parameters of photovoltaic modules and systems. Particular attention was focused on technologies based on crystalline silicon, including PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) technology. The analysis also covered thin-film photovoltaic modules made of copper-indium-gallium diselenide (CIGS), cadmium telluride (CdTe), and amorphous silicon, as well as the hybrid HIT technology (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer). The research was conducted at the Lublin University of Technology, at a photovoltaic farm in Bordziłówka (Lublin Voivodeship), and at the University of Jaén in southern Spain. It was hypothesised that the application of the proposed computer modeling methods and experimental analyses enables an accurate assessment of the operating parameters of photovoltaic modules of various technologies under real operational conditions.

The research section of the monograph is divided into three stages. The first stage focuses on analysing the electrical and temperature parameters of PV modules, obtained from current–voltage (I–V) characteristics. The measurements were conducted under real operating conditions, characterised by high variability and a clear deviation from the so-called standard test conditions (STC). A methodology for determining the reference parameters of PV modules based on I–V curves measured under real conditions was proposed.

In the next part of the study, a correlation analysis was conducted between the experimental parameters of PV modules and the parameters obtained using the diode model, which enabled the development of relatively simple yet accurate mathematical models for simulating current–voltage (I–V) curves under any solar irradiance and PV module temperature conditions.

The final part of the monograph focuses on the analysis of grid-connected photovoltaic systems. The assessment included monthly energy yields and losses, as well as the performance ratio during the first year of the PV farm's operation. The degradation of PV modules was also analysed using standard methods, such as the year-on-year (YoY) approach and classical seasonal decomposition (CSD). Additionally, an alternative method based on singular spectrum analysis (SSA) was proposed, which proved particularly effective for short-term PV system performance data.

Keywords: solar energy; photovoltaic modules; temperature coefficients; current–voltage characteristics (I–V); specific energy yield; performance ratio; PV module degradation; computer modeling; single diode model

Wykaz skrótów

AM	– masa optyczna atmosfery
a-Si	– krzem amorficzny
CdTe	– tellurek kadmu
CI	– przedział ufności
CIGS	– diselenek miedziowo-indowo-galowy
CIS	– selenek miedziowo-indowy
CSD	– klasyczna dekompozycja sezonowa
DC	– prąd stały
HIT	– ogniwo heterozłączone z cienką warstwą niedomieszkowaną
MATLAB	– środowisko programistyczne do obliczeń naukowo-inżynierskich
mc-Si	– krzem multikrystaliczny
MPP	– punkt mocy maksymalnej
NOCT	– nominalna temperatura pracy ogniwa
OPC	– rzeczywiste warunki pomiaru
pc-Si	– krzem polikrystaliczny
PERC	– ogniwo fotowoltaiczne z pasywacją tylnej powierzchni
POA	– płaszczyzna modułów fotowoltaicznych
PV	– fotowoltaika
PVGIS	– fotowoltaiczny system informacji geograficznej
PVLIB	– biblioteka funkcji w środowisku MATLAB lub Python wspomagająca analizę parametrów działania systemów fotowoltaicznych
RANSAC	– metoda konsensusu losowej próby (ang. <i>random sample consensus</i>)
sc-Si	– krzem monokrystaliczny
SDM	– jednodiodowy model ogniwa lub modułu fotowoltaicznego
SSA	– analiza widma szczególnego
STC	– standardowe warunki testowe
TOPCon	– ogniwo fotowoltaiczne z tunelową warstwą tlenku i pasywacją kontaktu (ang. <i>tunnel oxide passivated contact</i>)
YoY	– rok do roku

Wykaz symboli

A	– powierzchnia modułów PV (m^2)
α_{si}	– stała zależna od materiału półprzewodnikowego ogniwa
α_n	– współczynnik diody w funkcji temperatury w modelu pięcioparametrowym
ARE	– błąd względny (%)
b_{si}	– stała zależna od materiału półprzewodnikowego ogniwa
CM	– macierz kowariancji
E_A	– energia generatora fotowoltaicznego po stronie prądu stałego (Wh)
$E_g(T)$	– przerwa energetyczna półprzewodnika w temperaturze T (eV)
E_{g0}	– przerwa energetyczna półprzewodnika w temperaturze 0 K (eV)
E_{out}	– energia wyprodukowana przez system fotowoltaiczny na wyjściu z falownika (Wh)
FF	– współczynnik wypełnienia (–)
G	– natężenie promieniowania słonecznego ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
H	– napromieniowanie ($\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$)
I	– natężenie prądu (A)
I_0	– natężenie prądu nasycenia diody (A)
I_L	– natężenie fotoprądu (A)
I_m	– natężenie w punkcie mocy maksymalnej (A)
I_{sc}	– natężenie prądu zwarcia (A)
k_B	– stała Boltzmanna ($1,381\cdot 10^{-23}$ J/K)
L_s	– straty systemowe ($\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$)
L_c	– straty konwersji energii ($\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$)
mi	– indeks miesiąca (1, 2, 3, itd.)
N	– liczba zarejestrowanych wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz wartości mocy generatora fotowoltaicznego
$NMBE$	– znormalizowany średni błąd systematyczny (%)
$NRMSE$	– znormalizowany pierwiastek średniego błędu kwadratowego (%)

n	– współczynnik diody
PLR	– współczynnik spadku wydajności (%/r)
PR	– współczynnik wydajności systemu fotowoltaicznego
P_0	– moc nominalna generatora fotowoltaicznego (W)
P_A	– moc generatora fotowoltaicznego po stronie prądu stałego (W)
PR_{DC}	– współczynnik wydajności generatora fotowoltaicznego (po stronie prądu stałego)
P_m	– moc nominalna (W)
P_z	– moc maksymalna wyznaczona na podstawie punktów pomiarowych
q	– ładunek elementarny ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C)
R_s	– rezystancja szeregową (Ω)
R_{sh}	– rezystancja równoległa (Ω)
Tr_{mi}	– trend szeregu czasowego
T_a	– temperatura zewnętrzna ($^{\circ}\text{C}$)
T_m	– temperatura ogniwa lub modułu ($^{\circ}\text{C}$)
V	– napięcie (V)
V_m	– napięcie w punkcie mocy maksymalnej (V)
V_{oc}	– napięcie obwodu otwartego (V)
$W_0\{\cdot\}$	– główna gałąź funkcji Lamberta,
X^*	– wielkość X w standardowych warunkach testowych, gdzie X to np. V_{oc} , I_{sc} , P_m oraz G i T_m
Y_i	– kolejna wartość (i -ta wartość) w szeregu czasowym Y
Y_A	– uzysk energii z generatora fotowoltaicznego ($\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$)
Y_f	– końcowy uzysk energii z systemu PV ($\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$)
Y_r	– uzysk referencyjny ($\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$)
u_{RD}	– niepewność wyznaczenia współczynnika degradacji
u_a^2, u_b^2	– wariancja współczynników dopasowania prostej do trendu szeregu czasowego
α_{Isc}	– temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia (%/°C)
α_1, α_2	– współczynniki empiryczne natężenia prądu w czteroparametrowym modelu diodowym

β_1, β_2	– współczynniki empiryczne napięcia w funkcji natężenia promieniowania słonecznego w czteroparametrowym modelu diodowym
β_{voc}	– temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego (%/°C)
γ_1, γ_2	– współczynniki empiryczne napięcia w funkcji temperatury w czteroparametrowym modelu diodowym
γ_{Pm}	– temperaturowy współczynnik mocy (%/°C)
γ_{exp}	– współczynnik empiryczny rezystancji szeregowej
τ	– przedział (krok) czasowy (h)
η	– sprawność (%)
κ	– współczynnik temperaturowy rezystancji szeregowej modułu PV ($\Omega/^\circ\text{C}$)
ρ	– współczynnik eksperymentalny służący do wyznaczenia temperatury modułu na podstawie temperatury otoczenia i natężenia promieniowania słonecznego ($0,035\text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$)

1. Wstęp i cel pracy

W ciągu ostatnich kilku lat światowy sektor fotowoltaiki (PV) doświadcza ogromnego wzrostu. W roku 2023 osiągnął moc zainstalowaną 1,6 TW (IEA-PVPS, 2024). Zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA-PVPS, 2024) w 2023 roku co najmniej 29 krajów zainstalowało ponad 1 GW mocy w instalacjach PV. W roku 2022 było ich 25. Łączna moc PV w nowych instalacjach w 2023 roku podwoiła się zatem w porównaniu do roku 2022 (ok. 446 GW w 2023 i 236 GW w 2022). Największy w tym udział w 2023 roku przypadł Chinom, aż 662,0 GW; następnie 268,1 GW krajom Unii Europejskiej; 169,5 GW Stanom Zjednoczonym; 95,3 GW Indiom oraz 91,4 GW Japonii (IEA-PVPS, 2024).

Ogromny rozwój sektora PV nie ominął także Polski. Na koniec pierwszego kwartału 2024 roku całkowita moc zainstalowana w PV wyniosła 17,73 GW, z czego znaczną część stanowiły mikroinstalacje prosumenckie o mocy do 50 kW. Na koniec 2023 roku ich liczba przekroczyła 1,4 mln sztuk. Moc zainstalowana przekroczyła 11,2 GW, co stanowiło 64% całkowitej mocy PV (IEO, 2025). Na dynamiczny rozwój rynku prosumenckiego wpłynęły m.in. programy wsparcia finansowego, które opisane zostały w wielu pracach (Duda i in., 2022; Kulpa i in., 2022; Olczak i in., 2021a, 2021b, 2022). W ostatnim czasie udział mikroinstalacji w strukturze mocy spada za sprawą rosnącej liczby małych instalacji w zakresie mocy od 50 kW do 1000 kW oraz farm powyżej 1 MW.

Zgodnie z danymi przedstawionymi przez Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO, 2025) procentowy udział mocy małych instalacji i farm w sektorze PV na koniec marca 2024 roku wyniósł odpowiednio 25,1% i 11%.

W ostatnich latach, wraz z rozwojem sektora fotowoltaiki w Polsce rośnie również liczba jednostek prowadzących badania naukowe w tym zakresie. Przejawem tego są artykuły naukowe, których autorami lub współautorami są polscy naukowcy. Opublikowane prace dotyczą zarówno analizy parametrów pracy pojedynczych modułów PV, jak i systemów fotowoltaicznych. Dla przykładu, w publikacjach zbadano wpływ warunków atmosferycznych na parametry pracy, w tym sprawność nowej generacji modułów PV, dwustronnych (ang. *bifacial*), wykonanych w technologii krzemu monokrystalicznego (Dobrzycki i in., 2021; Kurz i in., 2025). Opublikowano również analizę wpływu chłodzenia na parametry pracy modułu krzemowego polikrystalicznego (Sarniak, 2021). Eksperymenty przeprowadzono na dwóch identycznych modułach PV, z których jeden wyposażono dodatkowo w system chłodzenia oparty na wymuszonym przepływie powietrza na tylnej stronie modułu PV. W innej pracy zbadana została możliwość zastosowania materiałów fazowo-zmiennych (PCM, ang. *phase change materials*) o grubości od 2 cm do 5 cm w celu odprowadzenia ciepła z modułu PV (Klugmann-Radziemska i Wcisło-Kucharek, 2017). W kolejnej pracy przeanalizowano możliwości zastosowania hybrydowych modułów PV/T w umiarkowanym klimacie na przykładzie warunków panujących w Polsce (Bigorajski i Chwieduk, 2019). Autorzy proponowali modyfikację wzoru służącego do obliczania temperatury modułu PV, dostosowaną do analizowanego typu konstrukcji, a następnie wykorzystali ją w badaniach symulacyjnych systemu PV/T na przykładzie budynku jednorodzinnego. Porównanie produkcji energii przez moduły fotowoltaiczne zainstalowane w różnych konfiguracjach przedstawiono w pracy, gdzie pokazano różnicę w uzyskach energii modułu PV w układzie stacjonarnym zorientowanym pod kątem 37°, oraz modułu znajdującego się na dwuosiowym układzie śledzenia, tzw. systemu nadążnego (Frydrychowicz-Jastrzębska i Bugała, 2021). Liczne artykuły dotyczą również analizy parametrów pracy mikroinstalacji PV. Trzeba tu wspomnieć o pracy dotyczącej działania pompy ciepła zasilanej energią z systemu fotowoltaicznego, przeznaczonej do ogrzewania budynku jednorodzinnego o niskim zapotrzebowaniu na energię w warunkach klimatycznych Polski (Chwieduk i Chwieduk, 2021). Powstało także porównanie produkcji energii w okresie rocznym czterech instalacji

o mocach od 3,58 kW do 7,13 kW zlokalizowanych w województwie lubelskim (Krawczak, 2023). Każda z instalacji składa się z modułów wykonanych w technologii krzemu monokrystalicznego. Dane eksperymentalne zostały porównane do wyników symulacji komputerowych przeprowadzonych z wykorzystaniem programów wspierających projektowanie systemów fotowoltaicznych, takich jak DDS CAD, PVSol, PVGIS, PVWatts. Pracę poświęcono także porównaniu eksperymentalnych uzysków energii z obliczeniami teoretycznymi (Sarniak, 2020). W tym przypadku rozmiar analizowanej instalacji nie przekroczył 3,5 kW. Analiza wydajności instalacji fotowoltaicznych o mocach 4,4 kW i 5 kW składających się z modułów monokrystalicznych także zaprezentowana została w publikacjach (Kazanecka i Olczak, 2023; Olczak, 2022). Przeanalizowane zostały uzyski energii kilku instalacji o mocach w zakresie od 3,66 kW do 40 kW zorientowanych na południe, wschód-zachód i zachód-południe oraz o kątach nachylenia w zakresie od 10° do 30° (Gulkowski, 2022). Dokonano porównania wydajności systemu PV na przestrzeni trzech lat (Gulkowski i Krawczak, 2024a). Moc analizowanej instalacji PV jest równa 9,6 kW. System złożony jest z monokrystalicznych modułów krzemowych nowej generacji. Dodatkowo przedstawiono wyniki analiz warunków atmosferycznych w rozważanym okresie. Wpływ wybranych warunków pogodowych na wydajność systemu PV zaprezentowany został również w innej publikacji (Sarniak, 2024).

W literaturze można znaleźć artykuły dotyczące analiz ekonomicznych zawierających czasy zwrotu inwestycji w system PV dla różnych założeń programów wsparcia (Bukowski i in., 2021; Cieślak, 2022). Dokonano też oceny czynników wpływających na produkcję energii z instalacji fotowoltaicznych (Izdebski i Kosiorek, 2023). We wspomnianej pracy oceniono hierarchię czynników ekonomicznych, technicznych i społecznych produkcji energii z PV. Analizowana instalacja ma rozmiar 10 kW. Powstało również opracowanie dotyczące czynników wpływających na rozwój inwestycji PV, barier ekonomicznych, rynkowych, środowiskowych i infrastrukturalnych, a także czynników napędzających rozwój sektora PV w Polsce na tle innych krajów Europy, będących liderami w dziedzinie fotowoltaiki, takich jak Niemcy, Włochy czy Hiszpania (Wardal i in., 2024). Dostępna jest również ocena makroekonomicznego kontekstu branży fotowoltaicznej w Polsce (Hysa i Mularczyk, 2024). Metodę oceny projektów fotowoltaicznych opisano w publikacji proponującej system bazujący na informacji geograficznej

(GIS) oraz wskaźnika LCOE (ang. *levelized cost of electricity*), w celu analizy kwalifikowalności gruntów i przeprowadzania ocen techniczno-ekonomicznych pod kątem ich rozmieszczenia pod systemy fotowoltaiczne (Benalcazar i in., 2024).

Wraz ze wzrostem liczby farm fotowoltaicznych (o mocy powyżej 1 MW) pojawiły się również w ostatnich latach prace dotyczące zarówno symulacji komputerowych uzysków energii (Walichnowska i in., 2022), jak i prace przedstawiające rzeczywistą produkcję energii oraz wydajność systemów zlokalizowanych w Polsce (Dragan i Zdyb, 2017; Krechowicz i in., 2022; Zdyb i Gulkowski, 2020). Uwagę zwrócono również na systemy hybrydowe, w których energia produkowana pochodzi zarówno z instalacji fotowoltaicznej, jak i farmy wiatrowej (Małek i in., 2024). Nie sposób nie wspomnieć o połączeniu instalacji fotowoltaicznej z magazynem energii. Rozwiązanie takie również zostało opisane (Ross i in., 2023). W pracy przeanalizowano farmę o mocy 1 MW z magazynem energii o pojemności 0,5 MWh i sprawności 0,87. W innej publikacji zaprezentowano natomiast konieczność inwestycji w magazyny energii w celu zrównoważenia produkcji energii ze źródeł zależnych od pogody i zapewnienia stabilności produkcji energii elektrycznej ze źródeł o niskiej elastyczności (Olczak i Matuszewska, 2023).

W świetle dynamicznie rozwijającego się rynku fotowoltaiki w Polsce i na świecie, rosnącej liczby zarówno małych, jak i mikroinstalacji a także farm PV, istotnego znaczenia nabiera sektor O&M (ang. *operation & maintenance*) związany z monitoringiem systemów fotowoltaicznych, charakterystyką modułów PV i oceną parametrów ich pracy.

Niniejsze opracowanie poświęcone jest analizie parametrów pracy modułów fotowoltaicznych (PV) różnych technologii w warunkach zewnętrznych. Badania prowadzono w trzech odmiennych lokalizacjach: na terenie Politechniki Lubelskiej, na farmie fotowoltaicznej w Bordziłówce w województwie lubelskim oraz na Uniwersytecie w Jaén w południowej Hiszpanii.

W ramach przeprowadzonych badań analizie poddano moduły PV pierwszej i drugiej generacji. Pierwszą stanowią moduły z krzemu monokrystalicznego (sc-Si), polikrystalicznego (pc-Si), w tym zaawansowane technologie, takie jak HIT (ang. *heterojunction with intrinsic thin layer*) oraz PERC (ang. *passivated emitter rear cell*). W ramach drugiej generacji zbadano moduły wykonane w technologii tellurku kadmu (CdTe) oraz diselenku miedziowo-indowo-galowego (CIGS), a także krzemu amorficznego (a-Si). Różnorodność badanych technologii

umożliwiła weryfikację skuteczności i uniwersalności zaproponowanej metodyki badań parametrów pracy modułów fotowoltaicznych. Analizę przeprowadzono w oparciu o szereg pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych modułów PV, zarówno w okresie krótkoterminowym, jak i długoterminowym. W rezultacie pracy badawczej zaproponowano metodę wyznaczenia parametrów referencyjnych badanych modułów PV na podstawie analizy krzywych I-V zmierzonych w warunkach rzeczywistych.

Prosty, szybki i dokładny model matematyczny modułu PV odgrywa ogromną rolę w prognozowaniu uzysków energii i wydajności systemów fotowoltaicznych, i tym samym stanowi doskonałe narzędzie w ocenie efektywności ich pracy. Dlatego też, w ramach prac badawczych, wykonano analizę parametrów modelu jednodiodego w zmiennych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu PV. Z uwagi na zastosowanie pojedynczej diody skupiono się na modelowaniu charakterystyk prądowo-napięciowych modułów pierwszej generacji, uwzględniając najnowsze technologie (HIT, PERC). Korelacja wyników modelowania z pomiarami doświadczalnymi umożliwiła zaproponowanie relatywnie prostych i dokładnych modeli matematycznych służących do symulacji kształtu krzywych I-V modułów fotowoltaicznych oraz ich parametrów charakterystycznych w dowolnych warunkach atmosferycznych.

W ramach badań wykonano również analizę parametrów pracy modułów PV funkcjonujących w systemie fotowoltaicznym podłączonym do sieci energetycznej w pierwszym roku po uruchomieniu farmy PV. Wyniki analiz dotyczyły modułów należących zarówno do pierwszej (pc-Si), jak i drugiej generacji (CdTe, CIGS, a-Si). Ocenę parametrów pracy wykonano pod kątem uzysków energii, wydajności poszczególnych technologii oraz strat energii. Zbadano także współczynnik spadku wydajności poszczególnych technologii w okresie trzech pierwszych lat po uruchomieniu farmy PV. Zastosowano do tego celu metodę rok do roku (ang. *year-on-year*, YoY) oraz klasyczną dekompozycję sezonową (ang. *classical seasonal decomposition*, CSD). Ponadto zaproponowano alternatywną metodę opartą na technice analizy widma szczególnego (ang. *singular spectrum analysis*, SSA), która sprawdziła się w przypadku krótkookresowych danych dotyczących wydajności systemów PV.

Hipoteza badawcza zakłada, że zaproponowane metody analizy eksperymentalnej i modelowania komputerowego umożliwiają dokładne określenie

parametrów pracy modułów i systemów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistych.

Szczegółowe cele badawcze pracy można sformułować następująco:

- analiza parametrów elektrycznych i temperaturowych modułów fotowoltaicznych w zmiennych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułów PV,
- analiza wybranych metod modelowania charakterystyk I-V modułów PV umożliwiających prognozowanie ich parametrów pracy w funkcji natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułów PV,
- analiza produkcji i strat energii przez systemy fotowoltaiczne, złożone z modułów różnych technologii, podłączone do sieci energetycznej,
- analiza wydajności systemów fotowoltaicznych oraz degradacji modułów PV pierwszej i drugiej generacji w okresie krótkoterminowym.

Realizacja wyznaczonych celów badawczych wymagała opracowania przez autora programów komputerowych, w których zaimplementowano metody analizy danych pochodzących z systemów fotowoltaicznych oraz omówione w książce modele komputerowe. Kluczowym elementem było również zapewnienie kompatybilności opracowanych programów z istniejącymi bibliotekami numerycznymi przeznaczonymi do pracy na danych PV¹.

Programy komputerowe napisane zostały w środowisku przeznaczonym do obliczeń naukowych MATLAB firmy MathWorks (The MathWorks Inc., 2023). Zarówno analizę danych, modelowanie komputerowe, jak i prezentację wyników, w postaci wykresów, wykonano z wykorzystaniem programów napisanych w wersji R2023a (aktualizacja 4) programu na licencji Politechniki Lubelskiej. Obliczenia numeryczne zostały przeprowadzone na komputerze PC wyposażonym w procesor Intel(R) Core(TM) i5-12600KF 3.70 GHz dwunastej generacji, 16 GB pamięci RAM i kartę graficzną NVIDIA GeForce GTX 1660 z 64-bitowym systemem operacyjnym Windows 11 Pro.

¹ Na przykład biblioteką PVLIB (Holmgren i in., 2018).

2. Przegląd literatury

2.1. Charakterystyka modułów PV

Charakterystykę modułów fotowoltaicznych pod kątem parametrów pracy można podzielić na dwie kategorie. W pierwszej mieszczą się parametry elektryczne charakteryzujące moduł PV. Do drugiej kategorii zaliczyć można współczynniki temperaturowe informujące o tym, jak zmieniają się poszczególne parametry elektryczne modułu PV pod wpływem temperatury. Zarówno parametry elektryczne, jak i temperaturowe podawane są dla ściśle ustalonych warunków zwanych standardowymi warunkami testowymi STC (ang. *standard test conditions*). Zalicza się do nich natężenie promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię modułów PV, którego wartość wynosi $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$; temperaturę modułów wynoszącą 25°C oraz współczynnik $AM = 1,5$, związany z odpowiednią energią kwantów padającego promieniowania słonecznego.

Analizując temperaturę modułu definiuje się również wielkość NOCT (ang. *nominal operating cell temperature*), tj. temperaturę modułu w obwodzie otwartym zmierzoną w następujących warunkach: natężenie padającego promieniowania słonecznego $G = 800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, temperatura powietrza $T_a = 20^\circ\text{C}$, prędkość wiatru $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$. Można znaleźć eksperymentalną zależność pomiędzy temperaturą powietrza a temperaturą typowego modułu PV

(Wenham i in., 2013). Autorzy podają prosty wzór (2.1) wiążący dwie wartości temperatury:

$$T_m = T_a + \rho \cdot G \quad (2.1)$$

gdzie:

- T_m – temperatura ogniwa lub modułu ($^{\circ}\text{C}$),
- T_a – temperatura zewnętrzna ($^{\circ}\text{C}$),
- G – natężenie promieniowania słonecznego ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$),
- ρ – współczynnik eksperymentalny równy $0,035^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$.

Często stosuje się w tym celu wzór (2.2) wykorzystujący wartość NOCT (Elbreki i in., 2017; Kaplanis i in., 2022). Zależność ta jest istotna w sytuacjach, gdy zamiast temperatury modułu rejestrowana jest temperatura zewnętrzna.

$$T_m = T_a + \frac{\text{NOCT} - 20}{800} \cdot G \quad (2.2)$$

gdzie:

- NOCT – temperatura ogniwa lub modułu ($^{\circ}\text{C}$).

Bardziej złożonej zależności uwzględniającej także, poza temperaturą otoczenia i natężeniem promieniowania słonecznego, współczynniki strat ciepłych oraz transmitancję i absorpcję pokrywy modułu słonecznego również poświęcono publikację (Kou i in., 1998).

Istotne wnioski wynikają z kompleksowego przeglądu zależności sprawności modułu PV oraz mocy generowanej w funkcji temperatury (Skoplaki i Palyvos, 2009). Autorzy stwierdzają, że temperatura modułu odgrywa kluczową rolę w procesie konwersji energii przez moduł PV. Zarówno moc wyjściowa jak i elektryczna wydajność są liniowymi funkcjami temperatury modułu PV i maleją wraz z jej wzrostem. Badacze podkreślają przy tym, że przedstawione w pracy równania oraz ich parametry nie zależą wyłącznie od materiału, z jakiego zbudowane są ogniwa, ale także od specyfikacji systemu fotowoltaicznego, czyli na przykład od sposobu montażu modułów, tj. zastosowanych elementów montażowych czy stopnia integralności z budynkiem.

Liniowe zależności parametrów elektrycznych modułu PV także zostały przedstawione w pracach (Dubey i in., 2015; Piliouguine i in., 2025). Na ich podstawie wyznaczono współczynniki temperaturowe wspomnianych wielkości elektrycznych modułów wykonanych w technologii krzemu monokrystalicznego i multikrystalicznego a także modułów cienkowarstwowych (CIGS, a-Si). Autorzy pierwszej pracy (Dubey i in., 2015) zaznaczyli, że na wielkość napięcia obwodu otwartego, poza temperaturą, wpływ ma także natężenie promieniowania słonecznego, jednak w zakresie od $600 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ do $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ wpływ ten jest nieznaczny dla wszystkich badanych technologii.

Zależność współczynników temperaturowych w funkcji natężenia promieniowania słonecznego była również przedmiotem badań (Gasparin i in., 2022). Autorzy dokonali pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych kilku modułów wykonanych w technologii krzemu multikrystalicznego (6 modułów) oraz krzemu polikrystalicznego (2 moduły) i przedstawili jak zmienia się temperaturowy współczynnik mocy maksymalnej, napięcia obwodu otwartego i natężenia prądu zwarcia w zależności od natężenia promieniowania. Badania przeprowadzono w zakresie natężeń od $100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ do $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Stwierdzono, że współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego maleje wraz ze zmniejszającą się wartością natężenia promieniowania słonecznego, przy czym spadek ten staje się bardziej znaczący poniżej $600 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, co potwierdzają również inne obserwacje (Dubey i in., 2015). Jak podkreślają autorzy, wielkość natężenia promieniowania słonecznego nie wpływa znacząco na współczynnik temperaturowy prądu zwarcia. Co więcej, w przypadku modułów charakteryzujących się wysoką sprawnością, zależność współczynnika temperaturowego mocy od natężenia promieniowania słonecznego jest praktycznie stała. Fakt ten zaobserwowano dla modułów PERC o sprawnościach ok. 22%. Natomiast moduły starszego typu (o sprawnościach poniżej 20%) wykazały większą „wrażliwość” na temperaturę przy niższych wartościach natężenia promieniowania.

W literaturze odnajdziemy wyniki badań wpływu temperatury modułu PV na jego parametry pracy (Senturk, 2020a). Przedmiotem analizy były dwa moduły PV wykonane w technologii krzemu multikrystalicznego oraz cienkowarstwowego (CIGS). Zbadano trzy główne parametry, tj. moc w punkcie mocy maksymalnej, napięcie obwodu otwartego i natężenie prądu zwarcia z uwzględnieniem różnych warunków pogodowych tj. dnia słonecznego, częściowo pochmurnego

i pochmurnego (nie podano w jaki sposób autor definiuje poszczególne dni). Wykonano symulację poszczególnych parametrów dla danej wartości natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułów PV oraz współczynników temperaturowych podanych przez producenta w karcie charakterystyki (przypadek 1). Analogiczną symulację wykonano z pominięciem zależności temperaturowych, uwzględniając wyłącznie wpływ natężenia promieniowania słonecznego na parametry pracy modułów PV (przypadek 2). Wyniki obu symulacji porównano z pomiarami doświadczalnymi używając błędu NRMSE (znormalizowany pierwiastek średniego błędu kwadratowego) jako metryki. W przypadku natężenia prądu zwarcia nie zaobserwowano znaczącej różnicy między wartościami otrzymanymi z uwzględnieniem i bez uwzględnienia wpływu temperatury w obu technologiach i we wszystkich rodzajach dnia (słoneczny, pochmurny itd.). Świadczy to o pomijalnym wpływie temperatury na wartość natężenia prądu. Natomiast w przypadku napięcia obwodu otwartego oraz mocy maksymalnej różnice te są istotne, w szczególności w dniach słonecznych. Oznacza to konieczność uwzględnienia temperatury w obliczeniach mocy. Co ciekawe, porównanie wyników otrzymanych dla dni pochmurnych z doświadczeniem pokazuje, że uwzględnienie efektów temperaturowych prowadzi do większych błędów w prognozowaniu mocy niż ich pominięcie. Efekt ten zaobserwowano dla obu badanych technologii modułów (krzem krystaliczny i CIGS).

W celu określenia parametrów pracy modułu PV w standardowych warunkach testowych wyróżnić można dwa podejścia. Pierwsze z nich, o charakterze laboratoryjnym, polega na pomiarze charakterystyk prądowo-napięciowych (I-V) z wykorzystaniem symulatora Słońca. Metoda laboratoryjna umożliwia kontrolowane odwzorowanie wybranych warunków pracy modułów fotowoltaicznych w szerokim zakresie natężenia promieniowania słonecznego i temperatury z uwzględnieniem standardowych warunków testowych. Opisywaną metodę zastosowano w pracy, w której symulator Słońca posłużył do analizy charakterystyk I-V modułu PV w technologii krzemu polikrystalicznego (Ruschel i in., 2021). Celem pomiarów było zbadanie zależności parametrów modelu diodowego od natężenia promieniowania oraz temperatury, co jest również tematem niniejszego opracowania. Symulator, którego użyto do pomiarów gwarantuje pomiar parametrów elektrycznych z dokładnością 0,2%, a błysk światła (ang. *flash*) o długości 10 ms umożliwił oświetlenie obszaru 4 m². Analizy przeprowadzone

na urządzeniu wykazały niejednorodność rzędu 0,27%. Weryfikację przeprowadzono rejestrując prąd zwarcia ogniwa krzemowego multikrystalicznego w 64 różnych pozycjach pomiarowych. Badanie modułów przeprowadzono dla różnych wartości natężenia promieniowania słonecznego ustawiając kolejno wartości w zakresie od $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ do $75 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ co $50 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ utrzymując stałą wartość temperatury modułów w zakresie $25^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$. Analogicznie wykonano pomiary zachowując stałe wartości natężenia promieniowania słonecznego i zmieniając temperaturę modułów w zakresie od 25°C do 60°C . Pomiar jednej krzywej I-V trwał 10 ms, co pozwoliło na uzyskanie 418 punktów pomiarowych. Kontrolę temperatury zapewniła komora wyposażona w termoizolację oraz specjalny materiał zamocowany do tylnej strony modułu umożliwiający jego podgrzewanie. Dodatkowo wentylatory umożliwiały utrzymanie jednolitej temperatury na powierzchni modułu.

W innej pracy opisana została analogiczna metoda pomiaru parametrów charakterystycznych modułów PV w technologii krzemu polikrystalicznego za pomocą symulatora Słońca (Malik i in., 2021). Pomiary krzywych I-V w standardowych warunkach testowych wykonano w celu zbadania rzeczywistych parametrów modułów PV pracujących w systemie fotowoltaicznym. Zbadano dokładność modeli diodowych o różnej liczbie parametrów (od 3 do 5) porównując prognozowaną moc wyjściową modułów PV z wartością doświadczalną. Zastosowany symulator Słońca zapewnił natężenie promieniowania słonecznego o wartości $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ na powierzchni 4 m^2 . W tym przypadku niejednorodność wyniosła do $\pm 2\%$.

Drugą metodą umożliwiającą wyznaczenie parametrów charakterystycznych modułu fotowoltaicznego są pomiary prowadzone w warunkach zewnętrznych, z wykorzystaniem naturalnego promieniowania słonecznego. W przeciwieństwie do metody laboratoryjnej, w tym przypadku nie ma możliwości pełnej kontroli warunków testowych – zmienność natężenia promieniowania słonecznego, temperatury otoczenia, temperatury modułu oraz innych czynników ogranicza stabilność pomiarów. Z tego powodu jednym z najważniejszych urządzeń jest rejestrator charakterystyk I-V (ang. *tracer I-V*), którego zadaniem jest wykonanie pomiaru krzywej w jak najkrótszym czasie w celu zachowania jednorodnych warunków pomiaru (głównie natężenia promieniowania słonecznego). W kolejnej pracy (Zhu i Xiao, 2020) scharakteryzowano

kilka urządzeń do rejestracji krzywych I-V. Porównanie obejmuje zarówno czas wykonania pomiaru, jak i rozdzielczość oraz zakresy pomiarowe poszczególnych urządzeń. Czas potrzebny na rejestrację jednej charakterystyki I-V waha się zazwyczaj od 0,005 s do 15 s, w zależności od urządzenia oraz zakresu pomiaru. Maksymalne zakresy pomiaru napięcia zawierają się w przedziale od 20 V do 1500 V, natomiast maksymalne zakresy pomiaru natężenia prądu wynoszą od 15 A do 100 A. Przedstawione zestawienie obejmuje także urządzenia zastosowane w ramach niniejszej pracy (IV500w oraz PVPM).

Urządzenie PVPM2540 wykorzystano również w pomiarach charakterystyk prądowo-napięciowych modułów w technologii krzemu monokrystalicznego (Drouiche i in., 2018). Do rejestracji temperatury modułu użyto czujnika Pt1000, natężenie promieniowania słonecznego zarejestrowano natomiast za pomocą ogniwa referencyjnego. W oparciu o zmierzone krzywe wyznaczono parametry charakterystyczne modułów PV, a następnie parametry modelu diodowego w warunkach referencyjnych. Parametry modelu wykorzystane zostały następnie do oceny jego dokładności w oparciu o dane o produkcji energii systemu fotowoltaicznego o mocy 3,2 kW, ze szczególnym uwzględnieniem dni słonecznych i pochmurnych.

Autorzy definiują dzień pochmurny jako dzień, w którym odnotowuje się znaczące wahania wartości natężenia promieniowania słonecznego. W przypadku dnia słonecznego natomiast nie obserwuje się wahań wartości natężenia w ciągu dnia. Bardziej precyzyjnym wskaźnikiem jest współczynnik oparty na tzw. modelu czystego nieba, w którym zmierzone w danym okresie napromieniowanie porównuje się do wartości teoretycznej (modelowej). W przypadku dnia słonecznego wartość współczynnika nie powinna być niższa niż 0,75. Dzień częściowo pochmurny odpowiada wartości w przedziale od 0,25 do 0,75. Wartość poniżej 0,25 oznacza dzień całkowicie pochmurny (Theocharides i in., 2024).

Urządzenie PVPM2540 wykorzystano także do badania modułów PV różnych technologii (Mittal i in., 2018). Podobnie jak w poprzednim przypadku, natężenie promieniowania rejestrowano za pomocą ogniwa referencyjnego, natomiast temperaturę mierzono za pomocą czujnika Pt100. Badane moduły to m.in. technologie cienkowarstwowe (CIGS, ang. *cooper indium gallium diselenide*, CdTe, ang. *cadmium telluride*) oraz technologie krzemowe (krzem

multikrystaliczny i amorficzny). Autorzy porównali metody sztucznej inteligencji z modelem diodowym pod kątem prognozy wydajności modułów PV.

Innym urządzeniem stosowanym do rejestracji charakterystyk prądowo-napięciowych jest IV500. Przykładowo zastosowano je do pomiaru krzywych IV modułów w technologii krzemu multikrystalicznego (Kumar i Kumar, 2017). Podobnie jak w poprzednich przypadkach, do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego wykorzystano ogniwo referencyjne. Do pomiaru temperatury modułów zastosowano sensor Pt300N. W wyniku otrzymano 128 punktów eksperymentalnych dla każdej krzywej. Wyniki wykorzystano do analizy dokładności jedno i dwudiodowego modelu modułu PV.

W literaturze odnotowuje się również podejścia bazujące wyłącznie na analizie mocy maksymalnej modułów PV. Przeanalizowano wpływ temperatury na moc generowaną przez moduł PV (Rahman i in., 2015). Dodatkowo przedstawiono korelację temperatury modułu PV i natężenia promieniowania słonecznego padającego na jego powierzchnię, która w tym przypadku mierzona była za pomocą pyranometru. Temperatura natomiast mierzona była za pomocą termopar typu K. Moc w punkcie mocy maksymalnej (MPP, ang. *maximum power point*) rejestrowano również w innej pracy (Massi Pavan i in., 2014) w celu oceny dokładności modelu analitycznego w zmiennych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury. Do badań wykorzystano moduły różnych technologii uwzględniając technologie cienkowarstwowe CIGS i CdTe. W kolejnej pracy (Fébba i in., 2018) przedstawiono analizę wpływu temperatury modułu PV na jego parametry modułu. Do badań użyto modułów w technologii krzemu polikrystalicznego. Badania przeprowadzono dla wartości temperatury w zakresie od 25°C do 55°C i natężenia promieniowania słonecznego wynoszącego 1000 W·m⁻². Do pomiaru natężenia wykorzystano pyranometr CM4 (Kipp & Zonen). Moduły PV zostały zamontowane na aluminiowej płycie o kontrolowanej temperaturze. Do kontroli jednorodnego rozkładu temperatury użyto kamery termowizyjnej. Pomiar charakterystyk przeprowadzono wykorzystując urządzenie Keithley 2635A Source Measuring Unit (SMU), wykonujące pomiary natężenia prądu i napięcia z 5-cyfrową rozdzielczością. Szczegółową analizę wpływu temperatury modułu na jego parametry przedstawił również we wspomnianej już pracy Kaplanis i inni (2022). Podobnie jak poprzednio, do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego

użyto wysokiej klasy pyranometru (CM11) oraz prowadzono rejestrację temperatury modułu PV.

2.2. Modelowanie parametrów pracy modułów PV

Metody modelowania komputerowego pozwalają opisać kształt charakterystyki prądowo-napięciowej modułu fotowoltaicznego i tym samym określić jego parametry pracy. Do pierwszej grupy metod należy zaliczyć metody analityczne, w których poszczególne parametry modelu dane są wzorami. Druga grupa wymaga zastosowania technik rozwiązania odpowiedniego układu równań w celu obliczenia parametrów modelu (Boutana i in., 2017; Et-torabi i in., 2017; Lo Brano i Ciulla, 2013; Toledo i Blanes, 2014). Najczęściej do opisu krzywej I-V stosuje się elektryczny schemat diodowy, o różnej liczbie diod (model jednodiodowy, dwudiodowy itd.). Liczba diod w modelu jest związana z jego dokładnością (Abbassi i in., 2022; Chin i in., 2016; Humada i in., 2016; Lim i in., 2015; Ortiz-Conde i García-Sánchez, 2018; Yildiran i Tacer, 2016). Zarówno w jednej, jak i drugiej grupie metod chodzi o wyznaczenie parametrów pracy w warunkach referencyjnych. Opracowanie odpowiedniego dla danej technologii modułów PV modelu komputerowego ściśle wiąże się ze znalezieniem kompromisu pomiędzy nakładem zasobów systemowych i czasem obliczeń, a dokładnością zaimplementowanych rozwiązań (Abbassi i in., 2018; Bhuvaneswari i Annamalai, 2011; Khezzar i in., 2014; Wang i in., 2016). Najprostszymi rozwiązaniami, które mogą być stosowane w przypadku modułów fotowoltaicznych wykonanych w technologii krzemu krystalicznego, są modele oparte na schemacie jednodiodowym (Ciulla i in., 2014; de Blas i in., 2002; Lineykin i in., 2014), a także modele analityczne (Zhang i in., 2017).

Pomimo istnienia bardziej złożonych modeli, umożliwiających odwzorowanie charakterystyki prądowo-napięciowej modułu PV, jednodiodowy model doskonale sprawdza się w analizach. Porównując modelowane krzywe I-V z krzywymi doświadczalnymi w tych samych warunkach, czteroparametrowy model jednodiodowy wykazał dużą dokładność w przypadku modułów w technologii hybrydowej (HIT). Różnica między wartością napięcia obwodu otwartego otrzymaną z modelu a wartością eksperymentalną nie przekroczyła 0,3%.

W przypadku natężenia prądu zwarcia – 1,4%, natomiast mocy – 2,8%. Pomiary wykonano w szerokim zakresie natężenia promieniowania słonecznego ($400 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ – $1100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$) (Gulkowski i in., 2019a).

Długoterminowe badania przeprowadzone na modułach wykonanych w technologii krzemu polikrystalicznego potwierdziły wysoką zgodność pięcioparametrowego modelu jednodiodowego w zakresie prognozowania punktu mocy maksymalnej w zmiennych warunkach zewnętrznych (Gulkowski, 2023).

Podejście polegające na zastosowaniu modelu jednodiodowego do odwzorowania charakterystyk prądowo-napięciowych otrzymanych doświadczalnie przedstawili autorzy kolejnej pracy (Kalliojärvi-Viljakainen i in., 2022). Obliczone wartości parametrów modułu PV wykazały wysoką dokładność, zwłaszcza przy wysokich poziomach natężenia promieniowania słonecznego.

W niedawnych badaniach (Ramesh i in., 2025) jednodiodowy model zastosowano do prognozowania uzysku energii w zmiennych warunkach pogodowych przez moduły cienkowarstwowe w technologii CIGS. Badania uwzględniają okresy o niskim natężeniu promieniowania słonecznego. Ich rezultaty porównano z wynikami pomiarów modułów wykonanych z krzemu monokrystalicznego, PERC (ang. *passivated emitter and rear cell*). Z porównania wynika, że technologia CIGS wykazuje niższą wydajność niż technologia krzemowa dla natężenia promieniowania słonecznego poniżej $700 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ oraz temperatury modułu PV nie przekraczającej 40°C . Jednakże dla wartości natężenia promieniowania powyżej $700 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i temperatury modułu PV około 27°C technologia CIGS osiąga porównywalną do c-Si wydajność, a powyżej tej temperatury wydajność technologii CIGS jest większa, co wynika z niższych współczynników temperaturowych w porównaniu do technologii krzemowych. Podobny efekt zaobserwowano w warunkach klimatycznych Polski porównując uzyski energii z instalacji w technologii CIGS i krzemu krystalicznego (Gulkowski i in., 2019b).

Na module krzemowym przeprowadzono badania doświadczalne połączone z modelowaniem komputerowym (Garcia-Marrero i in., 2025). Zbadano elastyczny moduł złożony z ogniw monokrystalicznych typu *back contact* (oba kontakty znajdują się w nich na tylnej stronie ogniwa). Wyniki badań pokazały, że zmodyfikowany do siedmiu parametrów model jednodiodowy charakteryzuje się większą niezawodnością w estymacji parametrów w porównaniu

do standardowego modelu pięcioparametrowego. Jednakże wyraźne różnice w wartościach poszczególnych parametrów pojawiają się dopiero w przypadku istotnych odchyłeń od typowych warunków pracy modułów spowodowanych np. częściowym zacienieniem, znacznym zabrudzeniem powierzchni modułu, nierównomiernym starzeniem się ogniw czy ich zbyt wysoką degradacją. W jednorodnych warunkach pracy nie zaobserwowano istotnych rozbieżności parametrów modelu.

Model jednodiodowy został również zastosowany w badaniach przeprowadzonych na module fotowoltaicznym dwustronnym (Sohani i in., 2025). Zastosowano połączenie dwóch modeli – elektrycznego oraz termicznego. W tym przypadku najdokładniejszą wartość mocy modułu PV otrzymano dla modelu termicznego opartego na parametrze NOCT oraz elektrycznym SAPM (ang. *sandia array performance model*). Wyniki uzyskane z wykorzystaniem modelu diodowego DeSoto (De Soto i in., 2006) wykazały porównywalną dokładność z modelem CEC (ang. California Energy Commission), a zarazem lepszą niż prosty model PVWatts.

Pięcioparametrowy model DeSoto (De Soto i in., 2006) został zastosowany w celu modelowania parametrów elektrycznych systemu fotowoltaicznego umieszczonego na wodzie, tzw. FPV – ang. *floating photovoltaics* (Rahaman i in., 2023). Równania modelu użyte zostały do prognozy produkcji energii przez ten system.

Zbadano również zastosowanie modelu jednodiodowego czteroparametrowego i pięcioparametrowego do prognozy mocy generowanej przez moduły fotowoltaiczne (Mayer i Gróf, 2021). Model diodowy stanowi w tym przypadku jeden z dziewięciu zastosowanych modeli w celu obliczenia energii padającej na moduły PV, temperatury modułów PV czy wpływu zacienienia na generowanie mocy. Modele te zastosowane zostały w różnych kombinacjach do prognozy produkcji energii przez system fotowoltaiczny na podstawie danych z numerycznych prognoz pogody. Analizę dokładności prognozowania przez zastosowane modele zweryfikowano na podstawie danych o produkcji energii przez 16 farm fotowoltaicznych zlokalizowanych na terenie Węgier. Dane eksperymentalne rejestrowano co 15 minut przez okres jednego roku. Autorzy zastosowali wskaźnik umożliwiający porównanie stopnia rozproszenia danych modelowych wokół wartości eksperymentalnej. Oba modele diodowe osiągnęły

wartość współczynnika wynoszącą ok. 90%. Dla porównania, najmniejsza wartość wskaźnika wyniosła 83,4%, a średnia dla wszystkich analizowanych modeli wyniosła 91,9%.

Wśród opracowań pojawił się także kompleksowy przegląd metod modelowania matematycznego wykorzystywanego do symulacji wydajności modułów PV (Fahim i in., 2022). Autorzy potwierdzają, że modele analityczne oraz modele jednodiodowe są w dalszym ciągu powszechnie stosowane ze względu na minimalne obciążenie obliczeniowe i prostą implementację, a także dużą dokładność w określonych przypadkach.

Powszechnie stosowane metody symulacji krzywych I-V oparte na modelu jednodiodowym zostały wybrane i przebadane (Bader i in., 2019). Badania przeprowadzono w warunkach wewnętrznych. Wykazano, że większość metod osiąga wysoką dokładność wyznaczania parametrów modelu (błąd nie przekroczył 3,3%) zarówno dla warunków natężenia promieniowania słonecznego wynoszących $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ jak i $200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

W literaturze znaleźć można również prace poświęcone ulepszeniom czy modyfikacjom modelu jednodiodowego. Wprowadzone modyfikacje podnoszą dokładność modelu, nie zwiększając przy tym stopnia jego skomplikowania oraz wymogów systemowych, co opisali np. Khezzer i inni (2014). Dokładność modelu potwierdzono na przykładzie modułu PV w technologii HIT (Gulkowski i in., 2019a). Analizę dokładności metody testowano na modułach różnych technologii, tj. krzemu multikrystalicznego, monokrystalicznego oraz technologii cienkowarstwowej (Tifidat i Maouhoub, 2023). Zastosowanie modyfikacji modeli diodowych opisano też w innych pracach (AbdElminaam i in., 2022). Oceniono, że zmodyfikowane modele fotowoltaiczne cechują się większą precyzją i stabilnością prognozowania parametrów pracy modułu PV niż klasyczne wersje tych samych modeli.

Na uwagę zasługują także metody analityczne, które relatywnie dobrze sprawdzają się w modelowaniu parametrów pracy modułów różnych technologii w zmiennych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury. Jednym z takich rozwiązań jest metoda oparta na funkcji Lamberta-W, zastosowana również w niniejszym opracowaniu. Dla wygody będzie ona nazywana w dalszej części pracy metodą (modelem) Lamberta. Jej implementacja została pokazana w pracach (Piliouguine i in., 2021; Yıldıran i Tacer, 2016).

Autorzy pracy, w której metoda ta była stosowana (Batzelis i Papathanassiou, 2016), wskazują na dużą dokładność obliczeniową przy jednoczesnej łatwości implementacji. Należy zwrócić uwagę na czas obliczeń, który w przypadku metod analitycznych jest znacznie, bo ponad 3000 razy krótszy niż w przypadku modeli numerycznych. Fakt ten ma ogromne znaczenie w analizie dużych zbiorów danych. Danymi wejściowymi są wyłącznie informacje dostępne w karcie katalogowej modułu PV. Wyniki prac potwierdzone zostały w badaniach doświadczalnych. Znormalizowany średni błąd kwadratowy obliczony z porównania doświadczalnych krzywych I-V z krzywymi modelowanymi mieści się w przedziale od 0,6% do 9,4% w zależności od technologii modułu PV i warunków pomiaru (natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu).

Metoda bazująca na algorytmie Newtona-Raphsona została zastosowana w celu obliczenia czterech parametrów modelu diodowego bazując wyłącznie na danych z karty katalogowej modułu PV (Młazi i in., 2024). Wyniki badań były porównane z pomiarami doświadczalnymi z uwzględnieniem modułów PV różnych technologii. Zaproponowana metoda wykazała dużą zgodność z wynikami doświadczalnymi.

Skuteczność i dokładność metod analitycznych, w tym stosowanej także w niniejszym opracowaniu metody Phanga (Chan i Phang, 1987), w odniesieniu do modelowania modułów PV w technologii monokrystalicznego krzemu, a także ogniw koncentrowanych CPV (ang. *concentrator photovoltaics*), technologii hybrydowych HIT, prezentowana była w publikacjach (Montes-Romero i in., 2018; Sevillano-Bendezú i in., 2024). Badania potwierdziły niską wartość średniego błędu kwadratowego (RMSE, ang. *root mean squared error*) we wszystkich analizowanych przypadkach modułów PV i wysoką zgodność z wynikami eksperymentalnych krzywych I-V. Największa zgodność wyników modelowania z pomiarami doświadczalnymi wystąpiła w dniach słonecznych, tj. w warunkach wysokiego natężenia promieniowania słonecznego (Sevillano-Bendezú i in., 2024).

2.3. Ocena wydajności systemów fotowoltaicznych

Analiza parametrów pracy instalacji fotowoltaicznej, bez względu na jej rozmiar, polega najczęściej na wyliczeniu uzysków energii produkowanej przez system PV w przeliczeniu na jego jednostkową moc. Wynik zazwyczaj podaje się w odniesieniu do dnia, miesiąca lub roku. Rejestrując natężenie promieniowania słonecznego za pomocą pyranometru lub ogniwa referencyjnego, bada się dodatkowo współczynnik wydajności (*PR*, ang. *performance ratio*), wskaźnik spadku wydajności (*PLR*, ang. *performance loss rate*) a także straty konwersji energii (ang. *capture losses*). Współczynnik *PLR* wskazuje na degradację modułów PV pracujących w systemach fotowoltaicznych (Häberlin, 2012; Pearsall, 2017). Definicje poszczególnych wielkości wykorzystywanych w analizie parametrów pracy systemów fotowoltaicznych przedstawiono w kolejnym rozdziale.

W ostatnich latach powstało wiele opracowań dotyczących analizy systemów fotowoltaicznych porównujących wydajność modułów różnych technologii, w tym technologii cienkowarstwowych drugiej generacji (Ali i Khan, 2023; Efaz i in., 2021; Fezzani i in., 2022; Karabulut i in., 2020; Lee i in., 2022; Najjar i in., 2019). Coraz większą uwagę środowiska naukowego zwracają instalacje oparte na technologii modułów dwustronnych (AL-Zoubi i in., 2024; Raina i in., 2022; Yakubu i in., 2023; Zdyb i Sobczyński, 2024). Systemy takie były również przedmiotem badań w południowo-wschodniej części Polski, gdzie wykazano większe uzyski energii w porównaniu do modułów jednostronnych (Gulkowski, 2022). Kompleksowe badania parametrów pracy modułów dwustronnych przeprowadzono również na Uniwersytecie w Jaén w Hiszpanii (Moreno-Buesa i in., 2024).

Autorzy prac (Abd Elsaydek i in., 2024; Cieślak, 2024; Krawczak, 2023; Shukla i in., 2024) posłużyli się specjalistycznymi narzędziami wspierającymi projektowanie i modelowanie pracy instalacji fotowoltaicznych, zarówno w celu prognozowania uzysków energii, jak i do oceny opłacalności inwestycji. Narzędzia takie okazują się pomocne w analizie parametrów pracy systemów PV.

W literaturze wiele uwagi poświęca się również zagadnieniu wpływu temperatury na wydajność modułów fotowoltaicznych oraz możliwości ich efektywnego chłodzenia w celu zwiększenia sprawności (de la Parra i in., 2017; Kumar i in., 2024; Muttillio i in., 2020; Todorović i in., 2023). Badacze prezentowali wyniki

długoterminowych badań (10 lat), wskazując m.in. na zależność sprawności systemu od prędkości wiatru, który chłodzi moduły PV i tym samym przyczynia się do wzrostu ilości produkowanej energii (Todorović i in., 2023). Kompleksową analizę warunków pogodowych, w tym prędkości wiatru, wilgotności czy opadów oraz ich wpływu na uzyski energii przez instalację fotowoltaiczną na przestrzeni trzech lat przedstawili również Gulkowski i Krawczak (2024a). Wykorzystywano też kamerę termowizyjną do analizy temperatury powierzchni modułów PV w celu wykrycia potencjalnych uszkodzeń (Muttillio i in., 2020). W istocie obraz termowizyjny umożliwia identyfikację tzw. hot spotów, czyli obszarów modułu PV o podwyższonej temperaturze. Jak pokazały badania (Gulkowski i in., 2018), nawet pojedyncza roślina powodująca częściowe zacienienie ogniw w module PV potrafi podnieść jego temperaturę i spowodować obniżenie wydajności, a w skrajnych przypadkach nawet uszkodzenie.

W celu porównania uzysku energii osiągniętego przez instalację PV zlokalizowaną w Polsce i instalacje działające w innych państwach europejskich, warto odnieść się do prac, w których przedstawiono wyniki dotyczące produkcji energii z 23944 instalacji PV działających w Niemczech w latach 2012–2018, oraz ponad 8500 systemów PV działających w latach 2015–2019 w takich państwach jak Belgia, Francja, Włochy czy Niderlandy (Schardt i te Heesen, 2021; te Heesen i in., 2019). Dane statystyczne dotyczące uzysków specyficznych energii (tj. energii w przeliczeniu na jednostkę mocy), jak i współczynnika wydajności tak dużej próby statystycznej są doskonałym wskaźnikiem określającym ilość energii możliwą do uzyskania z instalacji PV w danej lokalizacji. Dla przykładu, mediana uzysków specyficznych systemów PV zlokalizowanych w Niemczech wyniosła $980 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ z granicami przedziałów międzykwartylowych równych $898 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ i $1061 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Jednakże, średnia wartość różni się w zależności od roku, co związane jest bezpośrednio z ilością energii słonecznej docierającej do powierzchni modułów. Największą wartość średnią dla całego kraju (Niemcy) w analizowanym przedziale czasu zarejestrowano w 2018 ($1022 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$), najmniejszą zaś w 2013 ($901 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$). Mediana współczynnika wydajności wahała się w przedziale od 0,72 do 0,78. Odnosząc się do analiz dotyczących kilkunastu systemów PV zainstalowanych w województwie lubelskim na szerokości geograficznej wynoszącej $51,2^\circ\text{N}$ otrzymane wartości uzysków specyficznych są niemalże identyczne. Średni roczny uzysk

specyficzny z dziewięciu instalacji PV pracujących na przełomie 2020 i 2021 roku wynosi $990 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ (Gulkowski, 2022). Instalacja złożona z modułów nowszej technologii (krzem monokrystaliczny, PERC) osiągnęła w latach 2020 i 2022 roczne uzyski specyficzne mieszczące się w przedziale od $1013 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ do $1075 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ w zależności od roku (Gulkowski i Krawczak, 2024a).

Istotna jest także analiza współczynnika wydajności 246 instalacji PV zlokalizowanych na obszarze Niderlandów (Meng i in., 2022). Systemy PV pracowały w okresie od 2 do 5 lat między rokiem 2016 a 2020. Jak pokazały wyniki, większość z badanych instalacji osiągnęła współczynnik wydajności znajdujący się w przedziale od 0,7 do 0,8 (około 62%). Średnia wartość wynosi 0,71, co jest wynikiem bardzo zbliżonym do danych uzyskanych w innych krajach. Dla przykładu, w badaniach przeprowadzonych na instalacjach w Belgii, we Francji oraz we Włoszech uzyskano średnią wartość współczynnika na poziomie 0,73 (Schardt i te Heesen, 2021).

Analizę uzysków energii przez moduły różnych technologii przedstawiono w pracy, na potrzeby której zbadano zarówno moduły pierwszej generacji, tj. w technologii krzemu monokrystalicznego i polikrystalicznego, jak i technologie drugiej generacji – CIS, CIGS i CdTe (Moldovan i in., 2023). Badany system znajduje się w mieście Braszów w Rumunii, położonym na szerokości geograficznej $45,67^{\circ}\text{N}$. Przedstawione analizy pokazują zależność ilości produkowanej energii od sprawności poszczególnych technologii modułów PV. Największe roczne uzyski energii w przeliczeniu na kW mocy za instalowanej zaobserwowano dla technologii krzemowych, $1366 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ i $1399 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Moduły te charakteryzują się także największą sprawnością spośród badanych, wynoszącą ok. 17% i 18%. Moduły drugiej generacji, CIS i CIGS, o sprawnościach rzędu 13%, wyprodukowały odpowiednio $1232 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ i $1298 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Technologia CdTe o sprawności na poziomie 12% pozwoliła na uzyskanie $1058 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ energii. Jak zaznaczają autorzy pracy, w przypadku modułów CdTe, niska wydajność wynika ze zbyt wysokiej degradacji ogniw. Analogiczne obserwacje znaleźć można w innych źródłach. Odnotowana została na przykład degradacja modułów CdTe, która osiągnęła poziom $-5,5\%/r$ (Kichou i in., 2018). Analogiczne obniżenie sprawności systemu PV w technologii tellurku kadmu przedstawiono we wspomnianej już pracy (Zdyb i Gulkowski, 2020). Jak się okaże w dalszej

części niniejszego opracowania, podwyższony stopień degradacji wystąpił już w pierwszych latach działania instalacji.

Innym ciekawym z badawczego punktu widzenia aspektem analizowanych modułów jest umieszczenie ich na dwuosiowym układzie nadążnym w celu porównania produkcji energii. Dla każdej z technologii wartości te są znacznie wyższe niż w układzie stacjonarnym. Różnice wahają się w przedziale od 23%, w przypadku modułu CdTe do 34% w przypadku modułu CIGS (Moldovan i in., 2023).

Analizując zagadnienia związane z degradacją modułów PV, w pierwszej kolejności należy przywołać metodę wyznaczania współczynników degradacji, zwaną YoY (ang. *year on year*). W celu zobrazowania dokładności jej działania przygotowano sztucznie wygenerowany zestaw współczynników pseudowydajności dodając losowo „zakłócenia” w taki sposób, by dane jak najlepiej odzwierciedlały rzeczywiste współczynniki PR. Dodatkowo wymuszono stałą degradację na poziomie -1% rocznie w okresie 5 lat. Wyniki analiz potwierdziły, że metoda YoY nie wymaga rygorystycznej analizy danych i jest mniej wrażliwa na wartości odstające (Jordan D.C., Deceglie M.G., Kurtz S.R., 2016).

Z analizy 11000 wartości współczynników degradacji modułów PV różnych technologii (Jordan D.C., Kurtz S.R., VanSant K., Newmiller J., 2016) wynika, że mediana wartości *PLR* technologii opartych na krzemie mieści się w zakresie od $-0,5\%/r$ do $-0,6\%/r$, średnie wartości są nieco wyższe i znajdują się w przedziale od $-0,8\%/r$ do $-0,9\%/r$. Technologie cienkowarstwowe charakteryzują się większymi wartościami, tj. mediana i średnia wartość współczynnika degradacji wynoszą odpowiednio $-1,15\%/r$ i $-1,38\%/r$.

W literaturze znajdujemy też odmienne podejście do analizy współczynnika degradacji (Malvoni i in., 2020). Autorzy zastosowali m.in. metodę CSD (ang. *classical seasonal decomposition*) polegającą na znalezieniu trendu szeregu czasowego miesięcznego współczynnika wydajności. Współczynnik degradacji modułów z krzemu krystalicznego, obliczony ze współczynnika prostej dopasowanej do wyznaczonego uprzednio trendu wynosi $-1,57\%/r$. Dla porównania, jego wartość otrzymana innymi metodami mieści się w zakresie od $-1,65\%/r$ do $-2,13\%/r$.

Metodę tę zastosowano również do analizy degradacji modułów w technologii krzemu mono- i polikrystalicznego, a także krzemu amorficznego (Ameur i in., 2022). Otrzymane wartości wynoszą odpowiednio $-0,41\%/r$, $-0,28\%/r$ oraz $-0,75\%/r$.

3. Obiekty badawcze i metodyka badań

W niniejszym rozdziale przedstawiono obiekty badawcze oraz metodykę badań. Omówiono specyfikację trzech eksperymentalnych systemów fotowoltaicznych, z których dwa zlokalizowane są na terenie Polski (Lublin oraz Bordziłówka), a jeden na południu Hiszpanii (Jaén). Wybór ostatniej lokalizacji (Uniwersytet w Jaén) wynika m.in. z występowania długich okresów bezchmurnych, co umożliwiło wykonanie pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych w warunkach natężenia promieniowania zbliżonego do standardowych warunków testowych. Jest to szczególnie istotne w procesie charakteryzacji modułów fotowoltaicznych. Ponadto zastosowanie układu nadążnego, znacząco zwiększyło liczbę pomiarów krzywych I-V dla wartości natężenia zbliżonego do $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Należy podkreślić znaczną różnicę uwarunkowań klimatycznych wybranych lokalizacji. Średnie roczne napromieniowanie powierzchni płaskiej w Jaén w okresie 10 lat (2014–2023, wg danych PVGIS (Huld i in., 2017)) wynosi $1892 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$, podczas gdy w Lublinie wartość ta wynosi $1137 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$, a w lokalizacji farmy PV w Bordziłówce – $1123 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$. Średnia dobową temperatura powietrza w Jaén to $15,9^{\circ}\text{C}$, podczas gdy w Lublinie i Bordziłówce wartość ta wynosi ok. $10,2^{\circ}\text{C}$.

W odróżnieniu od systemu nadążnego zlokalizowanego w Hiszpanii, na Politechnice Lubelskiej przeprowadzono pomiary charakterystyk prądowo-napięciowych korzystając ze stacjonarnego systemu eksperymentalnego.

Podobnie jak w przypadku eksperymentów prowadzonych na Uniwersytecie w Jaén, poza pomiarami krzywych I–V, rejestrowano natężenie promieniowania słonecznego, temperaturę modułów PV i inne wielkości pogodowe takie jak prędkość wiatru, temperaturę zewnętrzną, wilgotność czy ciśnienie. Odminną metodykę badań przyjęto w przypadku trzeciej lokalizacji, tj. farmy PV w Bordziłówce. Parametry pracy takie jak moc, napięcie i natężenie prądu badanych modułów PV odczytane zostały z falowników. Podobnie jak w poprzednich systemach, jednocześnie z elektrycznymi parametrami pracy rejestrowane były warunki pogodowe.

Badania charakterystyki przeprowadzono dla różnych technologii modułów fotowoltaicznych skupiając się na technologii z krzemu krystalicznego jako najczęściej występującej na rynku fotowoltaicznym. Analizy dotyczą krzemowych modułów monokrystalicznych, w tym jednej z najnowszych technologii PERC, jak i multikrystalicznych oraz polikrystalicznych modułów o różnych mocach, a tym samym i różnych rozmiarach. Zaznaczyć należy, że w przypadku badań wydajności poszczególnych technologii modułów PV posłużono się wielkościami odnoszącymi się do jednostkowej mocy (1 kW) zamiast powierzchni modułów. W przypadku technologii cienkowarstwowych przedmiotem zainteresowania były moduły CIGS, CdTe a także moduły PV z krzemu amorficznego. Analizy dotyczyły również modułów PV w technologii heterozłączonej (HIT).

Specyfikę badanych modułów PV oraz urządzeń do rejestracji parametrów elektrycznych, jak i warunków pogodowych, przedstawiono w punkcie 3.1 niniejszego rozdziału. W punkcie 3.2 natomiast zebrane zostały równania, które wykorzystano w celu analizy parametrów pracy modułów fotowoltaicznych. Przedstawiono również modele matematyczne do prognozowania parametrów charakterystycznych oraz metryki dotyczące niepewności i błędów pomiarowych, za pomocą których oceniono dokładność zastosowanych metod badawczych i modeli komputerowych.

3.1. Obiekty badawcze

3.1.1. System eksperymentalny I-DEA Uniwersytetu w Jaén (Hiszpania)

Rycina 3.1 przedstawia system pomiarowy, umożliwiający analizę modułów fotowoltaicznych w warunkach zewnętrznych, zlokalizowany na Uniwersytecie w Jaén, w Hiszpanii (szerokość geograficzna: 37°78'N, długość geograficzna: 3°78'W). System badawczy został stworzony przez zespół I-DEA Solar Energy Research Group (Fuentes i in., 2014; García-Domingo i in., 2015, 2014; Nofuentes i in., 2006)².

Jednym z głównych elementów systemu badawczego jest dwuosiowy układ nadążny (ang. *solar tracker*) umieszczony na dachu budynku Uniwersytetu w Jaén charakteryzujący się możliwością obrotu zarówno w osi pionowej, jak i poziomej. Konstrukcja układu nadążnego umożliwia zamocowanie kilku modułów PV, co pozwala na ich jednoczesne badanie w identycznych warunkach atmosferycznych. Jego położenie jest kontrolowane przez komputer sterujący w taki sposób, by odchylenie kąta padania promieniowania słonecznego od normalnej do powierzchni modułów PV nie przekraczało 0,5%. Zastosowanie dwuosiowego mechanizmu nadążnego pozwala utrzymywać wysokie natężenie promieniowania słonecznego w trakcie charakteryzacji modułu PV, bliskie wartości $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ przez większą część dnia.

² Badania naukowe, wykonane na prezentowanym stanowisku, są wynikiem długoletniej współpracy z naukowcami z grupy I-DEA Uniwersytetu w Jaén rozpoczętej w roku 2011 w ramach projektu PV's in Bloom i kontynuowanej zarówno w ramach projektów naukowych, jak i dydaktycznych. Od 2019 roku autor uczestniczył w kilku krótkoterminowych stażach badawczych na Uniwersytecie w Jaén, które umożliwiły wykonanie pomiarów na potrzeby niniejszego opracowania. Pierwszy z nich, który odbył się w kwietniu 2019 został sfinansowany w ramach programu COST (ang. European Cooperation in Science and Technology). Kolejne miały miejsce we wrześniu 2022, lipcu 2024 i marcu 2025 i zostały sfinansowane ze środków przyznanych z funduszu dyscypliny. Należy również wspomnieć, że każdego roku, począwszy od 2015, z przerwą w 2023 i w okresie pandemii Covid-19, autor prowadził zajęcia w ramach programu Erasmus+ dla studentów i doktorantów Uniwersytetu w Jaén.



Ryc. 3.1. System pomiarowy grupy badawczej I-DEA Uniwersytetu w Jaén

Główną część systemu pomiarowego stanowią urządzenia do pomiaru charakterystyk prądowo-napięciowych modułów fotowoltaicznych metodą pojemnościową. Idea pomiaru została opisana po raz pierwszy w pracy z 1982 roku (Warner i Cox, 1982). Obwód pomiarowy w metodzie pojemnościowej zawiera, oprócz badanego modułu PV, kondensator, rezystor, zasilacz prądu stałego i serię włączników. Pomiar składa się z trzech etapów. W pierwszym kondensator jest ładowany wstępnie dzięki zasilaczowi (ang. *negative pre-charge*) w celu wyznaczenia wartości natężenia prądu zwarcia. W kolejnych dwóch etapach kondensator jest ładowany przez moduł PV i rozładowywany przez znajdujące się w obwodzie rezystory w celu rejestracji charakterystyki I-V badanego modułu.

Opis pomiaru można znaleźć w kilku publikacjach (Magnetti, 2020; Scaiola, 2019; Shlikhutka, 2020). W przedstawionym na rycinie 3.1 systemie, pomiar krzywych I-V odbywa się dzięki dwóm zsynchronizowanym ze sobą multimetrom AgilentTM 34411A, z których jeden mierzy napięcie, drugi natomiast natężenie prądu generowanego przez moduł PV. Wyniki pomiarów rejestrowane

są przez urządzenie do akwizycji danych (ang. *datalogger*) Agilent™ 34970. Oprócz rejestracji charakterystyk I-V, datalogger rejestruje także warunki pogodowe w trakcie pomiarów, tj. natężenie promieniowania słonecznego, temperaturę zewnętrzną, wilgotność, ciśnienie, prędkość i kierunek wiatru. Mierzona jest również temperatura badanych modułów. System pomiarowy sterowany jest za pomocą oprogramowania zaprojektowanego i wykonanego w środowisku LabView™. Oprogramowanie umożliwia synchroniczną rejestrację mierzonych parametrów. Układ pomiarowy systemu badawczego przedstawiony został we wspomnianej już pracy (Gulkowski i in., 2019a).

Celem pracy badawczej, prowadzonej z wykorzystaniem opisanego stanowiska, był pomiar charakterystyk prądowo-napięciowych modułów PV, a następnie, na podstawie krzywych I-V, analiza parametrów ich pracy w warunkach zewnętrznych. Główny nacisk położono nie na ocenę pracy konkretnego modułu, bo te szybko się zmieniają na dynamicznie rozwijającym się rynku, lecz na właściwości wynikające z jego technologii. Przeanalizowano moduły PV różnej mocy wykonane w różnych technologiach tj. technologii krzemowej krystalicznej, cienkowarstwowej oraz technologii heterozłączowej. Analizowane moduły PV różnią się parametrami pracy. Technologia hybrydowa oraz cienkowarstwowa charakteryzują się mniejszą podatnością na oddziaływanie temperatury niż technologia z krzemu krystalicznego. Lokalizacja systemu badawczego w strefie o blisko dwukrotnie większej liczbie godzin słonecznych w porównaniu do Polski oraz wyższych średnich temperaturach otoczenia, umożliwiła zebranie dostatecznej ilości danych dotyczących badanych technologii fotowoltaicznych do zweryfikowania parametrów pracy w naturalnych warunkach pogodowych. Z uwagi na fakt, że charakteryzacja modułów PV wymaga natężenia promieniowania słonecznego powyżej wartości $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, istotny był wybór lokalizacji, gdzie występuje stosunkowo duża liczba dni, w których natężenie promieniowania słonecznego padającego prostopadłe na powierzchnię modułów PV jest zbliżone do warunków STC ($1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$). Zastosowanie układu nadążnego dodatkowo zapewnia poziom $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ przez większość dnia pomiarowego.

Do grupy badanych modułów PV należą trzy monokrystaliczne krzemowe moduły pierwszej generacji o mocach 245 W, 100 W i 85 W oraz sprawnościach odpowiednio ok. 15%, 15,4% i 13,5%. W grupie tej zawarty został również

moduł złożony z ogniw z krzemu multikrystalicznego o mocy 87 W i sprawności ok. 16%. Szczegółowa specyfikacja badanych modułów PV przedstawiona została w tabeli 3.1.

Do badań wybrano również dwa wysokiej klasy heterozłączowe moduły HIT wykonane z krzemu krystalicznego i krzemu amorficznego (ang. *heterojunction with intrinsic thin layer*) o mocy 330 W i sprawności 19,7% oraz mocy 240 W i sprawności 17,3%. Z modułów II generacji – zbadano moduł cienkowarstwowy z tellurku kadmu o mocy 77,5 W i sprawności ok. 10,5%. Szczegółowe parametry wymienionych modułów przedstawiono w tabeli 3.2. Dane umieszczone w tabelach 3.1 oraz 3.2 pochodzą z kart charakterystyk dostarczonych przez producentów modułów PV. Podział technologii modułów PV na generacje można odnaleźć w literaturze (Dambhare i in., 2021).

Tabela 3.1. Parametry badanych modułów fotowoltaicznych I generacji

Typ modułu	PV #1 (sc-Si)	PV #2 (sc-Si)	PV #3 (sc-Si)	PV #4 (mc-Si)
Moc nominalna STC P_m (W)	100 (0%/+5%)	245 (+10%/–5%)	85	87
Napięcie obwodu otwartego V_{oc} (V)	21,6	37,5	22,1	21,7
Napięcie nominalne V_m (V)	18,7	30,5	18,0	17,4
Natężenie prądu zwarcia I_{sc} (A)	5,87	8,73	5,00	5,34
Natężenie nominalne I_m (A)	2,88	8,04	4,72	5,02
Sprawność w warunkach STC (%)	15,4	14,9	13,5	b.d.
Temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego β_{voc} (%/°C)	–0,35	–0,347	–0,36	–0,378
Temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia α_{isc} (%/°C)	0,05	0,053	0,065	0,04
Temperaturowy współczynnik mocy γ_{pm} (%/°C)	–0,49	–0,485	–0,50	–0,50
Nominalna temperatura pracy ogniwa (NOCT) (°C)	b.d.	47,5	47	47
Powierzchnia modułu PV A (m ²)	0,65	1,64	0,63	0,66
Masa modułu PV (kg)	7,8	16	7,7	8,3

Opracowanie własne na podstawie kart charakterystyki modułów PV

Tabela 3.2. Parametry badanego modułu cienkowarstwowego PV II generacji oraz heterozłączowych modułów HIT

Typ modułu	PV #5 (CdTe)	PV #6 (HIT)	PV #7 (HIT)
Moc nominalna STC P_m (W)	77,5 ($\pm 10\%$)	330 (+10%/0%)	240 (+10%/-5%)
Napięcie obwodu otwartego V_{oc} (V)	90,5	69,7	43,6
Napięcie nominalne V_m (V)	69,9	58,0	35,5
Natężenie prądu zwarcia I_{sc} (A)	1,22	6,07	7,37
Natężenie nominalne I_m (A)	1,11	5,70	6,77
Sprawność w warunkach STC (%)	b.d.	19,7	17,3
Temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego β_{voc} (%/°C)	-0,25 (temp > 25°C) -0,20 (-40°C do 25°C)	-0,235	-0,25
Temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia α_{isc} (%/°C)	0,04	0,055	0,03
Temperaturowy współczynnik mocy γ_{pm} (%/°C)	-0,25	-0,258	-0,30
Nominalna temperatura pracy ogniwa (NOCT) (°C)	45	44	b.d.
Powierzchnia modułu PV A (m ²)	0,72	1,67	0,78
Masa modułu PV (kg)	12	19	16,5

Opracowanie własne na podstawie kart charakterystyki modułów PV

Tabela 3.3. Specyfikacja pyranometru CMP 11 do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego w płaszczyźnie poziomej i w płaszczyźnie badanych modułów PV

Właściwość	Jednostka	Wartość
Zakres spektralny	(nm)	285–2800
Czułość pomiaru	($\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$)	7–14
Maksymalne natężenie promieniowania	(W/m^2)	4000
Napięcie wyjściowe (0–1500 W/m^2)	(mV)	0–20
Czas reakcji (63%)	(s)	< 1,7
Czas reakcji (95%)	(s)	< 5
Temperatura pracy	(°C)	od -40 do 80
Napięcie wyjściowe	(mV)	0–20
Niestabilność (rocznie)	(%)	< 0,5
Nieliniowość (100 do 1000 W/m^2)	(%)	< 0,2
Zależność od temperatury	(%)	< 1 (od -10°C do +40°C)

Właściwość	Jednostka	Wartość
Selektywność widmowa (350 nm–1500 nm)	(%)	< 3
Zależność od kąta (0 – 90° dla 1000 W/m ²)	(%)	< 0,2
Klasa wzorcowa ISO 9060		A

Opracowanie własne na podstawie karty charakterystyki urządzenia CMP11

Stanowisko badawcze wyposażone zostało w możliwość rejestracji warunków atmosferycznych w trakcie pomiaru charakterystyk prądowo-napięciowych. Pomiar natężenia promieniowania słonecznego odbywał się w dwóch płaszczyznach: w płaszczyźnie poziomej (GHI, ang. *global horizontal irradiance*) oraz w płaszczyźnie modułów PV (POA, ang. *plane of array*). Wykonywany był za pomocą dwóch pyranometrów CMP11 firmy Kipp&Zonen. Ich parametry przedstawione zostały szczegółowo w tabeli 3.3. Zestawienie sporządzone zostało na podstawie karty charakterystyki urządzenia. Jednakże z uwagi na fakt, że CMP11 nie jest dłużej produkowany, urządzeniem o zbliżonych parametrach jest CMP10, którego charakterystykę można znaleźć na stronie producenta, firmy Kipp&Zonen (Kipp&Zonen, 2025). Bardzo istotnym zagadnieniem jest pomiar temperatury modułów (Caamaño i in., 1999; Coskun i in., 2017; Trinuruk i in., 2009). W tym celu zastosowano czujnik powierzchniowy Pt100 ($\alpha = 0,00385$) o wymiarach 40 mm × 14 mm i grubości 7 mm. Zakres temperaturowy pracy czujnika wynosił od –50°C do 150°C. Niepewność pomiarowa wynosi 1%. Prędkość wiatru rejestrowana była za pomocą anemometru firmy Young TM 05305VM, którego najważniejsze parametry przedstawia tabela 3.4.

Tabela 3.4. Specyfikacja anemometru do pomiaru prędkości wiatru

Właściwość	Jednostka	Wartość
Zakres pomiaru prędkości wiatru	(m/s)	0–40
Zakres pomiaru kierunku wiatru	(°)	0–360
Niepewność pomiarowa prędkości	(m/s)	±0,2
Niepewność pomiarowa kierunku	(°)	±3
Zakres napięć wyjściowych	(V)	0-5
Wymiary (wysokość, długość, średnica wiatraka)	(mm)	380 × 650 × 200
Masa	(kg)	0,7

Źródło: Young, 2025

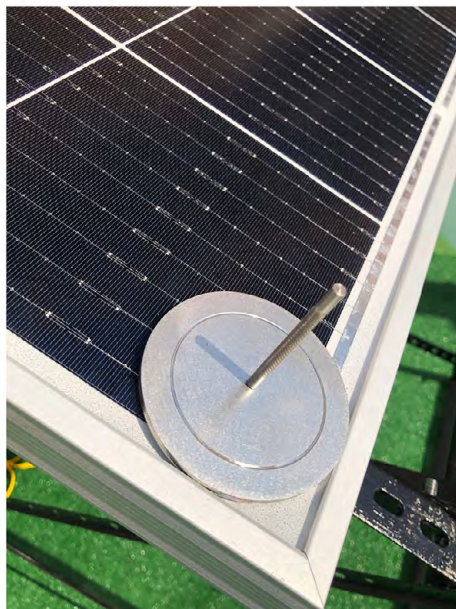
3.1.3. System eksperymentalny KIOŻE Politechniki Lubelskiej (Polska)

Rycina 3.2 przedstawia stanowisko pomiarowe zlokalizowane na terenie Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Lubelskiej (szerokość geograficzna: 51°23'N, długość geograficzna: 22°55'E). Stanowisko, w ramach projektu, sfinansowanego przez Ministerstwo Edukacji i Nauki w 2023 roku³, a także w ramach środków przyznanych na działalność statutową i naukową, zostało wyposażone w specjalistyczne urządzenia pomiarowe.

Układ pomiarowy umożliwia wykonanie pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych modułów PV zamocowanych w systemie stacjonarnym, tzn. z możliwością zmiany jedynie kąta nachylenia modułu PV względem płaszczyzny poziomej. Konstrukcję stołu wykonano w taki sposób, aby umożliwić swobodny dostęp do zamocowanego modułu PV oraz ustawienie kąta nachylenia modułu PV w zależności od wysokości katowej Słońca. Odpowiednie nachylenie badanego modułu PV umożliwia uzyskanie optymalnej wartości natężenia promieniowania słonecznego w trakcie pomiarów charakterystyk I-V, co weryfikowane jest za pomocą inklinometru przedstawionego na rycinie 3.2. Badania przeprowadzono dla modułu skierowanego na południe i nachylonego pod kątem 34° (tyle samo wynosi kąt, pod którym zainstalowane zostały moduły PV systemu eksperymentalnego omówionego w następnym punkcie). W płaszczyźnie modułu PV (POA) zamocowany został pyranometr CMP10 firmy Kipp&Zonen, zapewniający pomiar natężenia promieniowania słonecznego G ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$). Urządzenie charakteryzuje się niewielką wrażliwością na zmiany temperatury (<1%) oraz wysoką czułością pomiaru. Ze względu na szybki czas reakcji umożliwia rejestrację natężenia promieniowania z wysoką częstotliwością próbkowania. Współczynnik kalibracji w 2023 roku wynosił $8,49 \mu\text{V}/\text{kW}/\text{m}^2$, niepewność pomiaru natomiast jest równa 1,44%. Parametry CMP10 są praktycznie

³ Autor od wielu lat pełni funkcję opiekuna Studenckiego Koła Naukowego Energetyki Odnawialnej „Grupa Ogniwo” Politechniki Lubelskiej. Koło otrzymało w 2023 roku finansowanie na wykonanie stanowiska badawczego, gdzie wykonywane są pomiary parametrów pracy modułów fotowoltaicznych wraz z rejestracją warunków pogodowych występujących w trakcie pomiarów.

identyczne z parametrami charakteryzującymi CMP11 (w CMP10 zrezygnowano z osuszacza i zastosowano hermetyczne zamknięcie).



Ryc. 3.2. System pomiarowy znajdujący się na terenie Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Lubelskiej

Natężenie promieniowania słonecznego w płaszczyźnie poziomej (GHI) mierzone było za pomocą pyranometru SMP3 tej samej firmy. Czas reakcji jest nieznacznie większy od urządzenia CMP 10. Niepewność pomiaru nie

przekracza 4%. Szczegółową specyfikację zastosowanych pyranometrów przedstawiono w tabeli 3.5.

Tabela 3.5. Specyfikacja pyranometrów CMP 10 i SMP3 do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego w płaszczyźnie poziomej i płaszczyźnie modułu PV

Właściwość	Jedn.	CMP10	SMP3
Zakres spektralny	(nm)	285–2800	300-2800
Czułość pomiaru	($\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$)	7–14	b.d.
Maksymalne natężenie prom.	(W/m^2)	4000	b.d.
Czas reakcji (63%)	(s)	< 1,7	< 1,5
Czas reakcji (95%)	(s)	< 1,5	< 12
Temperatura pracy	(°C)	od –40 do 80	b.d.
Napięcie wyjściowe	(mV)	0–20	0–1000
Niestabilność (rocznie)	(%)	< 0,5	< 1
Nieliniowość (100 do 1000 W/m^2)	(%)	< 0,2	< 3
Zależność od temperatury	(%)	< 1 (od –10°C do +40°C)	< 3 (od –20°C do +50°C) < 4 (od –40°C do +70°C)
Selektywność widmowa (350 nm – 1500 nm)	(%)	< 3	< 3
Zależność od kąta		< 0,2 % (0–90° dla 1000 W/m^2)	$\pm 20 \text{ W}/\text{m}^2$ (0–80° dla 1000 W/m^2)
Klasa wzorcowa ISO 9060		A	C

Źródło: Kipp&Zonen, 2025

Dodatkowo w płaszczyźnie modułów zamocowano dwa ogniwa referencyjne rejestrujące natężenie promieniowania słonecznego podczas pomiaru charakterystyk I-V badanych modułów. Porównanie odczytów wskazań pyranometru i zastosowanych ogniw referencyjnych jest istotne pod kątem dokładności pomiaru natężenia promieniowania słonecznego z punktu widzenia trzeciej, opisaney w niniejszym opracowaniu lokalizacji, w której zastosowano jedynie skalibrowane ogniwo referencyjne. Właściwości zastosowanych ogniw referencyjnych przedstawione zostały w tabeli 3.6.

Ogniwa referencyjne zsynchronizowane są z urządzeniami do pomiaru krzywych I-V. Pierwsze ogniwo rejestruje wartość natężenia promieniowania słonecznego poprzez pomiar wartości napięcia w zakresie od 1,0 mV do 100,0 mV z rozdzielczością 0,1 mV i dokładnością do $\pm (1\% + 0,5 \text{ mV})$. Dokładność podana została przy spełnieniu następujących warunków: współczynnik $AM = 1,5$, zakres temperatury od -20°C do $+50^{\circ}\text{C}$, zakres kąta padania promieniowania słonecznego 65° – 115° . Podane zostały również dwa współczynniki kalibracji (2023) dla ogniwa z krzemu monokrystalicznego ($24,09 \text{ mV/kW/m}^2$) i multikrystalicznego ($23,17 \text{ mV/kW/m}^2$).

Drugie ogniwo referencyjne bazuje na ogniwie monokrystalicznym. Niepewność pomiaru przy promieniowaniu słonecznym padającym prostopadle do powierzchni ogniwa (oraz współczynnika $AM = 1,5$) wynosi $\pm 2\%$ ($\pm 7 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$). Ogółem niepewność pomiaru nie przekracza $\pm 5\%$.

Tabela 3.6. Specyfikacja ogniw referencyjnych do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego w płaszczyźnie badanego modułu PV

Właściwość	Jednostka	23059797 (HT IV500W)	SOZ-03 (PVPM2540C)
Zakres napięć	(mV)	1,0–100,0	0–100,0
Rozdzielczość	(mV)	0,1	bd
Minimalne natężenie prom.	(W/m ²)	50	0
Maksymalne natężenie prom.	(W/m ²)	1400	1300
Współczynnik kalibracji	mV/kW/m ²	24,09 (mono-Si) 23,17 (multi-Si)	93,8 (mono-Si)
Temperatura pracy	(°C)	od -20 do 50	od 0 do 40
Zależność od temperatury	%/°C	0,05	0,06
Niepewność pomiaru		$\pm (1,0 \% + 0,5 \text{ mV})$	$\pm (2\% + 7 \text{ W/m}^2)$

Źródło: HT Instruments, 2025; PV-Engineering, 2025

Temperatura modułu oraz ogniwa referencyjnego mierzona jest za pomocą czujników Pt100 lub Pt1000, zintegrowanych z urządzeniami do pomiaru krzywych I-V. Czujniki te przytwierdzone zostały do tylnej strony modułu PV. Szczegółowe dane dotyczące zastosowanych czujników przedstawia tabela 3.7.

Tabela 3.7. Specyfikacja czujników do pomiaru temperatury modułu PV (HT Instruments, 2025; PV-Engineering, 2025)

Właściwość	Jednostka	Pt100-OFS/10	Pt1000 HT	RTF4-2/ NAH Pt100
Zakres pomiaru	(°C)	od -30 do 105	od -20 do 100	od -50 do 150
Rozdzielczość	(°C)	b.d.	0,1	b.d.
Niepewność pomiaru		$\pm (0,15^{\circ}\text{C} + 0,002 T^{\circ})$ $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	$\pm (1\% + 1^{\circ}\text{C})$	0,1–1,0°C

*T – wartość temperatury wskazywana przez czujnik (°C)

Źródło: HT Instruments, 2025; PV-Engineering, 2025

W celu rejestracji wyników pomiaru natężenia promieniowania i temperatury modułów PV zastosowano dwa rejestratory danych. Pierwszy, o nazwie Meteon2 firmy Kipp&Zonen jest urządzeniem współpracującym z pyranometrami CMP10 i SMP3. Alternatywnie, wyniki pomiaru natężenia promieniowania słonecznego, jak i temperatury modułu rejestrowane były przez rejestrator RIGOL M300 (RIGOL, 2025) wyposażony w moduł DMM oraz multiplekser MC3132. Urządzenie M300 oferuje wiele funkcji pomiarowych z wysoką rozdzielczością 6½ cyfry, z czego najistotniejsze to pomiar napięcia oraz rezystancji metodą czteroprzewodową. Urządzenie wybrano ze względu na niewielki zakres napięć wyjściowych pyranometru wynoszący od 0 do 21 mV w zakresie natężenia promieniowania słonecznego do 1500 W·m⁻². Dodatkowo, rejestrator wyposażono w układ wspierający pomiar temperatury.

Do rejestracji warunków atmosferycznych zastosowano stację pogodową Froggit WH1080SE zapewniającą pomiar temperatury zewnętrznej, prędkości i kierunku wiatru, ciśnienia, wilgotności oraz opadów deszczu. Stacja wyposażona jest w pamięć wewnętrzną pozwalającą na zapis danych pomiarowych.

Pomiar charakterystyki prądowo-napięciowej badanych modułów PV zgodnie ze standardem IEC 62446-1 wykonano za pomocą urządzenia marki HT IV500W posiadającego możliwość charakteryzacji modułu (lub łańcucha modułów) w zakresie napięć do 1500 V i natężeń do 15 A. Niepewność pomiaru mocy wynosi $\pm (1\% + 6 \text{ W})$. Dokładność pomiarowa została określona dla temperatury 23°C $\pm$ 5°C oraz wilgotności względnej < 80%. Urządzenie posiada możliwość zapisu danych pomiarowych w pamięci wewnętrznej.

Alternatywnym urządzeniem wykorzystanym do pomiaru charakterystyk prądowo-napięciowych modułów fotowoltaicznych był rejestrator PVPM2540 firmy PVE pracujący w zakresie napięć do 250 V oraz natężeń prądu do 40 A. Jego zaletą jest możliwość prowadzenia pomiarów krzywych I-V w trybie ciągłym. Urządzenie charakteryzuje się również krótkim czasem pomiaru pojedynczej krzywej I-V w porównaniu z analogicznymi miernikami dostępnymi na rynku (Zhu i Xiao, 2020). Szczegółową specyfikację zastosowanych urządzeń pomiarowych przedstawiono w tabeli 3.8.

Tabela 3.8. Specyfikacja urządzeń do pomiaru charakterystyki prądowo-napięciowej modułów fotowoltaicznych

Właściwość	Jednostka	HT IV500W	PVPM2540C
Zakres pomiaru napięcia	(V)	15,0–1499,9	do 250,0
Rozdzielczość pomiaru napięcia	(V)	w zakresie do 99,9 V: 0,1 w zakresie od 100 V: 0,3	0,01–0,25 w zależności od zakresu
Niepewność pomiaru napięcia	(%)	w zakresie do 99,9 V: $\pm (0,5\% + 0,2 \text{ V})$ w zakresie od 99,9 V: $\pm (0,5\% + 0,6 \text{ V})$	< 1%
Zakres pomiaru natężenia prądu	(A)	0,1–15,0	do 40,0
Rozdzielczość pomiaru natężenia prądu	(A)	0,01	0,005–0,01
Niepewność pomiaru natężenia	(%)	$\pm (1\% + 0,02 \text{ A})$	< 1%
Czas trwania pomiaru	(s)	5	0,02–2
Temperatura pracy	(°C)	0–40	0–50

Źródło: HT Instruments, 2025; PV-Engineering, 2025

Wszystkie instrumenty składające się na system pomiarowy mają możliwość eksportu danych w celu ich późniejszej analizy. Umożliwiają także dostosowanie wewnętrznego zegara do czasu systemowego komputera, do którego są podłączone, co pozwala na synchronizację danych pomiarowych. Zastosowano programową metodę zestawienia danych pochodzących z różnych urządzeń pomiarowych. Zaletą systemu jest możliwość jego instalacji w lokalizacji modułów PV w celu oceny ich parametrów pracy.

Możliwości pomiarowe oraz dokładność zastosowanego systemu badawczego są analogiczne do opisanego w poprzednim punkcie systemu pomiarowego. Podobnie jak w poprzednim układzie, zastosowano pyranometr do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego oraz czujniki do pomiaru temperatury modułu przymocowane do jego spodniej strony. Ponadto, do pomiaru krzywych I-V, wykorzystano urządzenie bazujące na metodzie pojemnościowej. Jediną różnicę stanowi sposób mocowania modułów PV na stałe, bez możliwości podążania za pozornym ruchem Słońca. Fakt ten zawęża okres badań dotyczących charakterystyki modułów PV do miesięcy wiosenno-letnich z uwagi na większą dostępność dni o natężeniu promieniowania słonecznego zbliżonym do $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. Badania naukowe, wykonane na prezentowanym stanowisku na potrzeby niniejszego opracowania zostały przeprowadzone w okresie od kwietnia do października 2024 roku.

W celu przeprowadzenia badań z wykorzystaniem urządzeń systemu pomiarowego wybrano trzy różne technologie modułów PV, w tym jedną z najnowszych technologii z krzemu monokrystalicznego PERC. Dwa pozostałe moduły PV to cienkowarstwowe technologie drugiej generacji (CIGS i CdTe). Wybór różnych technologii wykonania modułów PV pozwala na ocenę wpływu rodzaju materiału półprzewodnikowego na efektywność konwersji energii promieniowania słonecznego w naturalnych warunkach pracy. Zdecydowano się na wybór technologii krzemowej PERC, która obecnie dominuje na rynku fotowoltaicznym. Dwie odmienne technologie cienkowarstwowe, oparte na kompletnie różnym materiale absorbera, wybrano z uwagi na mniejszą wrażliwość na temperaturę i wyższą efektywność pracy przy niskim natężeniu promieniowania. Szczegółowa specyfikacja badanych modułów przedstawiona została w tabeli 3.9.

Tabela 3.9. Parametry badanych modułów fotowoltaicznych

Typ modułu	PV #8 (PERC)	PV #9 (CdTe)	PV #10 (CIGS)
Moc nominalna STC P_m (W)	330 (0 / + 4,99 W)	75 ($\pm 5\%$)	55,0
Napięcie obwodu otwartego V_{oc} (V)	41,0	62,0	21,0
Napięcie nominalne V_m (V)	33,6	46,3	17,0
Natężenie prądu zwarcia I_{sc} (A)	10,36	1,95	3,7
Natężenie nominalne I_m (A)	9,84	1,65	3,2
Sprawność w warunkach STC (%)	21,8	10,6	14
Temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego β_{voc} (%/°C)	-0,30	-0,24	-0,28
Temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia α_{Isc} (%/°C)	+0,027	+0,02	+0,008
Temperaturowy współczynnik mocy γ_{Pm} (%/°C)	-0,39	-0,25	-0,38
Nominalna temperatura pracy ogniwa (NOCT) (°C)	42 $\pm$ 2	b.d.	b.d.
Powierzchnia modułu PV A (m ²)	1,51	0,72	0,39

Opracowanie własne na podstawie kart charakterystyki modułów PV

3.1.3. System eksperymentalny farmy PV, Energia Dolina Zielawy (Polska)

Rycina 3.3 przedstawia instalację eksperymentalną będącą częścią farmy fotowoltaicznej o mocy 1,4 MW składającą się z czterech różnych technologii fotowoltaicznych dwóch generacji. W przeważającej części farmę stanowią moduły w technologii krzemu polikrystalicznego. Farma zlokalizowana jest w Polsce Wschodniej w miejscowości Bordziłówka, gmina Rossosz, w województwie lubelskim na obszarze 3,5 ha (szerokość geograficzna 51°51'N, długość geograficzna 23°10'E). Elektrownia powstała w wyniku realizacji projektu finansowanego ze środków Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego. Wykonawcą inwestycji jest spółka Energia Dolina Zielawy Sp. z o.o. Farma PV została uruchomiona pod koniec 2014 roku (Dragan i Lubańska, 2016; Dragan i Zdyb, 2017)⁴.

⁴ W ramach współpracy z przedstawicielami firmy Energia Dolina Zielawy autor prowadzi od 2015 roku analizę parametrów pracy farmy PV, czego rezultatem są zarówno wyniki badań, jak i publikacje, z których znaczna część została przytoczona w niniejszym opracowaniu.



Ryc. 3.3. Instalacja eksperymentalna farmy fotowoltaicznej zawierająca moduły PV pierwszej i drugiej generacji

W skład systemu eksperymentalnego pierwszej generacji o całkowitej mocy 21,25 kW wchodziły moduły z krzemu polikrystalicznego (pc-Si). Trzy kolejne systemy PV, należące do drugiej generacji, zawierają moduły cienkowarstwowe z krzemu amorficznego (a-Si), tellurku kadmu (CdTe) oraz di-selenku miedziowo-indowo-galowego (CIGS). Moc poszczególnych systemów wynosi odpowiednio 3,42 kW, 3,3 kW i 3,72 kW. Wybrane do badań moduły różnią się zarówno sprawnością, która mieści się w zakresie od 6% do 15,45%, jak i współczynnikami temperaturowymi. Zróżnicowanie badanych technologii pozwala na uzyskanie szerokiego spektrum danych porównawczych. Moduły różnią się również rozmiarami, jednakże do analizy uzysków specyficznych posłużono się jednostkową mocą, tj. 1 kWp instalacji i pod tym kątem dokonano analizy porównawczej. Szczegółowa specyfikacja badanych modułów PV przedstawiona została w tabeli 3.10. Specyfikację modułów dla technologii CdTe przedstawia natomiast tabela 3.9.

Moduły PV wchodzące w skład instalacji eksperymentalnej nachylone są pod kątem 34° do poziomu i skierowane na południe. Znajdują się na wysokości ok. 0,5 m nad ziemią, co pozwala na uniknięcie zacienienia dolnych rzędów przez niekontrolowany wzrost roślinności. Zrezygnowano z czyszczenia modułów. Jak wykazano bowiem, w miesiącach charakteryzujących się największą liczbą godzin słonecznych odnotowuje się również stosunkowo wysokie sumy opadów deszczu, które przyczyniają się do naturalnego czyszczenia powierzchni modułów PV, ograniczając wpływ zabrudzenia na wydajność instalacji fotowoltaicznej (Gulkowski i Krawczak, 2024a).

Umieszczenie modułów PV w tej samej lokalizacji zapewnia porównywalne warunki pomiarowe, co zwiększa dokładność przeprowadzonej analizy porównawczej parametrów pracy poszczególnych technologii. Ponadto, wszystkie badane systemy PV podłączone są do sieci elektroenergetycznej za pomocą falowników tego samego producenta. Wykorzystano falowniki marki Delta Solivia 20TLS o sprawności maksymalnej 98% i sprawności Euro-eta nie mniejszej niż 97,8% oraz falowniki Delta Solivia 3.3TR o maksymalnej sprawności 96,2% i sprawności Euroeta 94,8%. Co więcej, w przypadku systemów cienkowarstwowych – falowniki są jednakowe. Szczegółowa specyfikacja znajduje się w tabeli 3.11.

Tabela 3.10. Parametry badanych modułów fotowoltaicznych wchodzących w skład eksperymentalnej części farmy fotowoltaicznej

Typ modułu	PV #11 (pc-Si)	PV #12 (CIGS)	PV #13 (a-Si)
Moc nominalna STC P_m (W)	250 (0%/+2%)	155 (+10%/-5%)	95 ($\pm 5\%$)
Napięcie obwodu otwartego V_{oc} (V)	37,4	109	100
Napięcie nominalne V_m (V)	30,1	82,5	73
Natężenie prądu zwarcia I_{sc} (A)	8,83	2,2	1,62
Natężenie nominalne I_m (A)	8,31	1,88	1,3
Sprawność w warunkach STC (%)	15,4	12,6	6,0
Temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego β_{voc} (%/°C)	-0,3	-0,30	-0,34
Temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia α_{isc} (%/°C)	0,04	0,01	0,09
Temperaturowy współczynnik mocy γ_{pm} (%/°C)	-0,40	-0,31	-0,2
Nominalna temperatura pracy ogniwa (NOCT) (°C)	$45^\circ\text{C} \pm 2\%$	47°C	45°C

Typ modułu	PV #11 (pc-Si)	PV #12 (CIGS)	PV #13 (a-Si)
Powierzchnia modułu PV A (m ²)	1,63	1,23	1,57
Masa modułu PV (kg)	19	20	20,5

Opracowanie własne na podstawie kart charakterystyki modułów PV

Na terenie farmy fotowoltaicznej, w płaszczyźnie modułów, zainstalowane zostało ogniwo referencyjne do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego. Ogniwo wykonane jest z krzemu monokrystalicznego. Jego kalibracja zapewnia wiarygodny pomiar natężenia promieniowania słonecznego. Dodatkowo zastosowano czujnik do pomiaru temperatury modułów PV. Szczegółową specyfikację urządzenia przedstawia tabela 3.12.

Parametry pracy farmy PV, w tym także jej części eksperymentalnej, takie jak moc generowana, napięcie i natężenie prądu, wraz z danymi dotyczącymi natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu rejestrowane są synchronicznie przez system rejestracji danych co 5 min i przechowywane w pamięci komputera w celu późniejszej analizy. W odróżnieniu od systemów eksperymentalnych omówionych w poprzednich punktach, w tym przypadku zarówno moc jak i napięcie oraz natężenie prądu pozyskiwane są bezpośrednio z falownika, który pracuje w punkcie mocy maksymalnej dzięki układowi śledzenia MPPT (ang. *maximum power point tracking*). Do analizy uzysków specyficznych oraz strat energii wybrano pełny rok po uruchomieniu farmy, tj. 2015. Ocenę degradacji przeprowadzono na podstawie współczynników wydajności obliczonych w kolejnych 3 latach pracy instalacji.

Tabela 3.11.Specyfikacja falowników eksperymentalnego systemu PV

Parametry falownika	System pc-Si	Systemy cienkowarstwowe
Moc nominalna DC (kW)	21,4	3,6
Moc nominalna AC (kVA)	21	3,3
Maksymalne napięcie DC (V)	1000	600
Zakres napięć DC (V)	200-1000	125-600
Zakres pracy MPPT DC (V)	350-800	150-480
Zakres temperaturowy pracy (°C)	–20–+60	–25–+70
Maksymalna sprawność (%)	98	97

Opracowanie własne na podstawie kart charakterystyki falowników, (Delta, 2025)

Tabela 3.12.Specyfikacja ogniwa referencyjnego do pomiaru natężenia promieniowania słonecznego oraz czujnika temperatury

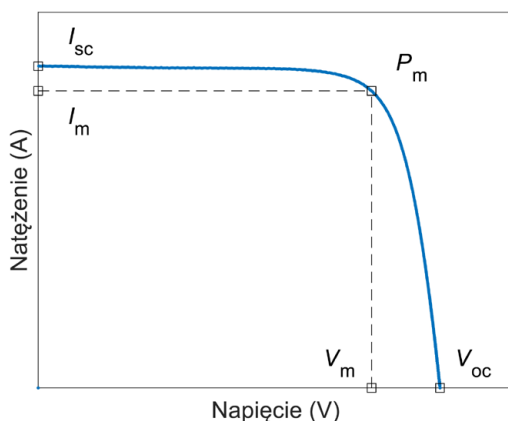
Czujnik natężenia promieniowania słonecznego Si-12-TC	Parametry
Wymiary ogniwa referencyjnego	50 mm x 33 mm
Temperaturowy zakres pracy	od –20°C do 70°C
Zakres pomiaru natężenia promieniowania słonecznego	0 W/m ² –1200 W/m ²
Zakres napięć wyjściowych	0 V–10 V
Natężenie prądu (zużycie)	0,3 mA
Niepewność pomiaru (% wyniku końcowego)	±5%
Czujnik temperatury	
Zakres pomiaru temperatury	od –20°C do 80°C
Sygnał wyjściowy	1,84 V + T (°C) 92 mV/°C
Dokładność pomiaru (w temp. 25 °C)	±1,5%
Maksymalne odchylenie	2°C

Źródło: meteocontrol, 2025

3.2. Model matematyczny oraz metodyka badań parametrów charakterystycznych modułów PV i wydajności systemów fotowoltaicznych

3.2.1. Parametry charakterystyczne modułu PV

Rycina 3.4 przedstawia przykładową charakterystykę prądowo-napięciową (I-V) modułu fotowoltaicznego PV. Najważniejsze parametry charakterystyczne krzywej I-V to: natężenie prądu zwarcia I_{sc} (A), napięcie obwodu otwartego V_{oc} (V) oraz punkt mocy maksymalnej P_m (W). Punktowi mocy maksymalnej odpowiadają napięcie i natężenie prądu oznaczone odpowiednio V_m (V) i I_m (A).



Ryc. 3.4. Charakterystyka prądowo-napięciowa (I-V) modułu fotowoltaicznego z zaznaczonymi parametrami charakterystycznymi krzywej

W celu porównania parametrów pracy modułów PV różnych producentów czy różnych technologii, charakterystykę I-V mierzy się w tzw. standardowych warunkach testowych (STC, ang. *standard test conditions*). Zgodnie z przyjętą w niniejszym opracowaniu konwencją, symbole odnoszące się do warunków testowych oznaczane są gwiazdką (*).

Standardowe warunki testowe, w których badane są moduły PV, to: natężenie promieniowania słonecznego G^* wynoszące $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, temperatura modułu $T_m^* = 25^\circ\text{C}$ i współczynnik $AM = 1.5$ (ang. *air mass*). Punkt mocy maksymalnej (P_m) wyraża się równaniem (3.1):

$$P_m = V_m \cdot I_m \quad (3.1)$$

gdzie:

- V_m – napięcie w punkcie mocy maksymalnej (V),
- I_m – natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej (A).

Parametrem pozwalającym określić jakość modułu fotowoltaicznego jest bezwymiarowy współczynnik wypełnienia FF (ang. *fill factor*), zdefiniowany wzorem (3.2).

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.2)$$

gdzie:

- V_{oc} – napięcie obwodu otwartego (V),
- I_{sc} – natężenie prądu zwarcia (A).

Im większa jest wartość współczynnika FF tym mniejsze jest nachylenie krzywej I-V w obszarze natężenia prądu zwarcia oraz tym większy jest kąt nachylenia w obszarze napięcia obwodu otwartego, co jest bezpośrednio związane z wielkością rezystancji równoległej (R_{sh}) i szeregowej (R_s) w module PV (Petrone i in., 2017) i tym samym z jego sprawnością. Można przyjąć, że moduły wysokiej jakości charakteryzują się współczynnikiem FF powyżej 0,75. Równania (3.3) i (3.4) pozwalają określić ich wartości na podstawie kształtu charakterystyki prądowo-napięciowej w pobliżu napięcia obwodu otwartego i natężenia punktu zwarcia.

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}} \cong -\frac{1}{R_{sh}} \quad (3.3)$$

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=V_{oc}} \cong -\frac{1}{R_s} \quad (3.4)$$

gdzie:

- R_{sh} – rezystancja równoległa (Ω),
- R_s – rezystancja szeregową (Ω),
- $\frac{dI}{dV}$ – pochodna natężenia prądu I względem napięcia V , obliczona w punkcie, w którym prąd ma wartość równą I_{sc} a napięcie wartość V_{oc} .

Napięcie obwodu otwartego (V_{oc}) i natężenie prądu zwarcia (I_{sc}) określa się metodą ekstrapolacji, polegającą na aproksymacji fragmentów charakterystyki I-V liniami prostymi oraz ich przedłużeniu do punktów przecięcia z odpowiednimi osiami układu współrzędnych (Smith i in., 2012). W celu wyznaczenia wartości prądu zwarcia metodą regresji liniowej wybierane są te punkty pomiarowe (I , V), które znajdują się w przedziale napięć od 0 do 20% V_{oc}^* . W przypadku napięcia obwodu otwartego wybierane są punkty (I , V) mieszczące się w zakresie między 0 i 20% I_{sc}^* . Zarówno V_{oc}^* , jak i I_{sc}^* odczytywane są z karty charakterystyki modułu.

Wartość punktu mocy maksymalnej (P_m) wyznaczana jest na podstawie krzywej P-V (krzywa mocy w funkcji napięcia). W tym celu do odpowiedniego fragmentu krzywej znajdującego się w otoczeniu maksymalnej mocy (P_z) wyznaczonej z punktów pomiarowych należy dopasować wielomian czwartego stopnia. Wyboru punktów P_i dokonuje się w oparciu o warunek $P_i \geq 0,85 P_z$. Punkt mocy maksymalnej P_m wyliczany jest na podstawie pierwszej pochodnej wielomianu zgodnie ze wzorem (3.5).

$$\left. \frac{d(PV)}{dV} \right|_{V=V_m} = 0 \quad (3.5)$$

Istotnym wskaźnikiem jest również sprawność η (%) modułu PV, którą można obliczyć wykorzystując wzór (3.6). Sprawność informuje, jaka część energii padającego promieniowania słonecznego zamieniana jest bezpośrednio w energię elektryczną.

$$\eta = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{G \cdot A} \quad (3.6)$$

gdzie:

- G – natężenie promieniowania słonecznego w płaszczyźnie modułu PV ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$),
- A – sumaryczna powierzchnia ogniw w module PV (m^2),
- FF – współczynnik wypełnienia.

Wartości charakterystycznych parametrów pracy modułu fotowoltaicznego są zależne od warunków atmosferycznych, głównie od natężenia promieniowania słonecznego, które ma również wpływ na temperaturę modułu PV. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że w wyniku naturalnych procesów degradacyjnych zachodzących w ogniwach słonecznych wartości referencyjne parametrów pracy modułu PV zmieniają się w czasie w sposób nieodwracalny. W efekcie, po pewnym okresie eksploatacji w warunkach zewnętrznych, moduł PV nie osiąga już pierwotnych wartości parametrów elektrycznych w warunkach STC. Dlatego metody będące przedmiotem niniejszego opracowania, umożliwiające wyznaczenie parametrów pracy modułu w rzeczywistych warunkach zewnętrznych oraz ich monitoring w czasie, umożliwiają weryfikację, czy procesy degradacyjne modułów nie zachodzą zbyt szybko.

Zależność natężenia prądu zwarcia, napięcia obwodu otwartego i punktu mocy maksymalnej od natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu wyrażają równania (3.7)–(3.9). Należy podkreślić, że równania te umożliwiają wyznaczenie wartości referencyjnych (STC) parametrów pracy modułu PV na podstawie parametrów wyznaczonych z krzywych I-V w dowolnych warunkach.

$$I_{sc} = I_{sc}^* \cdot \frac{G}{G^*} \left(1 + \alpha_{I_{sc}} (T_m - T_m^*) \right) \quad (3.7)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^* \left(1 + \beta_{V_{oc}} (T_m - T_m^*) \right) + \frac{nk_B T_m}{q} \ln \left(\frac{G}{G^*} \right) \quad (3.8)$$

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{G}{G^*} \left(1 + \gamma_{P_m} (T_m - T_m^*) \right) \quad (3.9)$$

gdzie:

- $\alpha_{I_{sc}}$ – temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia ($1/^{\circ}\text{C}$),
- $\beta_{V_{oc}}$ – temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego ($1/^{\circ}\text{C}$),
- γ_{P_m} – temperaturowy współczynnik mocy maksymalnej ($1/^{\circ}\text{C}$),
- I_{sc} – natężenie prądu zwarcia w warunkach G oraz T_m (A),
- I_{sc}^* – natężenie prądu zwarcia w warunkach STC (A),
- V_{oc} – napięcie obwodu otwartego w warunkach G oraz T_m (V),
- V_{oc}^* – napięcie obwodu otwartego w warunkach STC (V),
- P_m – moc maksymalna w warunkach G oraz T_m (W),
- P_m^* – moc maksymalna w warunkach STC (W),
- n – bezwymiarowy współczynnik jakości złącza p - n w ogniwie PV (współczynnik diody),
- k_B – stała Boltzmana ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K),
- q – ładunek elementarny ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C),
- G^* – wartość G w warunkach STC, tj. $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$,
- T_m^* – temperatura modułu PV w warunkach STC, tj. 25°C .

Równanie (3.9), wykorzystywane jest do prognozowania mocy generowanej przez system PV w funkcji natężenia promieniowania słonecznego i temperatury (Osterwald, 1986). Wykorzystując model Osterwalda można wyznaczyć wartość referencyjną punktu mocy maksymalnej w warunkach STC na podstawie pomiarów przeprowadzonych w warunkach zewnętrznych. W tym celu wartości mocy teoretycznie osiąmane w temperaturze referencyjnej ($T_m^* = 25^{\circ}\text{C}$) można obliczyć na podstawie równania (3.10).

$$P_{m_i, T_m^*} = \frac{P_{m_i}}{1 + \gamma_{P_m} \cdot (T_{m_i} - T_m^*)} \quad (3.10)$$

gdzie:

- P_{m_i, T_m^*} – wartość mocy po przeliczeniu do temperatury 25°C ,
- γ_{P_m} – temperaturowy współczynnik mocy ($1/^{\circ}\text{C}$),
- i – indeks wartości mocy P_{m_i} zmierzonej dla temperatury modułu T_{m_i} przy natężeniu promieniowania słonecznego G_i .

Wartość referencyjną (STC) mocy maksymalnej P_m^* wyznacza się metodą regresji liniowej ze współczynnika nachylenia prostej zgodnie z równaniem (3.11).

$$P_{m_i, T_m^*} = \frac{P_m^*}{G^*} \cdot G_i \quad (3.11)$$

W przedstawionej metodzie istotne jest, by prosta dopasowana do zależności funkcyjnej $P_{m_i, T_m^*} = f(G_i)$ przechodziła przez początek układu współrzędnych. Spełnienie tego warunku realizowane jest poprzez zastosowanie funkcji o nazwie *polyfitZero* znajdującej się w repozytorium środowiska MATLAB (Mikofski, 2025).

Innym sposobem wyznaczenia parametrów referencyjnych badanego modułu jest translacja zmierzonych krzywych I-V do warunków standardowych, a następnie wyznaczenie wartości referencyjnych (STC) parametrów pracy modułu PV na podstawie otrzymanej krzywej. Metoda ta sprawdziła się, w odniesieniu do badania parametrów pracy modułów w technologii cienko-warstwowej (CdTe i CIGS) (Gulkowski i Krawczak, 2024b).

W celu translacji krzywej I-V do standardowych warunków testowych zastosowano równania (3.12) i (3.13)

$$I_i^* = I_i + I_{sc} \cdot \left(\frac{G^*}{G} - 1 \right) + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_m^* - T_m) \quad (3.12)$$

$$V_i^* = V_i - R_s (I_i^* - I_i) - \kappa \cdot I_i^* (T_m^* - T_m) + \beta_{V_{oc}} (T_m^* - T_m) \quad (3.13)$$

gdzie:

- I_i^* – natężenie prądu po translacji do standardowych warunków testowych (STC) (A),
- V_i^* – napięcie po translacji do standardowych warunków testowych (STC) (V),
- I_i – natężenie prądu zmierzone w warunkach rzeczywistych (OPC) (A),
- V_i – napięcie zmierzone w warunkach rzeczywistych (OPC) (V),
- I_{sc} – natężenie prądu zwarcia krzywej I-V w warunkach OPC (A),
- G – natężenie promieniowania słonecznego podczas pomiaru krzywej I-V ($W \cdot m^{-2}$),
- $\alpha_{I_{sc}}$ – współczynnik temperaturowy prądu zwarcia w warunkach OPC ($A/^\circ C$),

- β_{voc} – współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego (V/°C) w STC,
- T_m – temperatura modułu PV (°C),
- R_s – rezystancja szeregową modułu PV w warunkach OPC (Ω),
- κ – współczynnik temperaturowy rezystancji szeregowej modułu PV ($\Omega/^\circ\text{C}$).

Występujący w równaniach (3.12) i (3.13) temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia oraz rezystancja szeregową są wielkościami zależnymi odpowiednio od natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu. Zależności te przedstawione zostały wzorami (3.14) i (3.15).

$$\alpha_{I_{sc}} = \alpha_{I_{sc},STC} \cdot \frac{G}{G^*} \quad (3.14)$$

$$R_s = R_{s,STC} + \kappa \cdot (T_m - T_m^*) \quad (3.15)$$

gdzie:

- $\alpha_{I_{sc},STC}$ – współczynnik temperaturowy prądu zwarcia w warunkach STC (A/°C),
- $R_{s,STC}$ – rezystancja szeregową modułu PV w warunkach STC (Ω).

Zgodnie z podejściem polegającym na wprowadzeniu empirycznego współczynnika α_1 , który odpowiada za efekty nieliniowej zależności I_{sc} od G w przypadku niższych wartości natężenia promieniowania słonecznego (Zhou i in., 2007), natężenie prądu zwarcia wyraża się wzorem (3.16).

$$I_{sc} = I_{sc}^* \cdot \left(\frac{G}{G^*} \right)^{\alpha_1} \quad (3.16)$$

gdzie:

- I_{sc}^* – natężenie prądu zwarcia w warunkach STC (A),
- G^* – wartość G w warunkach STC, tj. $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$,
- α_1 – współczynnik empiryczny wyznaczany wg wzoru (3.18).

Analogicznie można zdefiniować współczynnik α_2 w przypadku natężenia prądu w punkcie mocy maksymalnej (wzór 3.17).

$$I_m = I_m^* \cdot \left(\frac{G}{G^*} \right)^{\alpha_2} \quad (3.17)$$

gdzie:

- I_m^* – natężenie w punkcie mocy maksymalnej zmierzone w warunkach STC,
- α_2 – współczynnik empiryczny obliczany wg wzoru (3.19).

Współczynniki α_1 i α_2 wyznacza się doświadczalnie na podstawie dwóch krzywych zmierzonych w różnych warunkach natężenia promieniowania słonecznego (G^* i G) korzystając z równań (3.18) i (3.19).

$$\alpha_1 = \frac{\ln(I_{sc}^*/I_{sc})}{\ln(G^*/G)} \quad (3.18)$$

$$\alpha_2 = \frac{\ln(I_m^*/I_m)}{\ln(G^*/G)} \quad (3.19)$$

W publikacjach zaproponowano empiryczną metodę wyznaczania napięcia obwodu otwartego (van Dyk i in., 2002; Zhou i in., 2007). Zgodnie z nimi napięcie obwodu otwartego V_{oc} w danych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułów można obliczyć na podstawie równania (3.20).

$$V_{oc} = \frac{V_{oc}^*}{1 + \beta_1 \ln\left(\frac{G^*}{G}\right)} \cdot \left(\frac{T_m^*}{T_m} \right)^{\gamma_1} \quad (3.20)$$

gdzie:

- V_{oc}^* – napięcie obwodu otwartego w warunkach STC (V),
- T_m^* = 25°C,
- β_1 – współczynnik empiryczny obliczany wg wzoru (3.21),
- γ_1 – współczynnik empiryczny obliczany wg wzoru (3.22).

Występujące w równaniu (3.20) bezwymiarowe współczynniki (β_1 i γ_1) wyznaczane są doświadczalnie na podstawie pomiarów krzywych I-V w dwóch

różnych natężeniach promieniowania słonecznego (G^* , G) oraz dla dwóch różnych wartości temperatury modułu (T_m^* , T_m). Do wyliczenia wartości współczynników stosuje się zależności (3.21) i (3.22)

$$\beta_1 = \frac{V_{oc}^*/V_{oc} - 1}{\ln(G^*/G)} \quad (3.21)$$

$$\gamma_1 = \frac{\ln(V_{oc}^*/V_{oc})}{\ln(T_m/T_m^*)} \quad (3.22)$$

Analogiczna procedura stosowana jest w przypadku napięcia w punkcie mocy maksymalnej V_m (3.23), gdzie współczynniki (β_2 i γ_2) opisane są równaniami (3.24) i (3.25). Skuteczność metody potwierdzono na przykładzie modułu w technologii HIT (Gulkowski i in., 2019a).

$$V_m = \frac{V_m^*}{1 + \beta_2 \ln\left(\frac{G^*}{G}\right)} \cdot \left(\frac{T_m^*}{T_m}\right)^{\gamma_2} \quad (3.23)$$

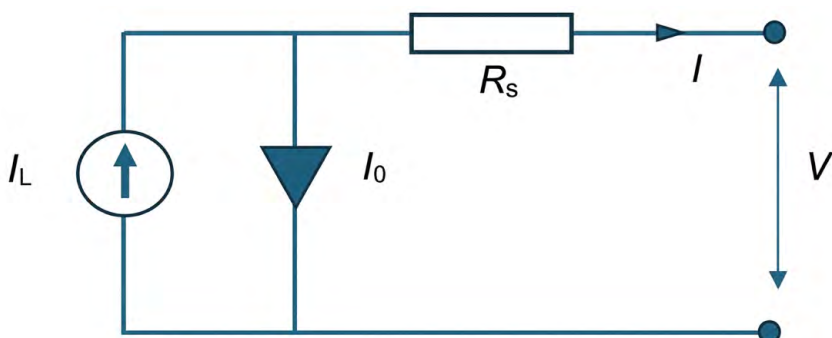
$$\beta_2 = \frac{V_m^*/V_m - 1}{\ln(G^*/G)} \quad (3.24)$$

$$\gamma_2 = \frac{\ln(V_m^*/V_m)}{\ln(T_m/T_m^*)} \quad (3.25)$$

Stosując przedstawione metody wyznaczania parametrów pracy badanego modułu PV w warunkach zewnętrznych bazuje się na dużych zbiorach danych będących wynikiem długoterminowych pomiarów charakterystyk I-V modułów PV. Konieczne w tym przypadku staje się zastosowanie zaawansowanych metod filtrowania danych. Dużą skuteczność wykazała, co potwierdzono w dalszej części niniejszego opracowania, metoda statystyczna konsensusu losowej próby RANSAC (ang. *random sample consensus*). Jest to iteracyjna metoda, która dopasowuje model do danych zawierających wartości odstające. Funkcja działa poprzez losowy wybór podzbioru punktów, dopasowanie modelu oraz ocenę zgodności w oparciu o założone kryteria odległości. W analizie zastosowano funkcję środowiska MATLAB (fitPolynomialRANSAC). Dokładny opis metody jest dostępny w dokumentacji środowiska MATLAB (The MathWorks Inc., 2023).

3.2.2. Czteroparametrowy model diodowy

Istotną grupę parametrów modułu PV stanowią parametry modelu diodowego, które odgrywają kluczową rolę w odwzorowaniu charakterystyki I-V modułu PV. W modelu czteroparametrowym ogniwa PV charakterystyka prądowo-napięciowa jest modelowana za pomocą równoważnego schematu elektrycznego składającego się ze źródła prądu połączonego szeregowo z rezystorem, reprezentującym opory występujące w module PV (Ryc. 3.5).



Ryc. 3.5. Elektryczny schemat zastępczy modułu fotowoltaicznego w modelu jednodiodowym czteroparametrowym

Zależność natężenia prądu płynącego w obwodzie I (A) w funkcji napięcia V (V) przedstawia równanie (3.26).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{nk_B T_m} \right) - 1 \right] \quad (3.26)$$

gdzie:

- I_L – natężenie fotoprądu (A),
- I_0 – natężenie prądu nasycenia diody (A),
- R_s – rezystancja szeregową (Ω),
- n – współczynnik diody,
- q – ładunek elementarny ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$),
- k_B – stała Boltzmanna ($1,381 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$),
- T_m – temperatura modułu PV (K).

Kształt krzywej można określić na podstawie równania (3.26) wyznaczając uprzednio poszczególne parametry modelu: I_L , I_0 , R_s i n . Parametry te można obliczyć na podstawie punktów charakterystycznych krzywej I-V w standardowych warunkach testowych, które podane są przez producenta w karcie charakterystyki modułu PV. Napięcie V oraz natężenie I w punktach charakterystycznych przyjmuje następujące wartości:

- w punkcie I_{sc} : $I = I_{sc}$, $V = 0$,
- w punkcie V_{oc} : $I = 0$, $V = V_{oc}$,
- w punkcie mocy maksymalnej: $I = I_m$, $V = V_m$.

Uwzględniając równanie (3.26) oraz powyższe zależności można zdefiniować układ równań (3.27)–(3.30), którego rozwiązanie prowadzi do obliczenia wartości parametrów modelu (Celik i Acikgoz, 2007; De Soto i in., 2006; Khezzer i in., 2014).

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{I_{sc} R_s}{n k_B T_m} \right) - 1 \right] \quad (3.27)$$

$$0 = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{n k_B T_m} \right) - 1 \right] \quad (3.28)$$

$$I_m = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{n k_B T_m} \right) - 1 \right] \quad (3.29)$$

$$\frac{dP}{dV_m} = 0 \quad (3.30)$$

Zgodnie z przedstawionym w literaturze podejściem (Khezzer i in., 2014; Sera i in., 2008) prąd nasycenia diody I_0 (A) może być wyznaczony na podstawie punktu charakterystyki I-V przedstawiającego napięcie obwodu otwartego (0 , V_{oc}), w którym natężenie prądu wynosi zero, zgodnie z równaniem (3.32) przy założeniu, że natężenie fotoprądu jest w przybliżeniu równe wartości natężenia prądu zwarcia, co przedstawia równanie (3.31).

$$I_L = I_{sc} \quad (3.31)$$

$$I_0 = I_{sc} \left[\exp \left(-q \frac{V_{oc}}{n k_B T_m} \right) \right] \quad (3.32)$$

Rezystancję szeregową R_s (Ω), można wyliczyć w oparciu o natężenie i napięcie w punkcie mocy maksymalnej (I_m , V_m), na podstawie równania (3.33).

$$R_s = \frac{\frac{nk_B T_m}{q} \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_m}{I_m} \quad (3.33)$$

Współczynnik diody n może być również wyznaczony w oparciu o wartości natężenia i napięcia w punkcie mocy maksymalnej (Khezzar i in., 2014), zgodnie z równaniem (3.34).

$$n = \frac{q \cdot (2V_m - V_{oc})}{k_B T_m \left[\frac{I_m}{I_{sc} - I_m} + \ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \right]} \quad (3.34)$$

3.2.3. Pięcioparametrowy model diodowy

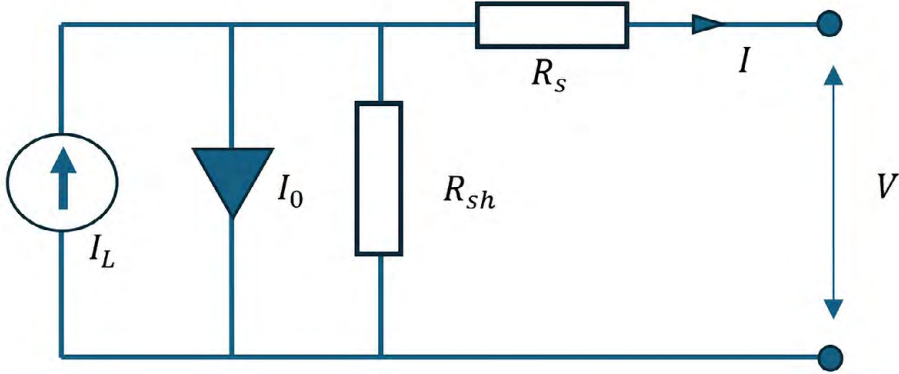
Równoważny schemat elektryczny ogniwa PV w jednodiodowym modelu pięcioparametrowym oprócz rezystora szeregowego zawiera jeszcze rezystor równoległy reprezentujący natężenie prądu upływu. Im większa wartość rezystancji równoległej, tym lepszej jakości moduł PV. Ryc. 3.6 przedstawia schemat elektryczny w modelu pięcioparametrowym.

Równanie natężenia prądu I (A) w obwodzie przedstawionym na rycinie 3.6 przyjmuje postać (3.35)

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{nk_B T_m} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.35)$$

gdzie:

R_{sh} – rezystancja równoległa (Ω).



Ryc. 3.6. Elektryczny schemat zastępczy modułu fotowoltaicznego w modelu jednodiodowym pięcioparametrowym

Analogicznie do modelu czteroparametrowego – na podstawie równania (3.35) oraz punktów charakterystycznych krzywej I-V otrzymuje się układ równań (3.36–3.40), którego rozwiązanie pozwala wyznaczyć pięć parametrów modelu, mianowicie I_L , I_0 , R_s , R_{sh} , n (De Soto i in., 2006).

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{I_{sc} R_s}{n k_B T_m} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \quad (3.36)$$

$$0 = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{oc}}{n k_B T_m} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.37)$$

$$I_m = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_m + I_m R_s}{n k_B T_m} \right) - 1 \right] - \frac{V_m + I_m R_s}{R_{sh}} \quad (3.38)$$

$$\frac{d(IV)}{dV_m} = 0 \quad (3.39)$$

$$\frac{dI}{dV_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (3.40)$$

Stosunkowo dokładnym rozwiązaniem układu równań (3.36–3.40) jest metoda analityczna (Chan i Phang, 1987). Jej niewątpliwą zaletą jest prosta implementacja. Nie występuje także konieczność stosowania metod rozwiązujących układ równań, co ma znaczenie przy dużych zbiorach charakterystyk ze względu na szybkość obliczeń. Zaproponowana metoda wymaga jedynie wyznaczenia podstawowych punktów charakterystyki, tj. natężenia prądu zwarcia, napięcia

obwodu otwartego oraz natężenia i napięcia w punkcie mocy maksymalnej. Rezystancję szeregową i równoległą modułu PV można wyznaczyć na podstawie kształtu charakterystyki I-V w obszarze punktów przecięcia z osią rzędnych i odciętych. Równania (3.41)–(3.44) pozwalają wyznaczyć parametry modelu diodowego metodą Phanga. Jej dokładność potwierdzono też w innych pracach (Montes-Romero i in., 2018; Sevillano-Bendezú i in., 2024).

$$I_L = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_0 \left(\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{n V_T} \right) - 1 \right) \quad (3.41)$$

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(- \frac{V_{oc}}{n V_T} \right) \quad (3.42)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{n V_T}{I_0} \exp \left(- \frac{V_{oc}}{n V_T} \right) \quad (3.43)$$

$$n = \frac{V_m + R_{s0} I_m - V_{oc}}{V_T \left[\ln \left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right]} \quad (3.44)$$

gdzie:

- R_{s0} – rezystancja szeregową wyznaczana na podstawie równania (3.4),
- R_{sh} – rezystancja równoległą wyznaczana na podstawie równania (3.3),
- $V_T = k_B T_m / q$.

Równanie (3.35) może być również rozwiązane z wykorzystaniem funkcji specjalnej Lamberta-W, w której równanie postaci $y = x e^x$ ma rozwiązanie zawierające wyrażenie $x = W(y)$. $W(y)$ oznacza funkcję Lamberta-W. Zaletą metody jest to, że do znalezienia parametrów modelu nie jest wymagana procedura iteracyjna, a jedynie obliczenie głównej gałęzi funkcji Lamberta, zgodnie z równaniem (3.52). Podobnie jak wcześniej, równania w metodzie Lamberta bazują na parametrach charakterystycznych modułu fotowoltaicznego, które mogą być zmierzone doświadczalnie lub pozyskane z karty charakterystyki dostarczonej przez producenta. Zastosowanie równań (3.45)–(3.54) prowadzi do obliczenia parametrów modelu diodowego (Accarino i in., 2013; Petrone i in., 2017; Piliouguine i in., 2021).

$$I_L = I_{sc} \quad (3.45)$$

$$E_g(T_m) = E_{g0} - \frac{a_{Si} \cdot T_m^2}{T_m + b_{Si}} \quad (3.46)$$

$$I_0 = I_{sc} \cdot \exp \left\{ \left(\frac{V_{oc}}{V_{oc} - \beta_{V_{oc}} \cdot T_m} \right) \cdot \left(\frac{a_{Isc} \cdot T_m}{I_{sc}} - 3 - \frac{E_g(T_m)}{V_T} \right) \right\} \quad (3.47)$$

$$A = \frac{V_{oc}}{\ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right)} \quad (3.48)$$

$$B = \frac{V_m \cdot (V_m - 2 \cdot A)}{A^2} \quad (3.49)$$

$$n = \frac{A}{N_s \cdot V_T} \quad (3.50)$$

$$C = \frac{V_m \cdot (2 \cdot I_m - I_L)}{A \cdot I_0} \quad (3.51)$$

$$x = W_0 \{C \cdot \exp(B)\} - B \quad (3.52)$$

$$R_s = \frac{x \cdot A - V_m}{I_m} \quad (3.53)$$

$$R_{sh} = \frac{x \cdot A}{I_L - I_m - I_0 \cdot (\exp(x) - 1)} \quad (3.54)$$

gdzie:

- a_{Isc} – temperaturowy współczynnik natężenia prądu (A/K),
- β_{voc} – temperaturowy współczynnik napięcia (V/K),
- $W_0\{\cdot\}$ – główna gałąź funkcji Lamberta-W,
- $E_g(T_m)$ – przerwa energetyczna półprzewodnika w temperaturze T_m (eV),
- E_{g0} – przerwa energetyczna półprzewodnika w temperaturze 0K (eV),
- a_{si}, b_{si} – stałe zależne od materiału półprzewodnikowego ogniwa.

W przypadku modułów wykonanych z ogniw z krzemu monokrystalicznego poszczególne stałe przyjmują następujące wartości: $E_{g0} = 1,16$ eV, $a_{si} = 7 \times 10^{-4}$ eV, $b_{si} = 1100$ K (Piliouline i in., 2021). Obliczenia funkcji Lamberta dokonano z wykorzystaniem biblioteki PVLIB (Holmgren i in., 2018). Należy zauważyć, że podstawienie do wzorów (3.41)–(3.54) parametrów charakterystycznych zmierzonych w warunkach standardowych prowadzi do obliczenia referencyjnych parametrów modelu diodowego.

3.2.4. Parametry modelu diodowego w zmiennych warunkach G i T

Na podstawie parametrów referencyjnych jednodiodowego modelu (I_L^* , I_0^* , n^* , R_s^* , R_{sh}^*) możliwe jest określenie ich wartości w dowolnych warunkach natężenia promieniowania słonecznego G oraz temperatury modułu T_m . Kolejne równania przedstawiają zależności parametrów modelu w funkcji odpowiednich warunków operacyjnych.

Zależność natężenia fotoprądu od G i T_m opisuje równanie (3.55).

$$I_L = \frac{G}{G^*} \left[I_L^* + \alpha_{Isc} (T_m - T_m^*) \right] \quad (3.55)$$

gdzie:

- I_L – natężenie fotoprądu w danych warunkach G i T_m (A),
- I_L^* – natężenie fotoprądu w warunkach standardowych (A),
- α_{Isc} – temperaturowy współczynnik natężenia prądu zwarcia (A/°C).

Natężenie prądu nasycenia diody wyraża się równaniami (3.56)–(3.57) z uwzględnieniem wartości przerwy energetycznej półprzewodnika E_g (eV), z którego wykonane są ogniwa słoneczne.

$$I_0 = I_0^* \left(\frac{T_m}{T_m^*} \right)^3 \cdot \exp \left(\frac{E_{g,T_m^*}}{k_B T_m^*} - \frac{E_g}{k_B T_m} \right) \quad (3.56)$$

$$E_g = E_{g,T_m^*} \left[1 - 0.0002677 (T_m - T_m^*) \right] \quad (3.57)$$

W przypadku krzemu krystalicznego przerwa energetyczna w temperaturze referencyjnej (E_{g,T_m^*}) wynosi 1,121 eV. Bazując na pracy (De Soto i in., 2006) przyjmuje się, że temperaturowy współczynnik przerwy energetycznej dla tego materiału wynosi $-0,0002677$ 1/K. W przypadku tellurku kadmu współczynnik ten wynosi $-0,0003$ 1/K, natomiast dla GaAs i CIS odpowiednio $-0,000433$ 1/K i $-0,00011$ 1/K (Holmgren i in., 2018).

Zależność współczynnika diody n od temperatury, po uwzględnieniu stałych ze wzoru (3.58), przedstawia równanie (3.59).

$$a_n^* = \frac{N_s n^* k_B T_m}{q} \quad (3.58)$$

$$a_n = a_n^* \frac{T_m}{T_m^*} \quad (3.59)$$

Zależność rezystancji szeregowej od temperatury wyrażona została za pomocą wzoru (3.15). Występujący w równaniu (3.15) współczynnik κ otrzymuje się doświadczalnie, co wymaga wykonania pomiarów w zmiennej temperaturze. Z tego powodu zazwyczaj przyjmuje się wartość rezystancji szeregowej jako stałą.

Badania uwzględniły zależność rezystancji szeregowej zarówno od temperatury, jak i natężenia promieniowania słonecznego (Malgaroli i in., 2024). Zależność tę można zapisać wzorem (3.60).

$$R_s = R_s^* \frac{T_m}{T_m^*} \left(1 - \gamma_{exp} \cdot \ln \left(\frac{G}{G^*} \right) \right) \quad (3.60)$$

gdzie γ_{exp} jest współczynnikiem proporcjonalności wyznaczonym doświadczalnie.

Zależność rezystancji równoległej od natężenia promieniowania G przedstawia się równaniem (3.61).

$$R_{sh} = R_{sh}^* \frac{G^*}{G} \quad (3.61)$$

3.2.5. Parametry pracy systemu fotowoltaicznego

W celu analizy wydajności systemów fotowoltaicznych zgodnie ze standardem IEC 61724:2017-1 (IEC 61724, 2021) definiuje się następujące wielkości: uzysk referencyjny (Y_r , ang. *reference yield*, $\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$), uzysk generatora PV (Y_A , ang. *array yield*, $\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$), uzysk końcowy (Y_p , ang. *final yield*, $\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$), straty konwersji energii (L_c , ang. *capture losses*, $\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$), straty systemowe (L_s , ang. *system losses*, $\text{Wh} \cdot \text{W}^{-1}$), współczynnik wydajności (PR , ang. *performance ratio*).

Uzysk referencyjny należy interpretować jako liczbę godzin, w których natężenie promieniowania słonecznego jest równe wartości referencyjnej w warunkach standardowych (tj. $G^* = 1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$) w analizowanym okresie, np. w ciągu dnia, miesiąca lub roku (Ameur i in., 2022; Romero-Fiances i in., 2019). Wartość tę opisuje wzór (3.62)

$$Y_r = \frac{H}{G^*} \quad (3.62)$$

gdzie H ($\text{Wh} \cdot \text{m}^{-2}$) jest napromienianiem (ang. *irradiation*) w płaszczyźnie modułów w analizowanym okresie, które oblicza się za pomocą równania (3.63).

$$H = \sum_k^N G_k \cdot \tau \quad (3.63)$$

G_k ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$) we wzorze (3.63) oznacza k -tą wartość natężenia promieniowania słonecznego zarejestrowaną w płaszczyźnie modułu PV (POA, ang. *plane of array*), N jest liczbą zarejestrowanych wartości G_k w analizowanym okresie, τ (h) natomiast odstępem czasowym pomiędzy poszczególnymi pomiarami natężenia G_k . Przez analizowany okres należy rozumieć np. dzień, miesiąc lub rok.

Energię generowaną przez moduły PV E_A (Wh) można obliczyć jako pole powierzchni pod wykresem mocy P_A (W) po stronie prądu stałego (DC, ang. *direct current*) w funkcji czasu w analizowanym okresie (Adaramola, 2015). Odpowiednie wyrażenie zapisano równaniem (3.64)

$$E_A = \sum_k^N P_{A,k} \cdot \tau \quad (3.64)$$

gdzie $P_{A,k}$ (W) jest zarejestrowaną k -tą wartością mocy generowanej przez moduł PV. Dzieląc wartość energii E_A przez moc nominalną P_0 systemu PV otrzymuje się uzysk generatora Y_A (Wh·W⁻¹) w układzie prądu stałego, zgodnie ze wzorem (3.65)

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0} \quad (3.65)$$

Należy zwrócić uwagę, że jednostką uzysku Y_A danego wzorem (3.65) jest godzina (h). Wielkość tę interpretuje się jako liczbę godzin w analizowanym przedziale czasu (np. w ciągu dnia), w którym moduły PV pracują z mocą nominalną P_0 (W). Analogicznie oblicza się uzysk końcowy Y_f (Wh·W⁻¹) jako iloraz energii E_{out} (Wh) wyjściowej z falownika, tj. po stronie prądu przemiennego (AC, ang. *alternating current*) i mocy nominalnej P_0 systemu PV. Podobnie jak poprzednio, metryka ta wskazuje, ile godzin system PV pracuje z mocą nominalną (Adaramola i Vågnes, 2015; Ameer i in., 2022). Wartość uzysku końcowego oblicza się zgodnie z równaniem (3.66)

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0} \quad (3.66)$$

gdzie energię E_{out} (Wh) oblicza się ze wzoru (3.67):

$$E_{out} = \sum_k^N P_{out,k} \cdot \tau \quad (3.67)$$

$P_{out,k}$ (W) jest zarejestrowaną, k -tą wartością mocy na wyjściu falownika.

Różnica pomiędzy uzyskiem referencyjnym i uzyskiem po stronie stałoprądowej, zapisana wzorem (3.68), oznacza znormalizowane straty L_c (Wh·W⁻¹) wynikające najczęściej z pracy modułów w wyższej niż referencyjna temperaturze, częściowego ich zacienienia, zabrudzenia, a także degradacji (Ameer i in., 2022).

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (3.68)$$

gdzie:

- Y_r – uzysk referencyjny liczony na podstawie wzoru (3.62),
- Y_A – uzysk z systemu PV po stronie DC liczony na podstawie wzoru (3.65).

Straty wynikające z przesyłania energii oraz sprawności falownika definiuje się jako straty systemowe L_S ($Wh \cdot W^{-1}$). Wyraża się je równaniem (3.69).

$$L_S = Y_A - Y_f \quad (3.69)$$

gdzie:

- Y_f – uzysk końcowy liczony na podstawie wzoru (3.66).

Na podstawie uzysków referencyjnego i końcowego definiuje się bezwymiarowy współczynnik wydajności systemu fotowoltaicznego PR , który umożliwia ocenę pracy systemów fotowoltaicznych bez względu na wielkość mocy zainstalowanej, lokalizację czy technologię modułów PV (Malvoni i in., 2020). Współczynnik wydajności systemu PV można obliczyć posługując się wzorem (3.70).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{out}}{P_0}}{\frac{H}{G^*}} \quad (3.70)$$

Wstawiając (3.63) i (3.67) do wzoru (3.70) otrzymuje się końcową postać równania pozwalającego wyliczyć współczynnik PR na podstawie danych mocy wyjściowej oraz natężenia promieniowania słonecznego. Odpowiednią zależność przedstawiono wzorem (3.71).

$$PR = \frac{\sum_k^N \frac{P_{out,k}}{P_0}}{\sum_k^N \frac{G_k}{G^*}} \quad (3.71)$$

gdzie:

- $P_{out,k}$ – zarejestrowana k -ta wartość mocy na wyjściu falownika (W),
- P_0 – moc nominalna systemu PV (W),

- G_k – zarejestrowana k -ta wartość natężenia promieniowania słonecznego w płaszczyźnie modułu PV ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$),
- N – liczba zarejestrowanych wartości (pomiarów), tu: G_k i $P_{out,k}$.

W analogiczny sposób, posługując się równaniami (3.72)–(3.73), oblicza się współczynnik wydajności systemu PV po stronie stałoprądowej (PR_{DC}).

$$PR_{DC} = \frac{\frac{E_A}{P_0}}{\frac{H}{G^*}} \quad (3.72)$$

$$PR_{DC} = \frac{\sum_k^N \frac{P_{A,k}}{P_0}}{\sum_k^N \frac{G_k}{G^*}} \quad (3.73)$$

gdzie:

- $P_{A,k}$ – zarejestrowana k -ta wartość mocy generatora w obwodzie po stronie prądu stałego (W),
- G^* – wartość G w warunkach STC, tj. $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Należy zauważyć, że obliczenie współczynnika wydajności na podstawie wzorów (3.71) i (3.73) wymaga synchronicznych pomiarów – mocy wyjściowej modułu oraz natężenia promieniowania słonecznego.

W celu określenia współczynnika degradacji, a dokładniej współczynnika spadku wydajności (*PLR*, ang. *performance loss ratio*) modułów pracujących w systemach fotowoltaicznych stosuje się z reguły dwie metody analizy szeregów czasowych, tj. metodę rok-do-roku (YoY, ang. *year-on-year*), oraz metodę klasycznej dekompozycji sezonowej (CSD, ang. *classical seasonal decomposition*). Pierwsza z nich polega na określeniu stopnia zmian miesięcznej wartości współczynnika wydajności modułów PV po stronie stałoprądowej (PR_{DC}) w kolejnych latach (Jordan D.C., Deceglie M.G., Kurtz S.R., 2016). Obliczenia te są powtarzane dla wszystkich wartości wydajności w badanym okresie w celu uzyskania rozkładu wartości *PLR*. W efekcie mediana rozkładu traktowana jest jako wartość reprezentująca metrykę degradacji modułów PV w systemie fotowoltaicznym. Dodatkowo, wykorzystanie metody ponownego próbkowania (ang. *bootstrap*) w analizie umożliwia wyznaczenie 95% przedziału ufności (*CI*, ang. *95% confidence of interval*) (Jordan D.C., Deceglie M.G., Kurtz S.R., 2016; Jordan i in., 2018, Solís-Alemán i in., 2019).

W metodzie klasycznej dekompozycji sezonowej analizowany jest szereg czasowy Y_i współczynnika wydajności (PR_{DC}) w celu znalezienia trendu Tr_{mi} danego równaniem (3.74):

$$Tr_{mi} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k} \sum_{i=mi-k/2}^{mi+k/2-1} Y_i + \frac{1}{k} \sum_{i=mi-k/2+1}^{mi+k/2} Y_i \right), \quad mi > k/2 \quad (3.74)$$

gdzie:

k = 12,

mi – indeks miesiąca liczony od 7, dla którego wyliczana jest wartość trendu,

Y_i – tu: wartość współczynnika wydajności (PR lub PR_{DC}) w i -tym miesiącu.

Parametry linii prostej (a oraz b) dopasowanej do trendu Tr_{mi} z równania (3.75) umożliwiają obliczenie współczynnika degradacji (PLR , w %) zgodnie ze wzorem (3.76).

$$Tr_{mi} = a \cdot mi + b \quad (3.75)$$

$$PLR = \frac{12a}{b} \cdot 100 \quad (3.76)$$

Jak pokazano w części badawczej niniejszego opracowania, metoda analizy trendu z wykorzystaniem techniki analizy widma szczególnego SSA (ang. *singular spectrum analysis*) okazuje się równie użyteczna w zastosowaniach związanych z analizą wydajności systemów PV, co dwie dotychczas omówione. Metoda zakłada dekompozycję danych na długoterminowy trend (sezonowy lub oscylacyjny) oraz szum. W celu analizy trendu współczynnika wydajności wykorzystano pakiet funkcji do dekompozycji szeregu czasowego (*trenddecomp*) środowiska MATLAB (The MathWorks Inc., 2023). Zaletą metody SSA w porównaniu do CSD jest możliwość wykorzystania wszystkich wartości współczynników wydajności, tj. od pierwszego do ostatniego miesiąca badanego okresu. Dla porównania, w metodzie CSD, w pierwszych i ostatnich sześciu miesiącach nie wyznacza się wartości trendu, w związku z czym okresy te nie występują w danych linii trendu. Z tego względu, metoda CSD może wymagać dłuższych szeregów niż SSA w analizach krótkookresowych.

3.2.6. Niepewności pomiarowe w analizie parametrów pracy modułów i systemów PV

Wzory (3.77)–(3.81) przedstawiają wskaźniki zastosowane przy określaniu dokładności modeli oraz metod związanych z analizą parametrów pracy modułów PV (Drouiche i in., 2018; Polo i in., 2017; Senturk, 2020a; Torres-Ramírez i in., 2014). Zapis „model” w indeksie dolnym odnosi się do wielkości obliczonych metodą modelowania komputerowego, ogólnie oznaczonych symbolem X i reprezentujących np. moc lub energię produkowaną przez system PV. Natomiast zapis „pomiar” – do rzeczywistych wartości zmierzonych. Liczbę pomiarów przedstawiono symbolem N . Wzory (3.77)–(3.78) stosowane są jako wskaźniki dokładności modeli porównujące wartości otrzymane metodą modelowania oraz metodą doświadczalną. Znormalizowany pierwiastek średniego błędu kwadratowego $NRMSE$ (ang. *normalized root mean squared error*) oraz znormalizowany średni błąd systematyczny $NMBE$ (ang. *normalized mean bias error*) określają stopień zgodności wartości modelowanych (w szczególności parametrów pracy modułów PV, charakterystyk I-V) z wartościami doświadczalnymi. Im mniejszy $NRMSE$, tym lepsze dopasowanie modelu. $NMBE$ pokazuje, czy model ma tendencję do przeszacowywania (w przypadku dodatnich wartości NME) lub niedoszacowania (w przypadku ujemnych wartości NME).

$$NRMSE(\%) = 100 \frac{\sqrt{N \sum_{i=1}^N (X_{i,model} - X_{i,pomiar})^2}}{\sum_{i=1}^N X_{i,pomiar}} \quad (3.77)$$

$$NMBE(\%) = 100 \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{i,model} - X_{i,pomiar})}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_{i,pomiar}} \quad (3.78)$$

Do oceny stopnia, w jakim dane pomiarowe lub modelowe układają się wzdłuż linii prostej, wykorzystano współczynnik korelacji oraz jego kwadrat, czyli współczynnik determinacji R^2 , opisany wzorami (3.79)–(3.80).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (X_{i,pomiar} - X_{i,model})^2}{\sum_{i=1}^N (X_{i,pomiar} - \overline{X_{pomiar}})^2} \quad (3.79)$$

gdzie:

$$\overline{X_{pomiar}} = \frac{\sum_{i=1}^N X_{i,pomiar}}{N} \quad (3.80)$$

W przypadku analizy dokładności modeli pod kątem produkcji energii w określonym przedziale czasu (dzień, miesiąc, rok) zastosowano wzór (3.81).

$$ARE(\%) = \frac{|X_{model} - X_{pomiar}|}{X_{pomiar}} \cdot 100\% \quad (3.81)$$

Niepewność wyznaczenia współczynnika degradacji (u_{R_D}) bazuje na wyznaczeniu dokładności dopasowania prostej do trendu szeregu czasowego T_t i jest wyliczana ze wzoru (3.82).

$$u_{R_D} = \sqrt{\left(\left(\frac{12}{b} \right)^2 \cdot u_a^2 + \left(\frac{-12a}{b^2} \right)^2 \cdot u_b^2 \right)} \quad (3.82)$$

gdzie u_a^2 i u_b^2 oznaczają wariancję współczynników dopasowania (Adaramola i Vågnes, 2015; Lindig i in., 2018). Wartości u_a^2 i u_b^2 odczytuje się z macierzy kowariancji (CM), której postać przedstawia równanie (3.83).

$$CM = \begin{bmatrix} u_a^2 & u_b \cdot u_a \\ u_a \cdot u_b & u_b^2 \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

Macierz (3.83) obliczona została z wykorzystaniem pakietu Curve Fitting Toolbox środowiska MATLAB (The MathWorks Inc., 2023).

4. Wyniki badań i dyskusja

W rozdziale przedstawiono wyniki badań i analiz uzyskanych na podstawie pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych modułów fotowoltaicznych oraz danych pozyskanych z falowników w przypadku systemów podłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Wyniki badań wykonanych na Uniwersytecie w Jaén dotyczą analizy parametrów elektrycznych modułów PV wykonanych w technologii krzemu krystalicznego i tellurku kadmu. Pomiary przeprowadzono w warunkach zewnętrznych w systemie nadążnym. Do analizy wyników pomiarów zaproponowano dwie metody: metodę regresji liniowej i metodę translacji do warunków referencyjnych (standardowych warunków testowych). Metodą regresji wyznaczono także temperaturowe współczynniki mocy, napięcia obwodu otwartego i natężenia prądu zwarcia badanych modułów PV. Analizę parametrów temperaturowych wykonano dzięki specjalnie przeprowadzonemu eksperymentowi, w którym uzyskano znaczną różnicę temperatury modułu PV na początku i na końcu procesu pomiarowego przy relatywnie niezmiennym natężeniu promieniowania słonecznego. Zachowanie jednorodnych warunków napromieniowania możliwe było dzięki zastosowaniu układu nadążnego systemu badawczego Uniwersytetu w Jaén. Eksperymentalne wartości parametrów porównane zostały do wartości

z kart katalogowych modułów PV. Wyniki tej części badań przedstawiono w punkcie 4.1 rozdziału.

Kolejny punkt rozdziału (4.2) dotyczy badań parametrów charakterystycznych wybranych dwóch technologii modułów, tj. modułu krzemowego monokrystalicznego i modułu cienkowarstwowego na podstawie danych uzyskanych w perspektywie długoterminowej. Charakteryzację modułów PV wykonano na Uniwersytecie w Jaén. W tym przypadku zebrano i przeanalizowano większą liczbę krzywych I-V dla wartości natężenia promieniowania słonecznego niższej od wartości referencyjnej, jak i dla niższej wartości temperatury modułu PV. Nacisk w tym punkcie rozdziału położony został na zastosowanie zaawansowanych metod filtrowania danych, zarówno w celu usunięcia błędnych danych, które w pomiarach długoterminowych są trudne do uniknięcia, jak i w celu uzyskania wiarygodnych wyników. Szczegółowo przeanalizowano wpływ współczynnika odległościowego zastosowanego w metodzie konsensusu losowej próby (RANSAC) na dokładność wyznaczonych parametrów pracy modułów fotowoltaicznych.

Punkt 4.3 przedstawia wyniki analizy parametrów elektrycznych modułu wykonanego w technologii krzemu krystalicznego (PERC). Charakteryzację modułu PV w tej części pracy przeprowadzono za pomocą stacjonarnego systemu badawczego opracowanego na Politechnice Lubelskiej. Do analizy wyników pomiarów zastosowano metodę regresji liniowej i translacji do warunków STC. Pomiary wykonano w warunkach natężenia promieniowania słonecznego bliskiego wartości $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

W części 4.4 rozdziału przedstawiono wyniki badań eksperymentalnych przeprowadzonych zarówno na Politechnice Lubelskiej, jak i na Uniwersytecie w Jaén pod kątem analizy parametrów modelu diodowego. Celem prac było określenie dokładności modelu diodowego zastosowanego do prognozowania parametrów charakterystycznych modułu fotowoltaicznego w określonych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury. Przedmiotem badań były moduły PV wykonane w trzech różnych technologiach, w tym w jednej z najnowszych technologii – PERC (Politechnika Lubelska) oraz moduły starszego typu wykonane w technologii krzemu monokrystalicznego i polikrystalicznego (Uniwersytet w Jaén). Zaproponowano metodę opartą na pomiarach doświadczalnych umożliwiającą opracowanie równań opisujących

korelację poszczególnych parametrów modelu diodowego modułu PV w warunkach zewnętrznych.

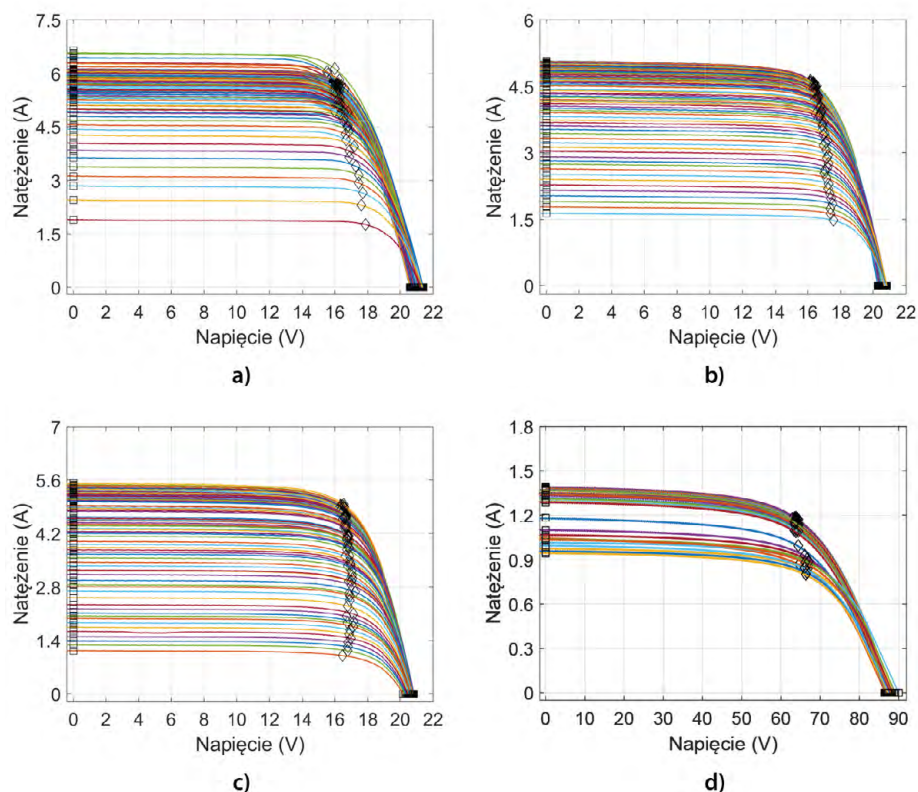
Ostatni punkt rozdziału (4.5) dotyczy oceny wydajności systemów fotowoltaicznych podłączonych do sieci elektroenergetycznej. Przedmiotem analizy była instalacja eksperymentalna w systemie stacjonarnym, zlokalizowana na terenie farmy fotowoltaicznej w miejscowości Bordziłówka. Składa się ona z modułów wykonanych w technologii krzemu polikrystalicznego oraz w trzech technologiach cienkowarstwowych: CIGS, CdTe (tellurku kadmu) i krzemu amorficznego. W kolejnych podpunktach przedstawiono wyniki uzysków i strat energii w poszczególnych systemach PV oraz miesięczne współczynniki wydajności poszczególnych technologii w okresie jednego roku. Przedstawiono również wyniki analizy degradacji modułów poszczególnych technologii. Nacisk położono na możliwość zastosowania wybranych metod analizy, takich jak rok-do-roku (YoY) czy klasyczna dekompozycja sezonowa (CSD) do określenia stopnia degradacji modułów PV różnych technologii. Zaproponowano alternatywną metodę wyznaczenia współczynnika degradacji (obniżenia wydajności) opartą na analizie widma szczególnego (SSA).

4.1. Analiza parametrów pracy modułów fotowoltaicznych

4.1.1. Analiza parametrów elektrycznych metodą regresji liniowej

Rycina 4.1 przedstawia charakterystyki prądowo-napięciowe (I-V) modułów PV zmierzone w warunkach zewnętrznych w laboratorium badawczym Uniwersytetu Jaén w Hiszpanii. Pomiary wykonywano w okresie od 3 do 13 kwietnia 2019 roku w godzinach między 8.30 a 20.30. Łącznie zarejestrowano dane pozwalające wyznaczyć 319 krzywych I-V. Wartość natężenia promieniowania słonecznego G podczas pomiarów mieściła się w zakresie od ok. $230 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ w godzinach porannych i popołudniowych do $1200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ w godzinach okołopołudniowych. Jednocześnie zarejestrowana temperatura modułów wynosiła od 20°C do 55°C . Pomiary przeprowadzono z wykorzystaniem dwuosowego układu nadążnego (ang. *solar tracker*). Na wykresach

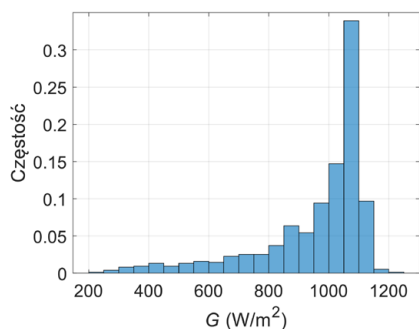
zaznaczone zostały, za pomocą znaczników, punkty charakterystyczne poszczególnych krzywych I-V tj. natężenie prądu zwarcia (I_{sc}), napięcie obwodu otwartego (V_{oc}), moc maksymalna (P_m). Punkty te zostały wyznaczone na podstawie krzywych IV metodami omówionymi w poprzednim rozdziale.



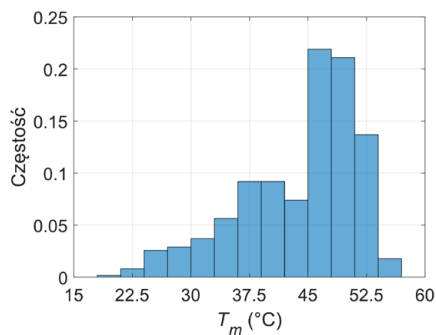
Ryc. 4.1. Charakterystyki I-V modułu fotowoltaicznego badanych modułów zmierzone w warunkach zewnętrznych, PV #1 (a), PV #3 (b), PV #4 (c), PV #5 (d). Kolory oznaczają, że poszczególne krzywe I-V zostały zmierzone w różnych warunkach.

Ryciny 4.2–4.3 przedstawiają rozkłady wartości natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułów zarejestrowanych podczas pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych. Mediana G w analizowanych przypadkach jest bliska $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, natomiast mediana zarejestrowanych wartości temperatury modułów PV przekracza 45°C . W przypadku natężenia promieniowania słonecznego warunki pomiaru są zatem zbliżone do wartości standardowej

($1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$). Z uwagi zaś na absorpcję promieniowania słonecznego temperatura modułów jest wyższa od wartości referencyjnej (25°C).



Ryc. 4.2. Rozkład natężenia promieniowania słonecznego G ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$) podczas pomiaru krzywych I-V

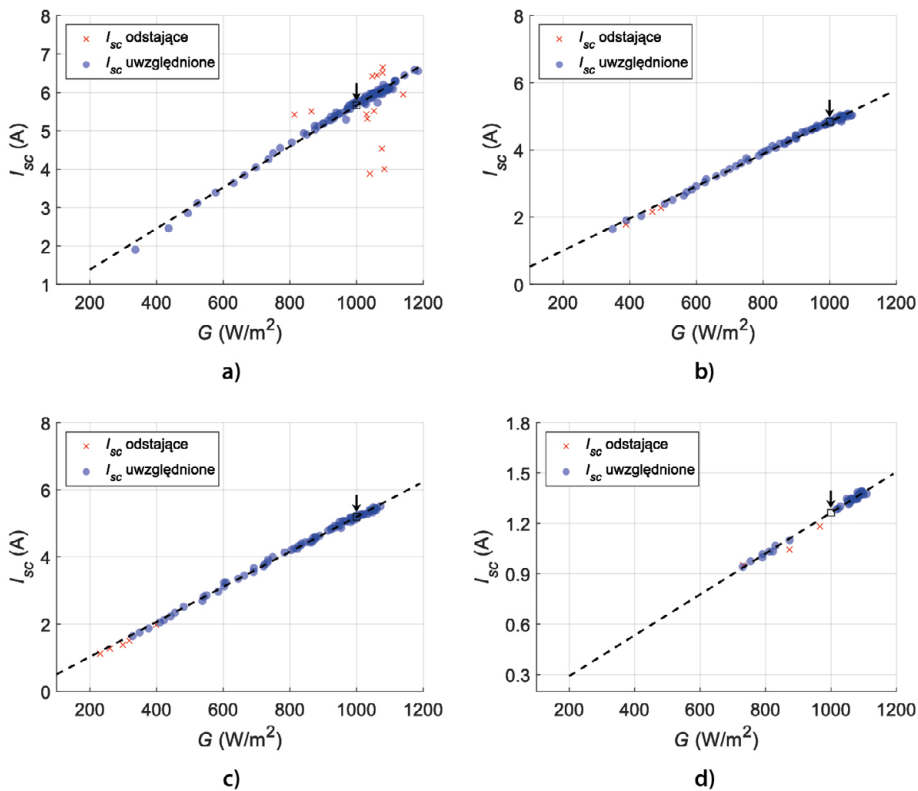


Ryc. 4.3. Rozkład temperatury modułów T_m ($^\circ\text{C}$) podczas pomiarów krzywych I-V

Zależności poszczególnych parametrów pracy modułu PV od warunków atmosferycznych przedstawiają kolejno ryc. 4.4–4.6. Ich analiza ma znaczenie zarówno w prognozowaniu produkcji energii przez systemy PV, jak i w ocenie parametrów pracy modułów PV w systemach fotowoltaicznych. Na ich podstawie możliwe jest wyznaczenie wartości parametrów charakterystycznych badanych modułów w standardowych warunkach testowych. Wysokie wartości natężenia promieniowania słonecznego (bliskie G^*), przyczyniają się do uzyskania pomiarów natężenia prądu zwarcia zbliżonych do referencyjnych. Podobnie jest w przypadku punktu mocy maksymalnej, chociaż istotne znaczenie ma tutaj również wyższa temperatura modułu PV, która obniża jego moc. Wyższa temperatura przyczynia się również do obniżenia wartości napięcia obwodu otwartego w porównaniu do wartości referencyjnej.

Rycina 4.4. przedstawia zależność prądu zwarcia I_{sc} od natężenia promieniowania słonecznego G . Wartości odstające (ang. *outliers*) zostały wyeliminowane z analizy, bazując na rozkładzie normalnym wartości I_{sc}/G oraz odchyleniu standardowym. Dobór progów filtrowania danych oparty na odchyleniu standardowym uzależniony był w głównej mierze od współczynnika determinacji dopasowanej prostej. Wykresy przedstawiają zarówno punkty znajdujące się w zakresie wartości nieodstających, jak i punkty odstające. Dopasowanie

prostej wykonane zostało tylko dla punktów nieodstających. Analogiczne podejście, polegające na filtrowaniu wyników poprzez porównanie wartości rzeczywistych z referencyjnymi, przedstawiono już w pracach (Tsafarakis i in., 2018; Tsafarakis i van Sark, 2023).



Ryc. 4.4. Zależność natężenia prądu zwarcia I_{sc} (A) od natężenia promieniowania słonecznego G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) modułów: PV #1 (a), PV #3 (b), PV #4 (c), PV #5 (d). Strzałką zaznaczono wyznaczoną z zależności liniowej wartość referencyjną natężenia prądu zwarcia

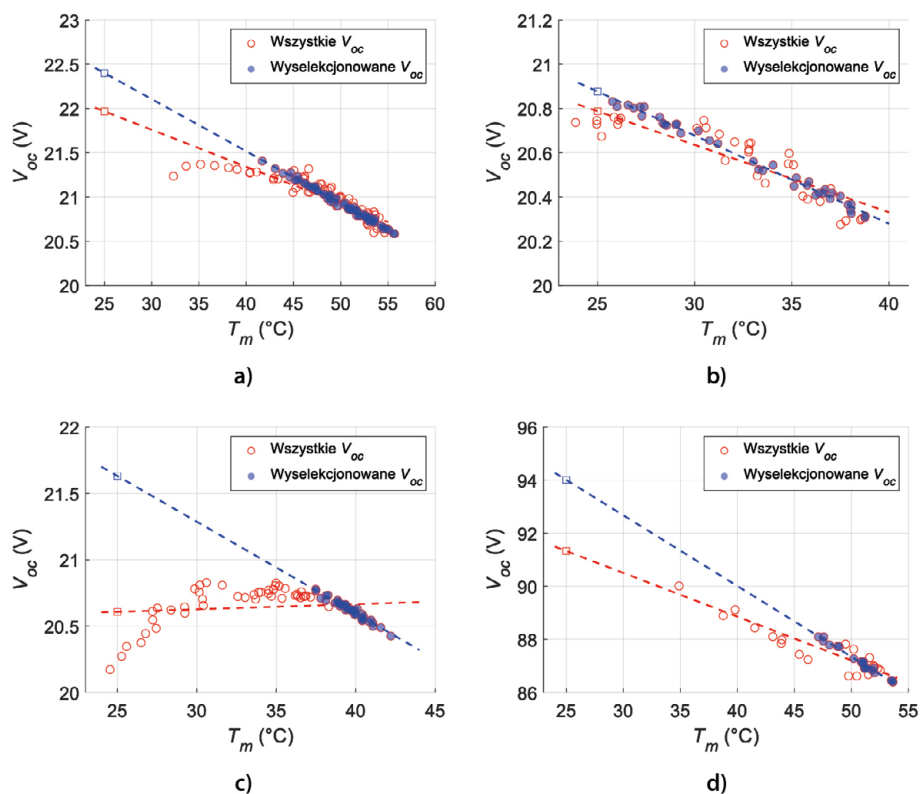
Jak pokazano na wykresach (ryc. 4.4(a)–4.4(d)), we wszystkich analizowanych przypadkach technologii modułów PV zaobserwowano liniową zależność pomiędzy parametrami I_{sc} i G . Współczynnik determinacji R^2 dopasowanej prostej mieści się w przedziale od 0,991 w przypadku modułu PV #1 do 0,997 w przypadku modułu PV #3. Wartość $NRMSE$ nie przekroczyła 1,39%. Uwzględniając fakt, że temperatura modułu PV ma nieznaczny wpływ na natężenie prądu

zwarcia, o czym świadczy jego niewielki współczynnik temperaturowy wahający się w granicach od 0,04 do 0,065 %/°C w zależności od technologii, można przyjąć, że wartości referencyjne I_{sc}^* wyznaczone z równań dopasowanych prostych wynoszą: 5,66 A (PV #1), 4,83 A (PV #3), 5,19 A (PV #4), 1,26 A (PV #5). Uzyskane wyniki różnią się od wartości podanych przez producenta w karcie charakterystyki maksymalnie o 3,5%.

W celu wyznaczenia napięcia obwodu otwartego V_{oc}^* , posłużono się metodą RANSAC (RANdom SAMple Consensus). Jej zastosowanie umożliwiło dopasowanie optymalnej prostej poprzez losowy wybór punktów pomiarowych – nieodstających, które charakteryzują się trendem liniowym. Kryterium wyboru punktów stanowiła odległość dopasowanej prostej od wartości pomiarowych. Określenie parametru odległości wykonano w oparciu o rozkład normalny i odchylenie standardowe. Dokładna analiza wyboru kryterium i jej wpływ na współczynnik R^2 przedstawione zostały na zbiorze danych zebranych w okresie długoterminowym w podrozdziale 4.2.

Zakłada się, że zależność napięcia obwodu otwartego od temperatury modułu PV ma charakter liniowy. Należy jednak zauważyć, że zgodnie z równaniem (3.8), dla wartości G mniejszych od $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ istotny wpływ na wartość napięcia obwodu otwartego ma również natężenie promieniowania słonecznego. Z tego powodu, dokonując pomiaru V_{oc}^* w warunkach zewnętrznych, istotne jest zastosowanie metody niewrażliwej na wartości odstające. Ponadto zastosowanie zaawansowanej metody dopasowania prostej, uwzględniającej automatyczną selekcję punktów pomiarowych, umożliwia eliminację innych czynników mających wpływ na dokładność pomiaru, np. wiatru.

Rycina 4.5 przedstawia rezultaty dopasowania prostej zarówno w przypadku punktów wyselekcjonowanych metodą RANSAC, jak i całego zbioru danych pomiarowych badanych modułów PV. Porównując obie linie trendu stwierdzono, że wybór punktów pomiarowych ma duży wpływ na wyznaczoną wartość napięcia obwodu otwartego w warunkach STC z uwagi na fakt, że znaczna ich część odbiega od referencyjnej wartości temperatury 25°C. Wyznaczone wartości napięcia obwodu otwartego w warunkach STC modułów PV #1 i PV #3 wynoszą odpowiednio 22,0 V i 20,8 V bez stosowania metody selekcji punktów oraz 22,4 V i 20,9 V z zastosowaniem funkcji RANSAC (ryc. 4.5a i 4.5b).



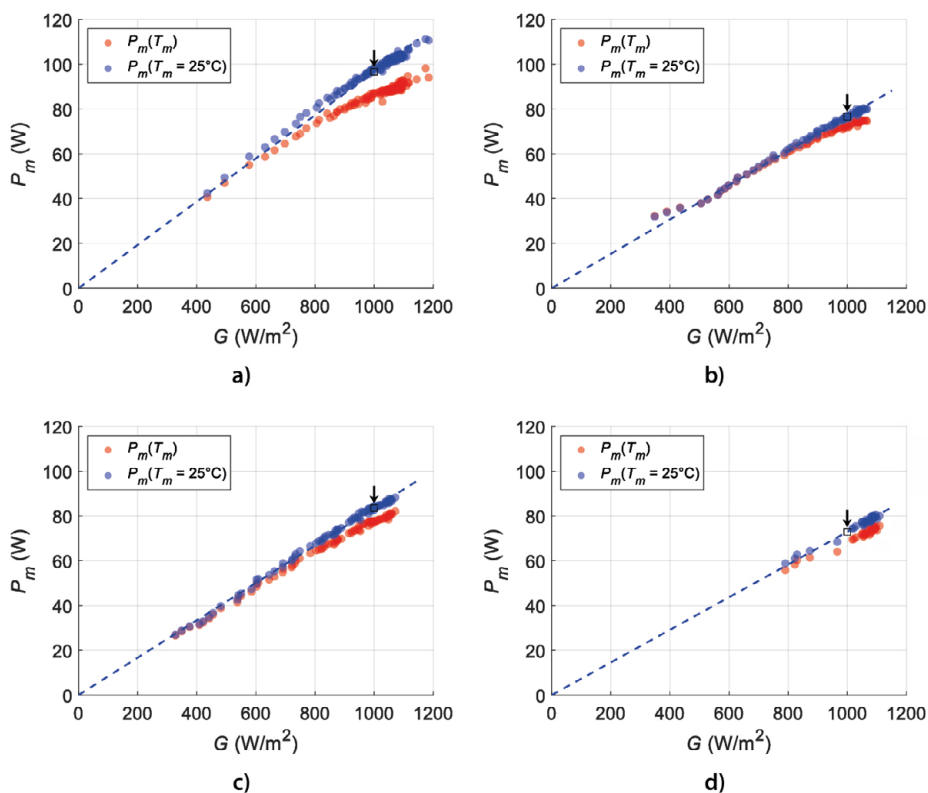
Ryc. 4.5. Zależność napięcia obwodu otwartego V_{oc} (V) od temperatury T_m (°C) modułów: PV #1 (a), PV #3 (b), PV #4 (c), PV #5 (d)

Zaobserwowano istotną różnicę w wartości współczynnika determinacji R^2 , który w wyniku działania metody RANSAC wzrósł z 0,82 do 0,99 (moduł PV #1) oraz z 0,83 do 0,99 (moduł PV #3). W niektórych przypadkach (PV #4) zastosowanie metody wyboru punktów było koniecznością z uwagi na nieliniowy charakter zależności wynikający z niestabilnych warunków pomiarowych (ryc. 4.5c). Wartość V_{oc}^* modułu PV #4 po zastosowaniu metody RANSAC wyniosła 21,6 V ($R^2 = 0,95$). W przypadku cienkowarstwowego modułu PV #5 – ryc. 4.5(d) napięcie obwodu otwartego wyniosło 94 V ($R^2 = 0,98$).

Analizując wartości referencyjne V_{oc}^* badanych modułów, znajdujące się w kartach katalogowych, stwierdzono, że po zastosowaniu metody selekcji danych różnica V_{oc}^* względem wartości podanych przez producenta mieści się w przedziale 0,5%–3,9% zarówno w przypadku modułów w technologii krzemu

krystalicznego, jak i modułu cienkowarstwowego CdTe. Wyjątkiem jest moduł monokrystaliczny PV #3, dla którego różnica ta jest większa. Podobny efekt zaobserwowano dla punktu mocy maksymalnej.

Rycina 4.6 przedstawia wykresy zależności mocy maksymalnej wyznaczonej z poszczególnych charakterystyk I-V w funkcji natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu PV. W każdej z badanych technologii zaobserwowano spadek mocy wraz ze wzrostem temperatury modułów PV występującej w okresach charakteryzujących się wysokimi wartościami natężenia G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$). Wielkość tego spadku nie jest jednak jednakowa, co wskazuje na różnice w temperaturowym współczynniku mocy.



Ryc. 4.6. Zależność mocy w punkcie mocy maksymalnej P_m (W) od natężenia promieniowania słonecznego G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) modułów: PV #1 (a), PV #3 (b), PV #4(c), PV #5 (d). Strzałką zaznaczono wyznaczoną z zależności liniowej referencyjną wartość punktu mocy maksymalnej

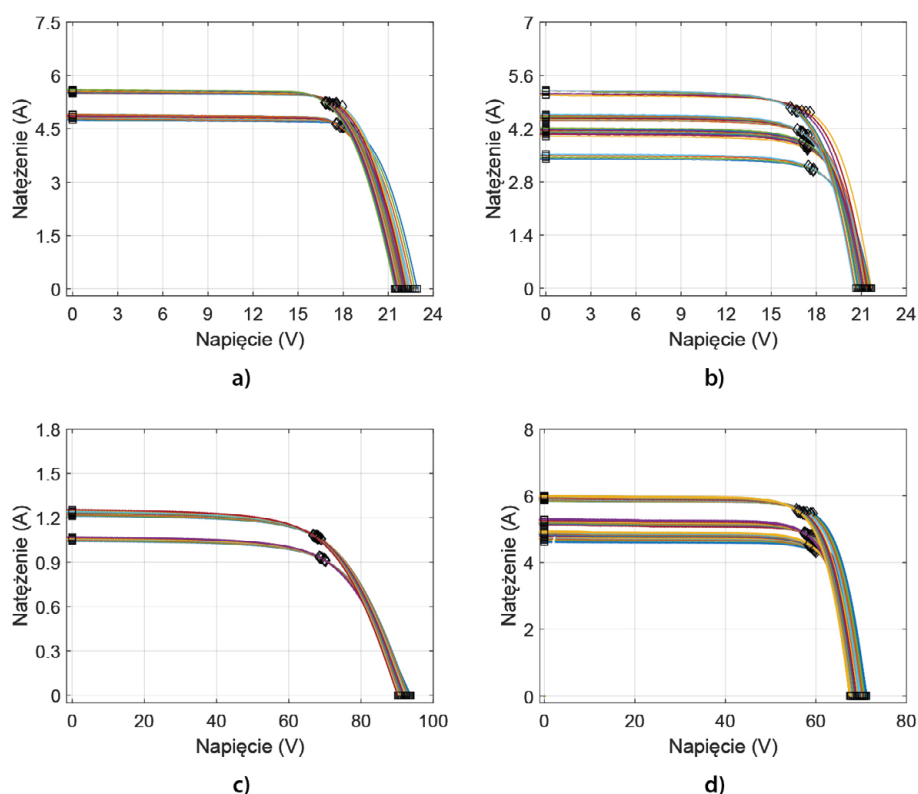
W celu wyeliminowania wpływu temperatury na wartość punktu mocy maksymalnej w warunkach referencyjnych (P_m^*), wartości pomiarowe zostały w pierwszej kolejności przeskalowane do temperatury referencyjnej 25°C, zgodnie z równaniem (3.10). Następnie w oparciu o przeskalowane punkty mocy $P_m(T = 25^\circ\text{C})$ dopasowano prostą przechodzącą przez początek układu współrzędnych według wzoru (3.11). Na podstawie równania tej prostej wyznaczono referencyjną wartość punktu mocy maksymalnej badanych modułów PV. Otrzymane wartości wynoszą: 96,6 W (PV #1), 76,7 W (PV #3), 83,5 W (PV #4), 72,9 W (PV #5). Współczynnik R^2 zawiera się w granicach od 0,97 w przypadku modułów PV #1 i PV #5 do 0,99 w przypadku PV #3 i PV #4. Rozpatrując różnicę względem wartości podanych przez producenta zaobserwowano wartości w przedziale 3%–4% w porównaniu do modułów w technologii krzemowej. Jeśli chodzi o moduł CdTe (PV #6) różnica ta jest większa i wynosi ok. 6%. Jak wynika z informacji podanych przez producenta modułu cienkowarstwowego, dopuszcza on nawet różnicę 10% w stosunku do karty katalogowej (tabela 3.2).

Warto w tym miejscu wspomnieć, że przedstawiona metoda wyznaczania mocy maksymalnej (ang. *effective peak power*) znalazła również zastosowanie w badaniach dotyczących degradacji modułów PV pracujących w systemach podłączonych do sieci elektroenergetycznej. (Kichou i in., 2016; Silvestre i in., 2016; Solís-Alemán i in., 2019). W szczególności autorzy ostatniej pracy (Solís-Alemán i in., 2019) pokazują tendencję spadkową mocy referencyjnej modułów PV w dłuższym, kilkuletnim okresie (od 5,5 do 6,5 roku w zależności od technologii). Ponadto, moc maksymalna wyznaczana w tym przypadku w odniesieniu do danego miesiąca, charakteryzuje się wyraźną różnicą pomiędzy miesiącami zimowymi i letnimi. Efekt ten jest cykliczny i wynika z występowania efektów spektralnych (Nofuentes i in., 2017).

4.1.2. Analiza parametrów temperaturowych metodą regresji liniowej

W procesie analizy parametrów pracy modułów PV istotne są również współczynniki temperaturowe, głównie napięcia obwodu otwartego (β_{voc}) i mocy maksymalnej (γ_{pm}). W celu zwiększenia zakresu temperatur badanych modułów zostały one zakryte przed rozpoczęciem pomiarów. Pozwoliło to na

uzyskanie niższej temperatury początkowej. Tuż po zdjęciu osłony rejestrowano krzywe I-V wraz z natężeniem promieniowania słonecznego, temperaturą modułów i pozostałymi warunkami pogodowymi. Procedurę tę przeprowadzono kilkakrotnie dla różnych wartości natężenia promieniowania słonecznego. Pomiary wykonano w wybrane dni słoneczne, w kwietniu, w godzinach porannych, tj. między godziną 8:40 a 10:20. Do analizy wybrano 114 krzywych I-V, odrębnych od tych omówionych w punkcie 4.1.1. Zmierzone krzywe I-V przedstawiono na rycinie 4.7. Każdej z nich odpowiadają wyznaczone punkty charakterystyczne, które zostały również zaznaczone na wykresach.

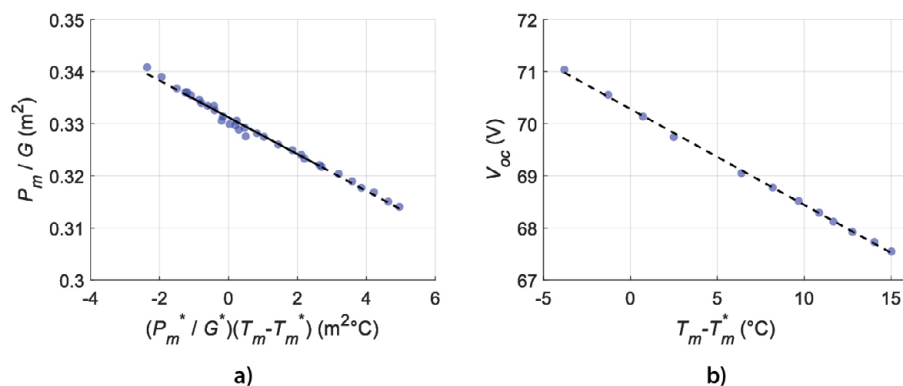


Ryc. 4.7. Charakterystyki I-V zmierzone w celu wyznaczenia współczynników temperaturowych modułów fotowoltaicznych PV #1 (a), PV #4 (b), PV #5 (c), PV #6 (d)

W przypadku modułu cienkowarstwowego PV #5 (ryc. 4.7c) krzywe I-V zmierzono przy natężeniu G mieszczącym się w przedziale od $830 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ do $994 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Zbliżone zakresy G występują również podczas pomiarów charakterystyk modułu w technologii krzemu monokrystalicznego PV #1. W przypadku modułu polikrystalicznego PV #4 pomiary przeprowadzono w zakresie G od $620 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ do $996 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Podobny zakres G występował w przypadku pomiarów modułu w technologii HIT (PV #6).

Zastosowanie osłony modułów PV przed rozpoczęciem pomiarów spowodowało, że początkowa temperatura modułów PV była zbliżona do wartości referencyjnej. Minimalna wartość mieściła się w zakresie od 17°C do 19°C w zależności od badanego modułu PV. Pomiary kontynuowano aż do osiągnięcia maksymalnej temperatury mieszczącej się w przedziale od 38°C do 41°C . Mediana temperatury wszystkich pomiarów w przypadku modułów PV #4 oraz PV #6 wynosi $25,3^\circ\text{C}$ oraz $25,9^\circ\text{C}$. W przypadku dwóch pozostałych modułów PV wartość ta wynosi około 30°C .

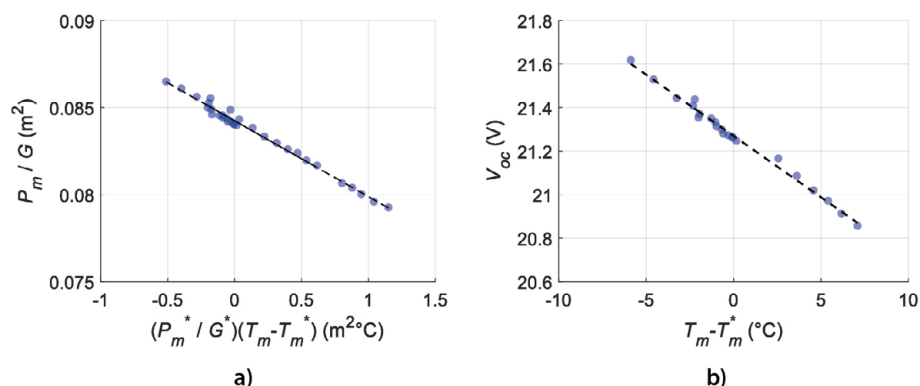
Rycina 4.8 ukazuje, w jaki sposób moc maksymalna i napięcie obwodu otwartego modułu PV #6 zależą od temperatury. Przedstawione zależności mają charakter liniowy. Współczynniki temperaturowe wyznaczono z nachylenia prostych dopasowanych do wartości eksperymentalnych zgodnie ze wzorami (3.8) i (3.9).



Ryc. 4.8. Zależność pomiędzy ilorazem mocy maksymalnej i natężeniem promieniowania słonecznego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #6 (a) oraz pomiędzy napięciem obwodu otwartego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #6 (b)

W przedstawionych na rycinach 4.8 przypadkach, współczynnik determinacji R^2 wynosi 0,99. Współczynniki temperaturowe wynoszą odpowiednio $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$ w przypadku mocy oraz $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$ w przypadku napięcia obwodu otwartego. Zmierzone wartości są zbliżone do wartości deklarowanych przez producenta w karcie charakterystyki modułu (PV #6), zwłaszcza w przypadku współczynnika temperaturowego napięcia, który wynosi $-0,24\%/^{\circ}\text{C}$ (współczynnik temperaturowy mocy zgodnie z kartą charakterystyki jest równy $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$).

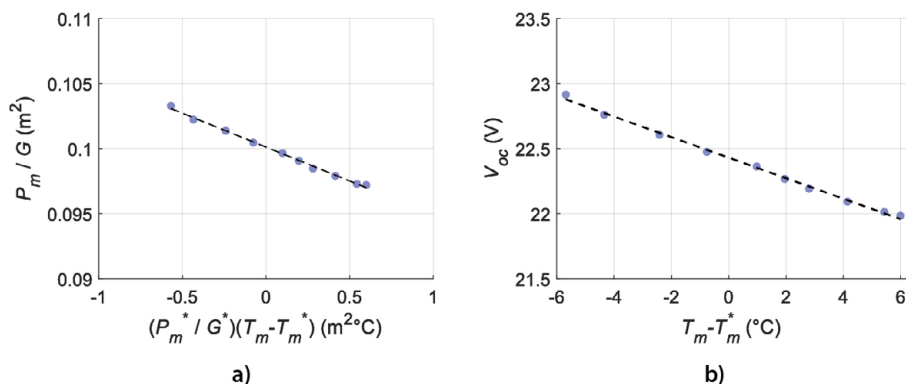
Na rycinie 4.9 przedstawione zostały wyniki analiz współczynników temperaturowych modułu PV #4. Podobnie jak w poprzednim przypadku, zarówno zależność mocy maksymalnej, jak i napięcia obwodu otwartego od temperatury modułu PV, mają charakter liniowy. Świadczy o tym wysoka wartość współczynnika determinacji R^2 wynosząca 0,99. Temperaturowy współczynnik mocy odczytany z nachylenia prostej wynosi $-0,43\%/^{\circ}\text{C}$ (dla porównania z $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ z karty charakterystyki), natomiast współczynnik β_{voc} jest równy $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$ (wartość deklarowana producenta wynosi $-0,38\%/^{\circ}\text{C}$).



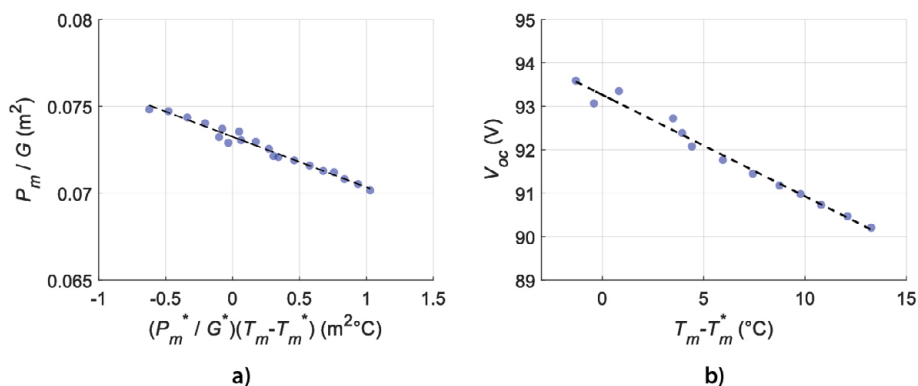
Ryc. 4.9. Zależność pomiędzy ilarazem mocy maksymalnej i natężeniem promieniowania słonecznego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #4 (a) oraz pomiędzy napięciem obwodu otwartego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #4 (b)

Rycina 4.10 przedstawia zależności temperaturowe napięcia obwodu otwartego i punktu mocy maksymalnej w przypadku modułu w technologii krzemu krystalicznego. W obu przypadkach współczynnik determinacji prostej jest wysoki i wynosi 0,99. Wyznaczone temperaturowe współczynniki wynoszą odpowiednio

$-0,36\%/^{\circ}\text{C}$ (β_{voc}) oraz $-0,52\%/^{\circ}\text{C}$ (γ_{P_m}) i są zbliżone do wartości deklarowanych przez producenta, które wynoszą odpowiednio $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$ oraz $-0,49\%/^{\circ}\text{C}$.



Ryc. 4.10. Zależność pomiędzy ilorazem mocy maksymalnej i natężeniem promieniowania słonecznego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #1 (a) oraz pomiędzy napięciem obwodu otwartego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #1 (b)



Ryc. 4.11. Zależność pomiędzy ilorazem mocy maksymalnej i natężeniem promieniowania słonecznego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #5 (a) oraz pomiędzy napięciem obwodu otwartego a wyrażeniem z wartością doświadczalną temperatury modułu PV #5 (b)

Pomiary parametrów cienkowarstwowego modułu PV #5 (ryc. 4.11) potwierdzają niskie wartości współczynnika napięcia obwodu otwartego, który wynosi $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$, oraz współczynnika mocy równego $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$. Jest to cecha charakterystyczna modułów drugiej generacji. Współczynniki determinacji R^2 wynoszą

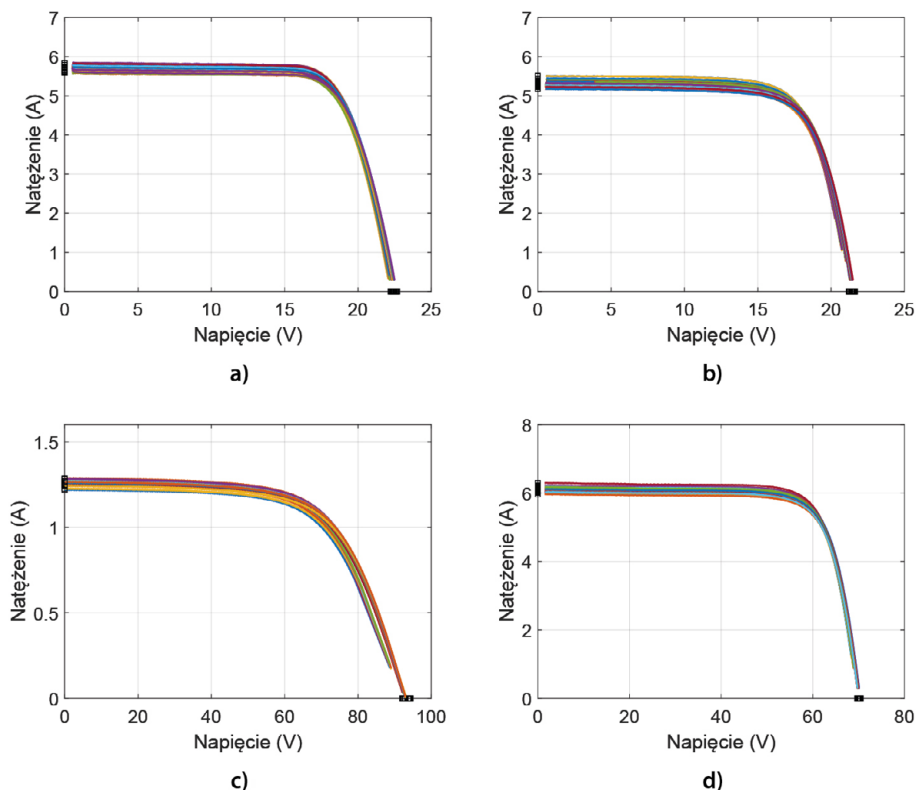
0,98 w obu przypadkach. Jak podaje producent, wartość współczynnika napięcia obwodu otwartego wynosi w zależności od temperatury modułu między $-0,2\%/^{\circ}\text{C}$ i $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$. W przypadku mocy współczynnik temperaturowy wynosi $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$.

Analizując zgodność otrzymanych współczynników temperaturowych z danymi podawanymi przez producentów badanych modułów PV stwierdzono, że w przypadku pomiarów w warunkach zewnętrznych różnice sięgają od kilku do kilkunastu procent zarówno w przypadku β_{voc} , jak i γ_{pm} . Uzyskane wyniki należy uznać za zadowalające, biorąc pod uwagę istotne ograniczenia w zakresie kontroli stabilności warunków pomiarowych, która odgrywa kluczową rolę w badaniach współczynników temperaturowych. Największą zgodność wyników otrzymano dla modułu PV w technologii monokrystalicznej (PV #1). Różnica współczynników w stosunku do wartości teoretycznych wynosi 2,9% dla napięcia oraz 6% dla mocy. Dla porównania warto przytoczyć pracę, w której przedstawiono różnicę między współczynnikami temperaturowymi napięcia obwodu otwartego modułów PV różnych technologii wyznaczonymi na podstawie badań w warunkach laboratoryjnych oraz w warunkach zewnętrznych (Dubey i in., 2015). Różnica wartości współczynnika modułu krzemowego mono i multikrystalicznego wynosi ok. 10%. Najmniejszą różnicę β_{voc} , ok. 4% autorzy uzyskali dla modułu cienkowarstwowego (CIGS). Różnicę 4% zaobserwowano również w odniesieniu do badanego, w ramach niniejszego opracowania, modułu cienkowarstwowego z tellurku kadmu (PV #5).

W kontekście współczynników temperaturowych należy wymienić również pracę, w której autorzy zwracają uwagę na istotne znaczenie efektów spektralnych w pomiarach w warunkach zewnętrznych (Paudyal i Imenes, 2021). Zastosowanie korekty uwzględniającej efekty spektralne do wartości mocy zmierzonych przy natężeniu wynoszącym $1000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, pozwoliło uzyskać bardziej dokładne oszacowania współczynnika temperaturowego γ_{pm} , zbliżone do wartości katalogowych. Przykładowo, w przypadku modułów monokrystalicznych redukcja błędu nastąpiła z ok. 5–7% do niecałych 2%.

4.1.3. Analiza parametrów elektrycznych metodą translacji krzywych I-V do warunków standardowych

W celu wyznaczenia wartości natężenia prądu zwarcia (I_{sc}^*), napięcia obwodu otwartego (V_{oc}^*), natężenia i napięcia nominalnego (odpowiednio I_m^* i V_m^*) i mocy maksymalnej (P_m^*) wykorzystano metodę translacji krzywych z rzeczywistych warunków pomiarowych (OPC) do warunków standardowych (STC). Zastosowano do tego celu pakiet funkcji zawartych w bibliotece PVLIB (Holmgren i in., 2018).



Ryc. 4.12. Charakterystyki I-V badanych modułów po translacji do warunków standardowych; PV #1 (a), PV #4 (b), PV #5 (c), PV #6 (d)

Charakterystyki prądowo-napięciowe badanych modułów po translacji do warunków STC, zgodnie z równaniami (3.12) i (3.13), przedstawia rycina 4.12. Liczba krzywych I-V wybrana do analizy dla danej technologii mieści się

w zakresie od 20 do 40. Pomiary wykonano w godzinach porannych ze względu relatywnie niższą niż w późniejszych porach dnia temperaturę otoczenia. Na rycinie 4.13 przedstawiono natomiast rozkłady parametrów wyznaczonych w rzeczywistych warunkach pomiarowych (OPC) oraz wartości po translacji do standardowych warunków testowych (STC) znormalizowane do parametrów producenta modułów PV. Wartość 1 oznacza w tym wypadku, że wyznaczony parametr (np. moc maksymalna, napięcie obwodu otwartego czy natężenie prądu zwarcia) jest równy wartości podanej w karcie charakterystyki modułu PV.

Średnie wartości parametrów charakterystycznych badanych modułów wyznaczone z krzywych I-V po translacji do warunków standardowych wraz z odchyleniami standardowymi przedstawione zostały w tabeli 4.1. Odchylenie standardowe dotyczy w tym przypadku parametrów wyznaczonych z krzywych I-V odniesionych do warunków STC. Niewielkie wartości odchyłeń standardowych, do 1% w przypadku V_{oc}^* , 2% dla I_{sc}^* ok. 1,5% w przypadku P_m^* , świadczą o wysokiej dokładności metody w odniesieniu do badanych technologii tj. krzemu monokrystalicznego i multikrystalicznego, tellurku kadmu czy technologii HIT.

Tabela 4.1. Parametry charakterystyczne badanych modułów po konwersji do warunków STC wraz z odchyleniem standardowym

Moduł PV	V_{oc}^* (V)	I_{sc}^* (A)	V_m^* (V)	I_m^* (A)	P_m^* (W)
PV #1	22,4 ± 0,1	5,7 ± 0,1	17,8 ± 0,1	5,3 ± 0,1	95 ± 1,5
PV #4	21,4 ± 0,1	5,3 ± 0,1	17,2 ± 0,1	4,8 ± 0,1	83 ± 1,1
PV #5	93,4 ± 0,8	1,25 ± 0,02	68,2 ± 1,0	1,09 ± 0,02	74 ± 1,4
PV #6	70,0 ± 0,2	6,1 ± 0,1	58,3 ± 0,3	5,7 ± 0,1	332 ± 3,9

Porównując wyniki badanych modułów, parametry najbardziej zbliżone do wartości deklarowanej przez producenta uzyskano w przypadku modułu PV #6 w technologii HIT – ryc. 4.13(d). Wartości parametrów charakterystycznych są niemalże identyczne z wartościami znajdującymi się w karcie charakterystyki. Różnica w punkcie mocy maksymalnej wynosi ok. 0,6% (1,8 W). W przypadku napięcia obwodu otwartego i natężenia prądu zwarcia różnica ta wynosi odpowiednio 0,4% i 0,5%.

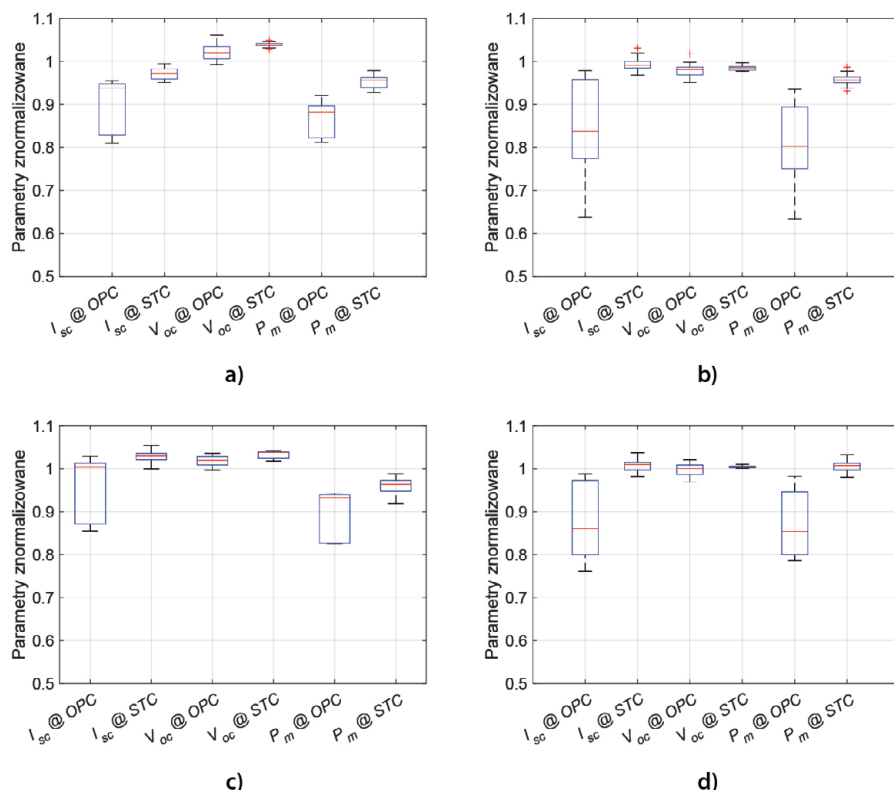
Na uwagę zasługują również wąskie przedziały międzykwartylowe. Dla przypomnienia — są to zakresy, w których mieści się środkowa połowa wyników. Ich szerokość świadczy także o dokładności zastosowanej metody. W szczególności dotyczy to napięcia V_{oc}^* , gdzie przedział wartości waha się w granicach od 69,85 V (pierwszy kwartył) do 70,12 V (trzeci kwartył) z medianą równą 69,99 V. Ostatnia wielkość jest niemalże identyczna z przedstawioną w tabeli 4.1. wartością średnią. W przypadku punktu mocy maksymalnej i natężenia prądu zwarcia szerokości przedziałów międzykwartylowych wynoszą odpowiednio 5 W i 0,11 A z medianami równymi 332,4 W i 6,1 A. Również w tym przypadku mediany pokrywają się z wartościami średnimi z tabeli 4.1.

W przypadku modułów w technologii krzemu krystalicznego (PV #1 i PV #4) różnice wartości zmierzonej P_m^* w stosunku do wartości producenta są podobne do tych, otrzymanych metodą regresji liniowej i wynoszą 5% i 4,6% odpowiednio dla modułu PV #1 i PV #4. W przypadku natężenia prądu zwarcia zanotowano różnice wynoszące odpowiednio 2,9% i 0,7%, natomiast w przypadku napięcia obwodu otwartego – 3,7% i 1,4%.

Podobnie jak w przypadku technologii HIT, zaobserwowano wąskie przedziały międzykwartylowe poszczególnych parametrów, w szczególności napięcia obwodu otwartego. Szerokość przedziału równą zaledwie 0,09 V zaobserwowano w przypadku modułu PV #1 (sc-Si), natomiast 0,19 V w przypadku PV #4 (pc-Si). Analogicznie wąskie przedziały wystąpiły w przypadku natężenia I_{sc}^* , tj. 5,26 A–5,34 A (PV #1) oraz 5,63 A–5,77 A (PV #4). Mediany napięcia obwodu otwartego, jak i natężenia prądu zwarcia są zbliżone do wartości średnich przedstawionych w tabeli 4.1. Szerokość przedziału międzykwartylowego mocy maksymalnej modułu PV #1 mieści się w granicach od 93,9 W do 96,2 W z medianą równą 95,5 W, podczas gdy dla modułu PV #4 waha się w granicach od 82,7 W do 83,8 W z medianą równą 83,2 W.

Interesujące wyniki otrzymano w przypadku modułu cienkowarstwowego (PV #5). Jak pokazano na ryc. 4.13c, zarówno wartości natężenia prądu zwarcia, jak i napięcia obwodu otwartego w wyniku translacji do warunków standardowych są większe od wartości producenta. Różnice te wynoszą ok. 3% w obu przypadkach. Jednakże moc maksymalna w warunkach STC jest niższa o 4,5% od wartości podanej w karcie charakterystyki. Sytuacja taka jest możliwa w przypadku, gdy w wyniku degradacji pojawią się większe opory

wewnątrz struktury ogniw PV, co skutkuje obniżeniem mocy maksymalnej. Świadczą o tym nachylenia krzywych I-V zarówno w obszarze natężenia prądu zwarcia, jak i napięcia obwodu otwartego. Szerokości przedziałów międzykwartylowych poszczególnych parametrów wynoszą 2 W (moc), 1,3 V (napięcie) oraz 0,02 A (natężenie).



Ryc. 4.13. Znormalizowane parametry badanych modułów w warunkach rzeczywistych (OPC) i po translacji do warunków STC; PV #1 (a), PV #4 (b), PV #5 (c), PV #6 (d)

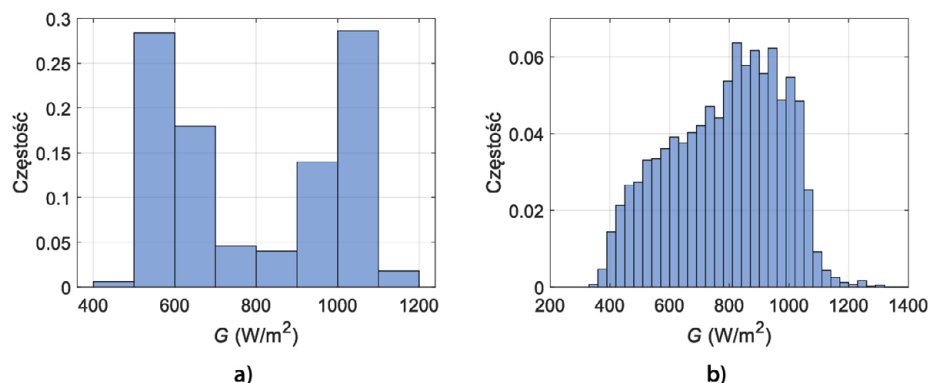
Porównując obie metody wyznaczania parametrów pracy badanych modułów PV, tj. metodę regresji liniowej i translacji krzywych do warunków STC, zaobserwowano, że w przypadku modułów PV #1, PV #4 i PV #5, względna różnica V_{oc}^* otrzymanego dwiema metodami waha się w granicach od 0,1% w przypadku PV #1 do 0,9% dla PV #4. Próg 1% zaobserwowano również analizując wartości I_{sc}^* modułów PV #1 i PV #5. W przypadku modułu PV #4 wartość

ta wyniosła 2,1%. Różnice wartości mocy maksymalnej otrzymanych dwiema metodami mieściły się w przedziale między 0,6% a 1,7%. Uwzględniając powyższe stwierdzono, że zarówno metoda regresji liniowej, jak i metoda translacji krzywych I-V do warunków STC pozwalają wyznaczyć parametry pracy modułów PV różnych technologii w warunkach zewnętrznych.

4.2. Długoterminowa analiza parametrów pracy modułów PV

Długoterminowe pomiary krzywych prądowo-napięciowych umożliwiły analizę parametrów pracy modułów PV w szerokim zakresie warunków atmosferycznych, zbliżonych do rzeczywistych warunków użytkowania. Badania objęły rok rejestracji parametrów pracy modułu PV, przy czym, w pierwszej jego połowie (od stycznia do lipca) analizowano moduł cienkowarstwowy (PV #5), natomiast w drugiej (od lipca do grudnia) – moduł w technologii krzemu krystalicznego (PV #2). W przypadku tego ostatniego, eksperyment zaplanowano tak, by rejestrować jedynie kilka krzywych w ciągu dnia – rano, w okolicach południa i po południu.

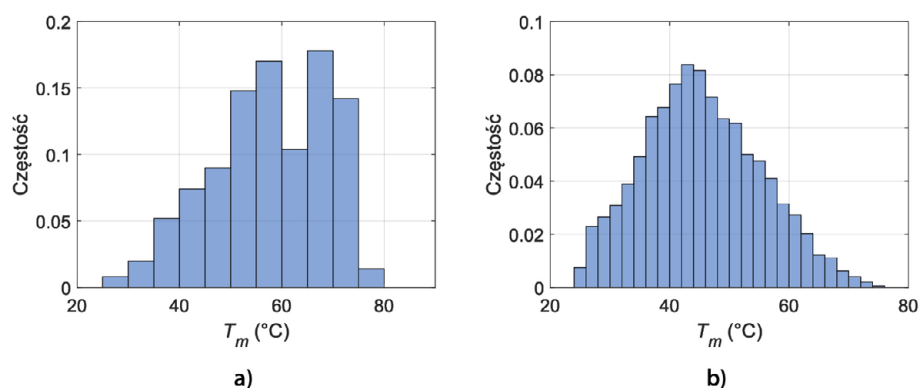
Ryciny 4.14–4.15 przedstawiają rozkłady natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury modułów PV, jakie zarejestrowano podczas pomiaru krzywych I-V. Pomiary wykonano na Uniwersytecie w Jaén, w Hiszpanii.



Ryc. 4.14. Histogram natężenia promieniowania słonecznego zarejestrowanego podczas długoterminowych pomiarów krzywych I-V modułu PV #2 (a) oraz PV #5 (b)

W przypadku modułu krzemowego (PV #2), zarejestrowano ponad 700 krzywych w zakresie G między $427 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i $1192 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Mediana zarejestrowanych wartości temperatury modułu wynosi 58°C , a zmierzone wartości mieszczą się w zakresie od 25°C do 78°C . W przypadku modułu cienkowarstwowego zarejestrowano ponad 6000 krzywych. Jak widać na rycinie 4.14b, dominujący przedział wartości G mieści się w granicach od 800 do $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Występują również niższe wartości natężenia promieniowania słonecznego. Jego dolna granica wynika z konstrukcji układu pomiarowego.

Przedział zarejestrowanych wartości temperatury modułu PV #5 wynosi od 25°C do 76°C z medianą równą 45°C .



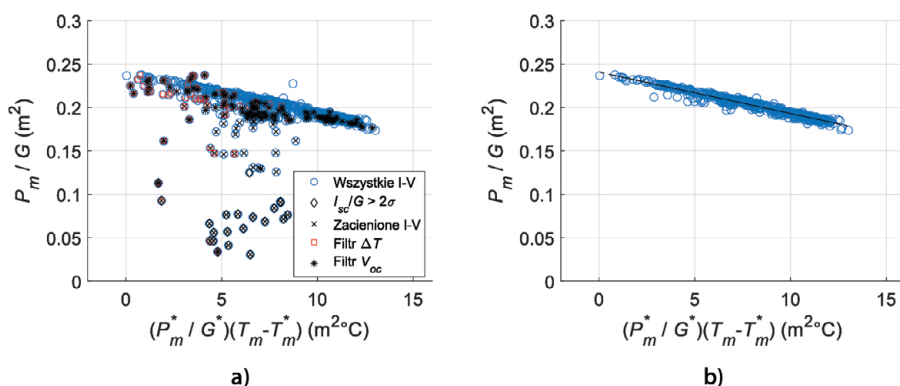
Ryc. 4.15. Histogram temperatury zarejestrowanej w trakcie długoterminowych pomiarów krzywych I-V modułu PV #2 (a) oraz PV #5 (b)

Analiza danych długoterminowych wymaga użycia metod filtrujących, prowadzących do eliminacji nieprawidłowych lub zniekształconych danych, które mogłyby istotnie wpłynąć na wynik wyznaczanych wielkości. Wielu badaczy wskazuje, że procedura oceny jakości danych (DQR, ang. *data quality routine*) stanowi kluczowy etap, niezbędny do osiągnięcia wiarygodnych wyników oceny parametrów pracy systemów PV (Ascencio-Vásquez i in., 2020; Jordan i in., 2018; Lindig i in., 2024; Livera i in., 2022).

Na potrzeby analizy przeprowadzonej w ramach niniejszej pracy wykorzystano kilka metod filtrujących, które dotyczą:

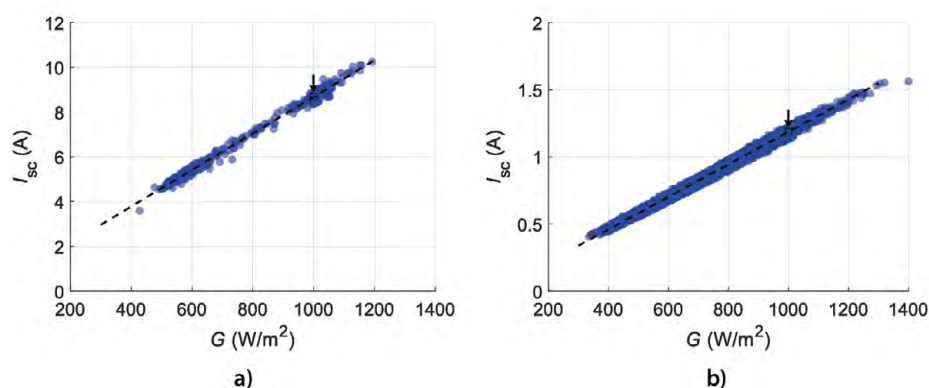
- detekcji i eliminacji krzywych I-V otrzymanych w wyniku pomiaru modułów zacienionych, lub w wyniku zacinienia urządzenia rejestrującego natężenie promieniowania słonecznego G ,
- detekcji i eliminacji krzywych I-V, dla których nie jest spełniony warunek $I_{sc}/G < 2\sigma$, gdzie σ , to szerokość rozkładu normalnego (Gausa) zbioru I_{sc}/G ,
- detekcji i eliminacji krzywych I-V, dla których zmierzono V_{oc} oraz I_{sc} oraz zaobserwowano, że różnica pomiędzy tymi wartościami, a wartościami wyznaczonymi na podstawie kształtu krzywych przekracza 1%,
- detekcji i eliminacji krzywych I-V, dla których różnica wartości temperatury modułu PV otrzymanych z pomiaru czujnikiem Pt100 i wartości obliczonej z napięcia obwodu otwartego jest większa niż kilka stopni Celsjusza (wielkość progu zależy od technologii).

Na rycinie 4.16 przedstawiono rezultat działania wymienionych filtrów na zbiorze danych modułu PV w technologii krzemu krystalicznego (PV #2). Zaprezentowano wykres zależności mocy maksymalnej od temperatury modułu PV i natężenia promieniowania słonecznego. Punkty pomiarowe niespełniające zdefiniowanych powyżej kryteriów filtrowania zaznaczono różnymi kształtami znaczników – ryc. 4.16(a). Odpowiadające im krzywe I-V oraz ich wielkości charakterystyczne zostały odrzucone. Zbiór danych po selekcji przedstawiono na rycinie 4.16(b). Analogiczną procedurę zastosowano w przypadku modułu cienkowarstwowego PV #5.



Ryc. 4.16. Zależność ilorazu mocy maksymalnej i natężenia promieniowania słonecznego PV #2 od wyrażenia zawierającego doświadczalną wartość temperatury modułu: dane przed zastosowaniem filtrów (a), dane wyselekcjonowane w wyniku działania filtrów (b)

Natężenie prądu zwarcia w funkcji natężenia promieniowania słonecznego pozyskane z długoterminowych pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych modułu krzemowego i cienkowarstwowego przedstawia rycina 4.17. Z otrzymanej zależności wyznaczono wartość I_{sc}^* dla $G = 1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, przy założeniu nieistotnego wpływu temperatury na wartość natężenia prądu. W obydwu przypadkach współczynnik determinacji dopasowanej prostej wynosi 0,99. Wartość *NRMSE* nie przekracza 1,9%. W przypadku modułu krzemowego wartość I_{sc}^* w warunkach STC wynosi 8,68 A. Różnica w stosunku do wielkości podanej przez producenta wynosi zaledwie 0,6%.

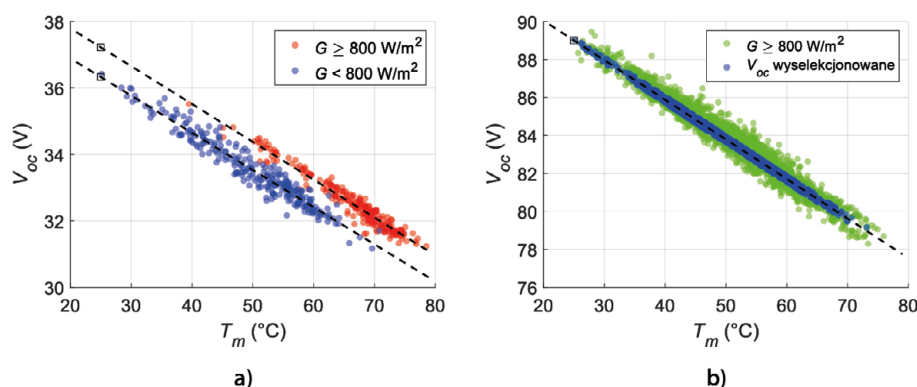


Ryc. 4.17. Zależność prądu zwarcia od natężenia promieniowania słonecznego na powierzchni modułu PV #2 (a) oraz PV #5 (b). Strzałką zaznaczono wyznaczoną z zależności liniowej wartość referencyjną natężenia prądu zwarcia.

W przypadku modułu w technologii cienkowarstwowej otrzymano natężenie prądu zwarcia równe 1,19 A. Wartość podana przez producenta to 1,22 A. Zbliżone wartości I_{sc}^* otrzymano w wyniku pomiarów krótkoterminowych analizowanego modułu, opisanych w poprzednich częściach opracowania.

Rycina 4.18a przedstawia zależność temperaturową napięcia obwodu otwartego modułu krzemowego (PV #2). W celu zilustrowania wpływu natężenia promieniowania słonecznego na wartość napięcia obwodu otwartego wyróżniono dwa zakresy, które oddziela wartość $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, tj. zakres 1: $G < 800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, oraz zakres 2: $G \geq 800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Podobnie jak w przypadku natężenia I_{sc} , dopasowana została prosta, na podstawie której określone zostały wartości V_{oc}^* dla temperatury $T_m^* = 25^\circ\text{C}$. Z ryciny 4.18(a) wynika, jak istotne znaczenie ma w tym

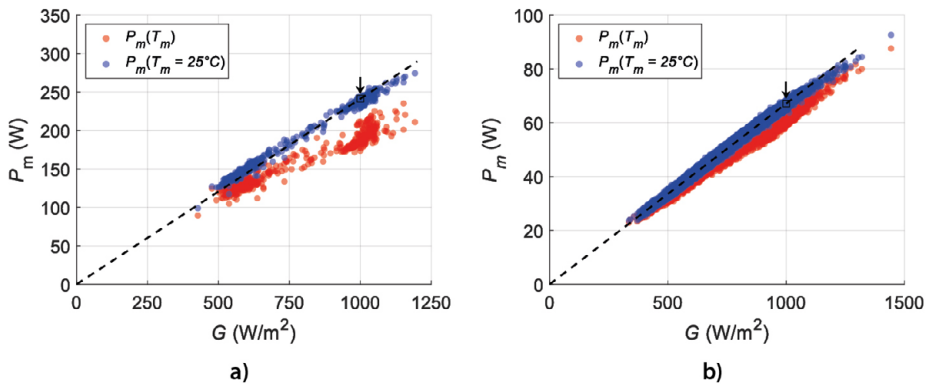
przypadku natężenie promieniowania słonecznego. Niższe wartości skutkują również mniejszą wartością napięcia obwodu otwartego. Do poprawnego wyznaczenia V_{oc}^* zalecane jest zatem wykonanie pomiarów w zakresie wartości natężeń promieniowania słonecznego zbliżonych do $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. Badania modułu PV #2 pokazały, że w przypadku zakresu pomiarów $G > 800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ wyznaczona wartość V_{oc}^* , równa 37,2 V, różni się zaledwie o 0,8% od wartości podanej przez producenta. Współczynnik determinacji R^2 wynosi 0,95. W przypadku zakresu o niższych wartościach natężenia G napięcie V_{oc}^* wynosi 36,3 V ($R^2 = 0,93$), co stanowi różnicę 3,2% w stosunku do wartości producenta.



Ryc. 4.18. Zależność napięcia obwodu otwartego od temperatury modułu PV #2 (a) oraz PV #5 (b). W przypadku cienkowarstwowego modułu PV #5 zastosowano metodę RANSAC

Rycina 4.18(b) przedstawia zależność napięcia obwodu otwartego w funkcji temperatury modułu PV #5 wyłącznie w zakresie wyższych wartości natężenia promieniowania ($G \geq 800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$). Pomiary z tego zakresu natężenia G stanowią 53% całego zbioru. Zastosowano metodę RANSAC w celu zwiększenia dokładności wyznaczenia V_{oc}^* . W rezultacie działania metody do dalszej analizy wybranych zostało ok. 39% pomiarów wykonanych w zakresie $G \geq 800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. Wyniki przedstawiają się następująco: $V_{oc}^* = 89,2 \text{ V}$ ($R^2 = 0,96$) bez metody filtrowania oraz $V_{oc}^* = 89,0 \text{ V}$ ($R^2 = 0,99$) w wyniku zastosowania metody RANSAC. W obu przypadkach różnica w stosunku do wartości deklarowanej przez producenta jest zbliżona i wynosi 1,7%. Podobnie jak w przypadku modułu krzemowego zaobserwowano mniejsze wartości V_{oc}^* w niższym zakresie natężeń G , tj. $V_{oc}^* = 88,1 \text{ V}$ ($R^2 = 0,95$). Różnica w stosunku do wartości deklarowanej przez producenta wynosi 2,6%.

Zależność mocy maksymalnej od natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułów przedstawiono na rycinie 4.19. Idea pomiaru jest analogiczna do pomiarów prowadzonych w okresie krótkoterminowym. Przed dopasowaniem prostej do punktów eksperymentalnych skorygowano punkty mocy względem temperatury $T_m^* = 25^\circ\text{C}$ zgodnie z równaniem (3.10).



Ryc. 4.19. Moc maksymalna wyznaczona z krzywych I-V w funkcji natężenia promieniowania słonecznego G . PV #2 (a) oraz PV #5 (b). W obu przypadkach temperatura została przeliczona do wartości $T_m^* = 25^\circ\text{C}$. Strzałką zaznaczono wyznaczoną z zależności liniowej referencyjną wartość punktu mocy maksymalnej

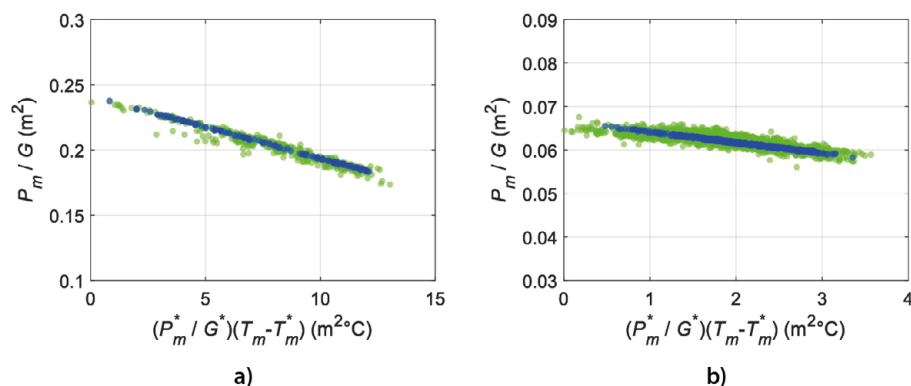
Wartość punktu mocy maksymalnej w warunkach standardowych modułu krzemowego (PV #2), wyznaczona na podstawie prostej przechodzącej przez punkty eksperymentalne oraz początek układu współrzędnych wynosi 241 W ($R^2 = 0,98$). Otrzymana wielkość jest zbliżona do wartości deklarowanej przez producenta (245 W) i różni się od niej o 1,6%. W przypadku modułu cienkowarstwowego wyznaczona moc wynosi 67,0 W ($R^2 = 0,99$) i różni się od wartości deklarowanej przez producenta o ok. 10 W (13,5%).

Rycina 4.20 przedstawia rezultat zastosowania metody RANSAC w celu selekcji punktów eksperymentalnych mocy, na podstawie których wyznaczono współczynnik temperaturowy γ_{P_m} . W przypadku modułu cienkowarstwowego (PV #5), wyboru punktów dokonano spośród tych krzywych I-V, które zostały zmierzone dla natężeń G mieszczących się w przedziale między $900 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i $1100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ (31% punktów).

Współczynnik temperaturowy mocy modułu krzemowego wyznaczony na podstawie nachylenia prostej wpisanej w punkty eksperymentalne, bez użycia metody RANSAC, wynosi $-0,475\%/^{\circ}\text{C}$ z wartością $R^2 = 0,957$. Wynik ten można uznać za satysfakcjonujący. Zastosowanie metody RANSAC spowodowało jednak zwiększenie R^2 do wartości 0,999 oraz wynik identyczny z danymi producenta ($-0,485\%/^{\circ}\text{C}$). Wynik otrzymano na podstawie 32% punktów, które zostały wyselekcjonowane metodą RANSAC.

Analogicznie, wynik zgodny z wartością deklarowaną przez producenta otrzymano w przypadku modułu PV #5 po zastosowaniu metody RANSAC ($-0,255\%/^{\circ}\text{C}$) uzyskując tym samym współczynnik R^2 równy 0,99. Wyselekcjonowanych zostało 24% punktów ze zbioru danych o natężeniu G między $900 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i $1100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Wartość współczynnika bez stosowania metody selekcji równa była $-0,22\%/^{\circ}\text{C}$ przy stosunkowo niskim współczynniku determinacji R^2 wynoszącym 0,69.

Należy zaznaczyć w tym miejscu, że metoda RANSAC jest „wrażliwa” na wybór kryterium maksymalnej odległości między dopasowaną prostą a punktami eksperymentalnymi. Jako kryterium tej odległości posłużył wskaźnik oparty na wartości odchylenia standardowego rozkładu Gaussa. Rozkład ten został utworzony na podstawie różnic pomiędzy wartościami poszczególnych punktów doświadczalnych a odpowiadającymi im wartościami wyznaczonymi na podstawie dopasowanej linii prostej.



Ryc. 4.20. Rezultat działania metody RANSAC zastosowanej do wyznaczania temperaturowego współczynnika mocy modułu PV #2 (a) oraz PV #5 (b)

Tabele 4.2 i 4.3 pokazują, w jaki sposób zmienia się zarówno wartość współczynnika determinacji, jak i wyznaczony współczynnik temperaturowy w zależności od wielkości kryterium odległości. Należy podkreślić, że w celu wyboru najbardziej prawdopodobnej wartości, otrzymanej w wyniku zastosowania metody RANSAC, należy przeprowadzić od kilku do kilkunastu powtórzeń. Metoda nie zawsze prowadzi do dobrego wyboru punktów eksperymentalnych, szczególnie w przypadku ich dużej liczby.

Tabela 4.2. Zależność współczynnika temperaturowego mocy modułu krzemowego (PV #2) w zależności od parametru odległości zastosowanego w metodzie RANSAC

Parametr odległości	R^2	$\gamma_{Pm} (\%/^{\circ}\text{C})$
1,0 σ	0,991	-0,476
0,5 σ	0,997	-0,478
0,3 σ	0,999	-0,485

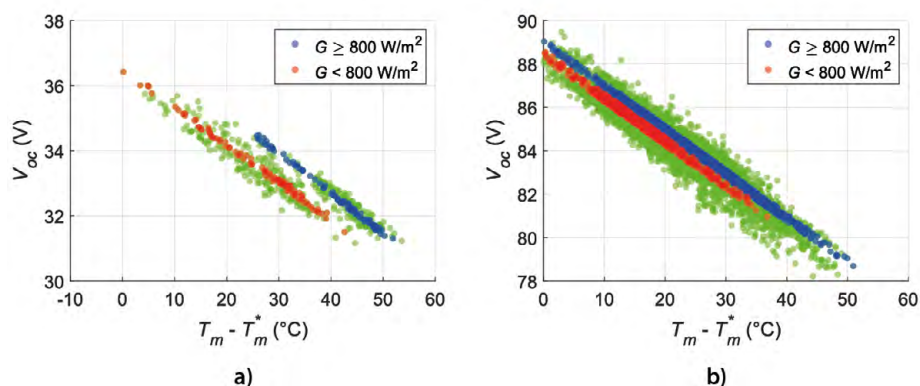
Tabela 4.3. Zależność współczynnika temperaturowego mocy modułu cienkowarstwowego (PV #5) w zależności od parametru odległości zastosowanego w metodzie RANSAC

Parametr odległości	R^2	$\gamma_{Pm} (\%/^{\circ}\text{C})$
1,0 σ	0,887	-0,238
0,5 σ	0,970	-0,245
0,3 σ	0,990	-0,255

Zależność napięcia obwodu otwartego od temperatury modułu PV przedstawia rycina 4.21. W celu sprawdzenia stabilności współczynnika temperaturowego β_{Voc}^* uwzględniono wpływ natężenia promieniowania słonecznego. Metoda RANSAC zastosowana została oddzielnie dla punktów eksperymentalnych znajdujących się w dwóch zakresach wartości natężenia G . W rezultacie wyselekcjonowano od 36% do 39% punktów z całego zbioru danych, w zależności od technologii modułu i zakresu natężeń G .

Otrzymane wyniki modułu PV #2 wynoszą $-0,304\%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,95$) dla obu zakresów $G \geq 800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i $G < 800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Różnica w porównaniu do wartości deklarowanej przez producenta wynosi 12,4%. Zastosowanie metody RANSAC zmieniło wartość współczynnika β_{voc} w zakresie wyższych G do $-0,314\%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,997$ z różnicą 9,5% w stosunku do wartości producenta). W zakresie niższych G współczynnik ten wynosi $-0,308\%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,99$).

W przypadku modułu cienkowarstwowego współczynnik β_{voc} , wyznaczony z pominięciem metody RANSAC, w obu zakresach mieści się w przedziale podanym przez producenta modułu ($0,2-0,25\%/^{\circ}\text{C}$) i wynosi $-0,238\%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,96$) w zakresie $G \geq 800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ oraz $-0,246 \%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,94$) w zakresie niższych wartości G . W wyniku zastosowania metody RANSAC (ryc. 4.21) wartości te wynoszą $-0,221\%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,996$) i $-0,215\%/^{\circ}\text{C}$ ($R^2 = 0,991$), odpowiednio dla wyższego i niższego zakresu natężenia promieniowania słonecznego.



Ryc. 4.21. Rezultat działania metody RANSAC zastosowanej do wyznaczania temperaturowego współczynnika napięcia obwodu otwartego modułu PV #2 (a) oraz PV #5 (b). W obu przypadkach uwzględniono dwa zakresy natężenia promieniowania słonecznego

Analogiczną zależność napięcia obwodu otwartego w funkcji temperatury oraz natężenia promieniowania słonecznego otrzymano w rezultacie badań modułów z krzemu krystalicznego i cienkowarstwowego (Dubey i in., 2015). Stwierdzono, że wpływ natężenia promieniowania słonecznego na wartości współczynnika temperaturowego β_{voc}^* jest pomijalnie mały. Z przedstawionych w niniejszej pracy rezultatów badań można wysnuć analogiczne wnioski, choć należy zaznaczyć, że dolna granica G , zarówno w przytoczonej publikacji, jak i w niniejszym opracowaniu, jest nie mniejsza niż $400 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

W pracy z 2020 r. przeprowadzono badania współczynników temperaturowych modułów cienkowarstwowch (CIGS) oraz krzemowych monokrystalicznych (Senturk, 2020b). Wyniki prac pokazują, że wartości współczynników mogą odbiegać od tych deklarowanych przez producenta, w zależności od rodzaju zachmurzenia. Inną wartość współczynników temperaturowych

uzyskano w warunkach bezchmurnych, a inną przy zachmurzeniu, gdzie dominują niskie wartości natężenia promieniowania. Przyczyną tego zjawiska może być fakt, że na uzyskane parametry wpływa także masa optyczna atmosfery, która zależy zarówno od szerokości geograficznej lokalizacji instalacji, jak i czasu wykonania pomiarów. Obserwacje te mają szczególne znaczenie dla działania systemów PV w warunkach klimatycznych Polski.

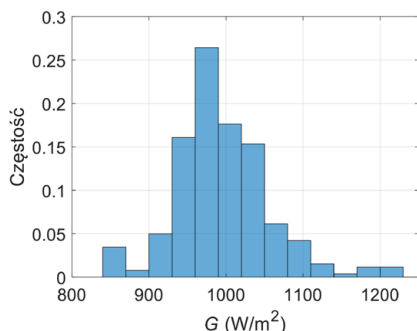
4.3. Analiza parametrów elektrycznych w systemie stacjonarnym

Badania, których wyniki przedstawiono w niniejszej części opracowania, wykonane zostały w laboratorium Katedry Inżynierii Odnawialnych Źródeł Energii (KIOŹE), na terenie Politechniki Lubelskiej. Pomiary przeprowadzono na module PV #8 wykonanym w technologii krzemu krystalicznego PERC (ang. *passivated emitter and rear cell*), w trybie stacjonarnym. Badania prowadzone były w dniach słonecznych w okresie od kwietnia do października 2024 między godziną 10:30 a 14:00. Łącznie zmierzono 380 krzywych I-V.

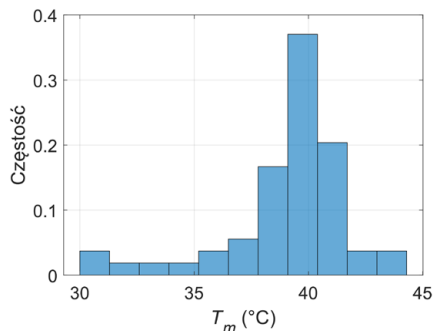
Rycina 4.22 przedstawia rozkład natężenia promieniowania słonecznego zarejestrowanego podczas pomiarów krzywych I-V w płaszczyźnie badanego modułu PV #8. Z uwagi na zastosowanie systemu stacjonarnego, najbardziej korzystne warunki natężenia promieniowania słonecznego z uwagi na kąt padania, występowały w okolicach godziny 12:00. Weryfikacja tego kąta względem powierzchni modułu PV odbywała się za pomocą inklinometru. Jak widać na rycinie 4.22, zakres natężenia promieniowania słonecznego obejmuje wartość $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i waha się w granicach od $847 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ do $1200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. W przedstawionym przypadku mediana wynosi $988 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Rozkład temperatury modułu PV zarejestrowanej przez czujnik Pt100, przytwierdzony od spodu do jednego z ogniw modułu PV, przedstawiony został na rycinie 4.23. Mediana wartości wynosi 40°C , zakres temperatur natomiast znajduje się w przedziale od 30°C do 44°C . Warto zauważyć, że stosunkowo niska temperatura modułu PV przy natężeniu G bliskim $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ wynikała z niskiej temperatury otoczenia podczas przeprowadzania pomiarów. Jak pokazują przeprowadzone badania modułów PV w warunkach zewnętrznych,

temperatura takiego modułu może sięgać nawet 70°C w miesiącach letnich podczas dni słonecznych (Gulkowski, 2023).



Ryc. 4.22. Rozkład natężenia promieniowania słonecznego podczas pomiarów krzywych I-V modułu PV #8

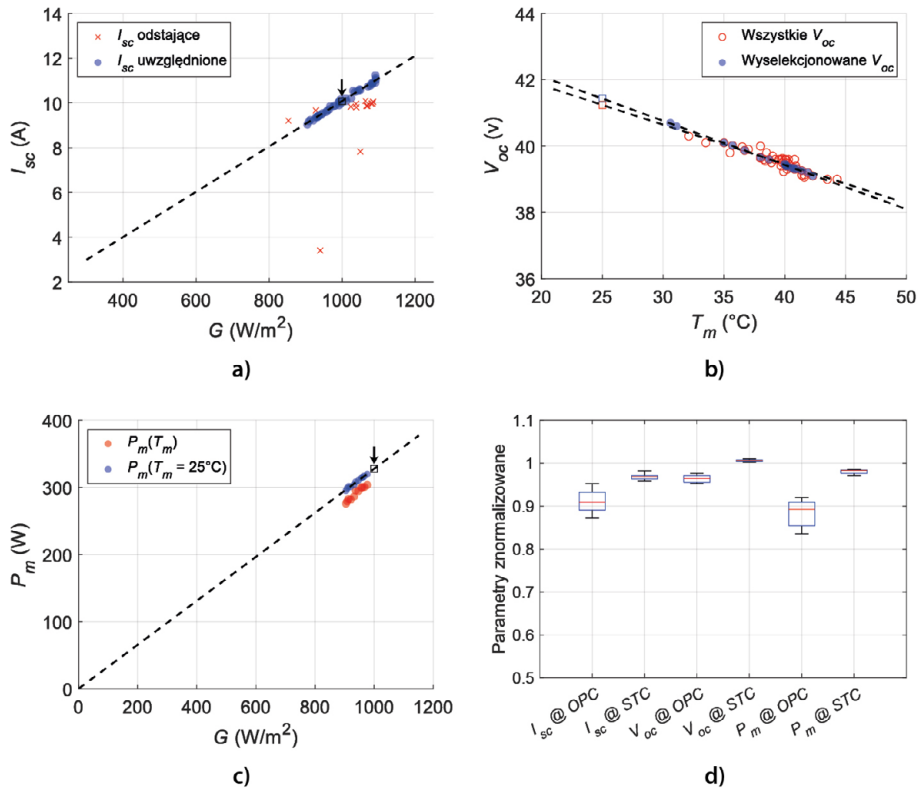


Ryc. 4.23. Rozkład temperatury modułu PV #8 zarejestrowanej podczas pomiarów krzywych I-V

Wyniki pomiarów parametrów charakterystycznych, tj. natężenia prądu zwarcia, napięcia obwodu otwartego i mocy maksymalnej metodą prostej wpisanej w punkty eksperymentalne przedstawiają wykresy na ryc. 4.24a–c. Na ryc. 4.24d porównano parametry otrzymane metodą translacji do warunków standardowych z wartościami deklarowanymi przez producenta modułu PV.

Zaobserwowano wysoką wartość współczynnika determinacji w przypadku prostej wyznaczającej natężenie prądu zwarcia oraz napięcie obwodu otwartego w wyniku zastosowania metody RANSAC ($R^2 = 0,99$ w obu przypadkach). Wartość V_{oc}^* wyznaczono na podstawie 37% wyselekcjonowanych punktów. Wartość I_{sc}^* wyniosła 10,08 A. Jest to satysfakcjonujący wynik, zbliżony do wartości podanej przez producenta (10,36 A). Różnica w tym przypadku wynosi 2,7%, natomiast $NRMSE$ wynosi 0,75%. Wyznaczone napięcie V_{oc}^* jest równe 41,2 V ($R^2 = 0,85$) lub 41,4 V ($R^2 = 0,99$) w zależności od zastosowania metody RANSAC. W tym przypadku zastosowanie metody filtrowania danych zdecydowanie poprawiło współczynnik determinacji, ale zarazem zwiększyło błąd wyznaczenia wartości napięcia w stosunku do danych deklarowanych przez producenta z 0,6% do 1%. Zastosowanie metody RANSAC zmniejszyło wartość $NRMSE$ (z 0,28% do 0,05%). Bardzo dobry wynik uzyskano także w przypadku mocy P_m^* . Jej wartość wynosi 327,7 W i niewiele różni się

od wartości deklarowanej przez producenta (0,7%). Współczynnik R^2 w tym przypadku wynosi 0,98, natomiast $NRMSE$ jest równy 0,34%.



Ryc. 4.24. Parametry charakterystyczne modułu PV #8 wyznaczone metodą równania regresji liniowej: natężenie prądu zwarcia (a), napięcie obwodu otwartego (b), moc maksymalna (c), oraz porównanie parametrów wyznaczonych metodą translacji do wartości deklarowanej przez producenta (d). Strzałkami zaznaczono wyznaczoną z zależności liniowej wartość referencyjną natężenia prądu zwarcia oraz punktu mocy maksymalnej

Wartości natężenia prądu zwarcia, napięcia obwodu otwartego oraz mocy maksymalnej, otrzymane metodą translacji parametrów uzyskanych w rzeczywistych warunkach pomiaru (OPC) do warunków referencyjnych (STC), wynoszą odpowiednio 10,03 A, 41,24 V i 324,3 W. Różnice procentowe w stosunku do wielkości producenta są równe odpowiednio 3,2%, 0,6% oraz 1,7%. Wysoki stopień zgodności zaobserwowano, porównując rezultaty obu zastosowanych metod. Największe odchylenie procentowe zanotowano w przypadku mocy P_m^* (1%).

W przypadku napięcia V_{oc}^* oraz natężenia I_{sc}^* różnice procentowe wynosiły odpowiednio 0,1% i 0,5%.

Szczegółowe zestawienie wartości średnich i median, a także odchyłeń standardowych parametrów wyznaczonych w rzeczywistych warunkach pomiarowych (OPC) oraz po translacji do warunków STC, przedstawiono w tabeli 4.4.

Przytoczone wartości zgodności z danymi deklarowanymi przez producenta nie odbiegają od tych, przedstawionych we wcześniejszej części niniejszego opracowania. Ponadto, jak pokazują wyniki badań technologii cienkowarstwowych CdTe (PV #9) i CIGS (PV #10) (Gulkowski i Krawczak, 2024b), charakteryzacja modułu omówionymi metodami umożliwia dokładną prognozę produkcji energii. W istocie w przypadku modułu CdTe (PV #9) względna różnica między prognozowaną i rzeczywistą energią nie przekracza 0,5% stosując metodę regresji liniowej oraz 1,1% w przypadku metody translacji do STC. Analogicznie, w przypadku modułu CIGS (PV #10) uzyskano wartość poniżej 1%. Należy zatem stwierdzić, że charakteryzacja modułów PV w systemie stacjonarnym jest równie dokładna, co w systemie nadążnym, z zastrzeżeniem, że konieczna jest w tym celu weryfikacja kąta padania promieni słonecznych względem płaszczyzny badanego modułu PV. Ponadto, przedstawione wyniki potwierdzają, że zaproponowane metody analizy parametrów charakterystycznych mogą być stosowane także do modułów najnowszych technologii (PERC).

Tabela 4.4. Parametry charakterystyczne badanych modułów przed (OPC) i po translacji do warunków referencyjnych (STC)

Warunki	Wielkość	V_{oc}^* (V)	I_{sc}^* (A)	V_m^* (V)	I_m^* (A)	P_m^* (W)
OPC	Mediana	39,5	9,4	32,6	8,9	294,5
	Średnia	39,5	9,5	32,5	8,9	290,9
	Odchylenie standardowe	0,3	0,2	0,3	0,2	9,9
STC	Mediana	41,2	10,03	34,0	9,5	324,3
	Średnia	41,2	10,03	34,0	9,5	323,5
	Odchylenie standardowe	0,11	0,07	0,13	0,02	1,6

4.4. Analiza parametrów modelu diodowego modułu PV

4.4.1. Model jednodiodowy pięcioparametrowy

W niniejszym rozdziale przedstawiono sposoby wyznaczania parametrów modelu diodowego na przykładzie monokrystalicznego krzemowego modułu PV w technologii PERC (PV #8). W literaturze istnieją liczne opracowania weryfikujące działanie modelu diodowego na przykładzie modułów PV starszego typu o relatywnie małych mocach (Bader i in., 2019; Bana i Saini, 2016; Cuce i in., 2013; da Luz i in., 2018; Drouiche i in., 2018). Ograniczona jest jednak liczba badań związanych z modelowaniem parametrów pracy modułów nowych technologii, w tym prac dotyczących szybkich i prostych modeli opisujących charakterystyki modułów PV w zmiennych warunkach atmosferycznych. Z tego względu skoncentrowano się tu na ocenie dokładności modeli jednodiodowych w odniesieniu do modułu nowej generacji. Badania modułu PERC na potrzeby modelowania krzywych I-V wykonano za pomocą systemu laboratoryjnego na Politechnice Lubelskiej. Pomiary wykonano w październiku 2024 roku w godzinach południowych.

Bazując na wynikach pomiarów modułów krzemowych monokrystalicznych i polikrystalicznych wykonanych na Uniwersytecie w Jaén, zbadano charakter zmian parametrów modelu w różnych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu PV. Pomiary na potrzeby niniejszej analizy wykonano w pierwszych dniach kwietnia 2019 roku w godzinach popołudniowych.

Należy zaznaczyć, że parametry modelu diodowego są równie istotne, co omówione wcześniej parametry charakterystyczne, ponieważ definiują kształt krzywej I-V. Szczególnie ważna jest korelacja między tymi dwiema grupami parametrów. W przypadku dobrej jakości ogniw, głównie w technologii krzemowej, stosuje się pięcioparametrowy model jednodiodowy (SDM, ang. *single-diode model*). Do wyznaczanych parametrów modelu należą: natężenie fotoprądu I_L (A), natężenie prądu nasycenia diody I_0 (A), bezwymiarowy współczynnik diodowy n , rezystancja szeregową R_s (Ω) oraz rezystancja równoległa R_{sh} (Ω). Wyznaczenie ww. parametrów w warunkach standardowych

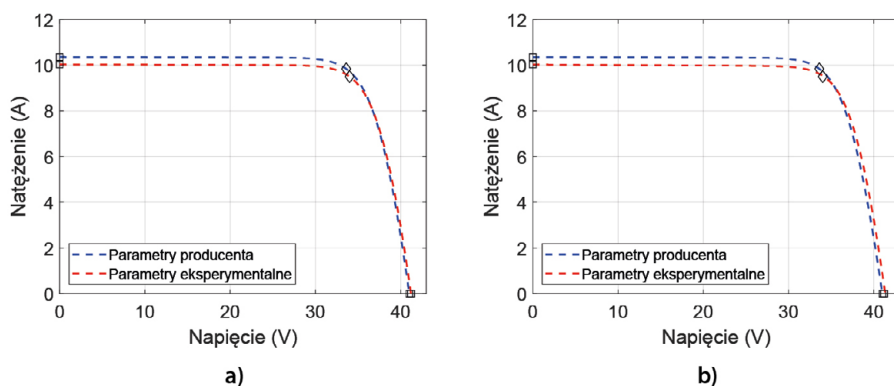
pozwała na obliczenie ich wartości dla dowolnego natężenia promieniowania słonecznego (G) i temperatury modułu (T_m), a tym samym do odtworzenia krzywej I-V w danych warunkach wraz z jej parametrami charakterystycznymi.

Rycina 4.25 przedstawia krzywe I-V otrzymane za pomocą modelu diodowego (SDM) w standardowych warunkach testowych. Do badań wykorzystano moduł w technologii krzemu krystalicznego PERC (PV #8). Zastosowano modele Phanga (Chan i Phang, 1987) oraz Lamberta (Ćalasan i in., 2021; Piliouguine i in., 2021). Parametry każdego modelu obliczono na podstawie równań (3.41)–(3.44) w przypadku metody Phanga oraz (3.45)–(3.54) do metody Lamberta. Każdy wykres zawiera dwie krzywe I-V. Jedna wykonana została z zastosowaniem danego modelu wraz z parametrami charakterystycznymi podanymi przez producenta modułu, druga natomiast zawiera parametry modułu PV #8 wyznaczone metodą translacji (tabela 4.4). Wielkości charakterystyczne użyte w modelu zaznaczono na wykresach za pomocą znaczników. Należy podkreślić, że kształt krzywych wynika z zastosowania wymienionych metod modelowania dla przedstawionych parametrów, tzn. zaznaczone na wykresach wielkości charakterystyczne są danymi wejściowymi modelu SDM. Zgodność parametrów z kształtem krzywej oznacza miarę dokładności zastosowanego podejścia modelowego badanego modułu PV. W istocie, jeśli porówna się moc P_m^* otrzymaną w modelu Phanga z wartością mocy deklarowanej przez producenta, to maksymalna wartość ARE (%) nie przekracza 0,22% w przypadku danych z karty charakterystyki, oraz 0,4% w przypadku danych eksperymentalnych. Analizując napięcie obwodu otwartego wielkość ARE (%) jest rzędu 0,00065% w obu przypadkach. Wartości natężenia prądu zwarcia również nie wykazały znaczącej różnicy.

W przypadku modelu Lamberta różnice względem danych z karty charakterystyki wyniosły 0,02%, 0,014% oraz 0,2%, odpowiednio dla natężenia prądu zwarcia, napięcia obwodu otwartego i mocy maksymalnej. Niewielkie wartości ARE (%) otrzymano w przypadku parametrów wyznaczonych eksperymentalnie, tj. 0,04%, 0,32% oraz 0,038%, odpowiednio dla I_{sc}^* , V_{oc}^* oraz P_m^* .

Wartości parametrów modelu SDM w standardowych warunkach testowych przedstawiono w tabeli 4.5. W obu przypadkach przeanalizowano zarówno wyniki otrzymane w oparciu o parametry producenta modułu, jak i parametry eksperymentalne. Należy zaznaczyć, że w modelu Phanga wymagane jest wyznaczenie wartości rezystancji równoległej R_{sh} (Ω) na podstawie krzywej I-V

(w warunkach STC). Wielkość ta zazwyczaj nie jest określona w karcie charakterystyki. Z tego powodu w tabeli 4.5 znajduje się wartość obliczona na podstawie nachylenia krzywej eksperymentalnej otrzymanej w wyniku translacji do warunków STC. Przy braku danych I-V można posłużyć się przybliżoną metodą określania zarówno rezystancji równoległej, jak i szeregowej (Şentürk, 2018; Senturk i Eke, 2017). Ostatni wiersz tabeli 4.5 przedstawia parametry modelu SDM otrzymane metodą De Soto (De Soto i in., 2006). Obliczenia wykonano z wykorzystaniem biblioteki PVLIB (Holmgren i in., 2018). W metodzie tej wyznaczenie parametrów przebiega w sposób sekwencyjny. W pierwszej kolejności obliczany jest współczynnik diody n , w oparciu o zależność napięcia obwodu otwartego od natężenia promieniowania słonecznego (G), a następnie obliczane są pozostałe cztery parametry modelu (tj. I_L , I_0 , R_{sh} i R_s) dla każdej krzywej eksperymentalnej I-V. Parametry referencyjne określone są metodą regresji liniowej (Hansen, 2015).



Ryc. 4.25. Charakterystyki I-V otrzymane za pomocą modelu diodowego (SDM) wraz z zaznaczonymi parametrami wejściowymi Phanga (a), Lamberta (b)

Tabela 4.5. Parametry modelu diodowego modułu fotowoltaicznego PERC (PV #8) w standardowych warunkach testowych ($G = 1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ i $T_m = 25^\circ\text{C}$).

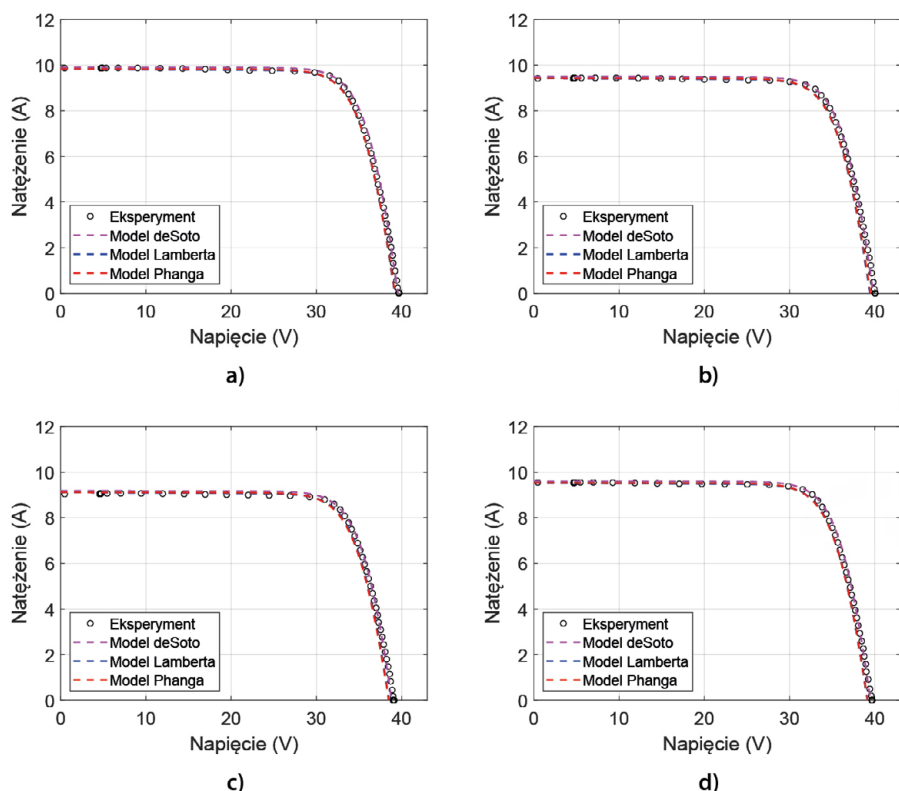
Metoda	I_L^* (A)	I_0^* (A)	R_s^* (Ω)	R_{sh}^* (Ω)	n^* (-)
Metoda Phanga Param. producenta	10,36	$9,6\cdot 10^{-10}$	0,204	1367	1,15
Metoda Phanga Param. eksperymentalne	10,03	$7,6\cdot 10^{-10}$	0,202	1367	1,15
Metoda Lamberta Param. producenta	10,36	$2,5\cdot 10^{-10}$	0,231	1109	1,09
Metoda Lamberta Param. eksperymentalne	10,03	$2,3\cdot 10^{-10}$	0,211	517	1,09
Metoda De Soto	10,10	$5,2\cdot 10^{-10}$	0,175	3220	1,14

W przypadku metody De Soto porównanie parametrów charakterystycznych wyznaczonych z krzywej otrzymanej metodą modelowania wykazało różnicę w stosunku do parametrów podanych przez producenta równą 0,74% w przypadku mocy P_m^* , oraz 2,5% i 1,5% odpowiednio w przypadku napięcia V_{oc}^* i natężenia I_{sc}^* .

Porównując uzyskane referencyjne parametry modelu modułu PERC z danymi literaturowymi dużą zgodność stwierdzono z wynikami przedstawionymi w innej pracy (Muhammadsharif i in., 2019). W szczególności wysoki stopień zgodności stwierdzono dla wartości współczynnika diody n , która mieści się w przedziale od 1,09 do 1,18 w zależności od technologii modułu. Autorzy zbadali moduły w technologii krzemu monokrystalicznego i multikrystalicznego. Rezystancję szeregową uzyskano na poziomie od 0,27 Ω do 0,36 Ω , natomiast rezystancja równoległa mieści się w zakresie od 177 Ω do 1777 Ω . Niewielkie różnice występują również w przypadku prądu nasycenia diody. Wcześniejsze wyniki badań modułów (Yildiran i Tacer, 2016) pokazują analogiczne wartości parametrów referencyjnych modelu SDM. Uzyskano nieco większe wartości współczynnika diody, rzędu 1,2–1,3 oraz podobne wartości rezystancji, tj. 0,2 Ω –0,3 Ω (szeregową) i 298 Ω –462 Ω (równoległą). Warto również przytoczyć pracę, w której autorzy analizują parametry modelu diodowego kilku modułów w technologii krzemowej *half-cut*, stosując pomiary krzywych I-V w warunkach zewnętrznych (Schubert i in., 2024). We wszystkich analizowanych modułach otrzymano współczynnik diody rzędu 1,2; wartość rezystancji równoległej, mieszczącą się w zakresie od 145 Ω do 465 Ω oraz relatywnie niewielką wartość rezystancji szeregową – poniżej 0,1 Ω . Przytoczone wyniki pokazują, że w technologii krzemu krystalicznego obserwuje

się zbliżone wartości parametrów modelu diodowego i technologia PERC nie jest wyjątkiem. Można zatem wysnuć wniosek, że model jednodiodowy sprawdza się w przypadku symulacji charakterystyk prądowo-napięciowych modułów nowej generacji. Wniosek ten potwierdzają kolejne wyniki, przedstawiające zarówno dokładność odwzorowania kształtu krzywych I-V, jak i dokładność prognozowania punktów charakterystycznych w warunkach różnych od STC.

W dalszej części dokonano oceny dokładności wybranych metod modelowania (De Soto, Lamberta i Phanga). Wartości parametrów modelu, w warunkach różnych od STC, wyznaczono, korzystając z parametrów referencyjnych zamieszczonych w tabeli 4.5 oraz zależności funkcyjnych (3.55)–(3.60). Wynik porównania przedstawiono na rycinie 4.26.



Ryc. 4.26. Porównanie charakterystyk I-V otrzymanych za pomocą modelu diodowego (SDM) z krzywymi eksperymentalnymi po przeliczeniu do następujących warunków G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T ($^{\circ}\text{C}$): 977; 38(a), 937; 36 (b), 904; 42 (c), 947; 38 (d)

Parametry modelu SDM wybranych krzywych w warunkach zbliżonych do STC wraz z oceną dokładności ich wyznaczenia przedstawiają kolejno tabele 4.6 i 4.7.

Procentowe wartości *NRMSE*, *NMBE* i *ARE* krzywych I-V otrzymanych na podstawie modelu SDM obliczone zgodnie ze wzorami (3.77), (3.78) i (3.81) oraz ich wielkości charakterystycznych, porównanych z wartościami eksperymentalnymi (tabela 4.7), ilustrują dokładność zastosowanych metod modelowania. W przypadku krzywych I-V wartość *NRMSE* nie przekracza 5%, natomiast *NMBE* nie przekracza 2%. Wysoką dokładność zaobserwowano również w przypadku punktów charakterystycznych krzywej. Punkty te określono na podstawie krzywych modelowych i porównano z wynikami pomiarów wykonanych w tych samych warunkach. Największą różnicę, 2,7%, zaobserwowano w przypadku punktu mocy maksymalnej. W przypadku napięcia obwodu otwartego oraz w przypadku natężenia prądu zwarcia wartość ta wynosi 1,5%.

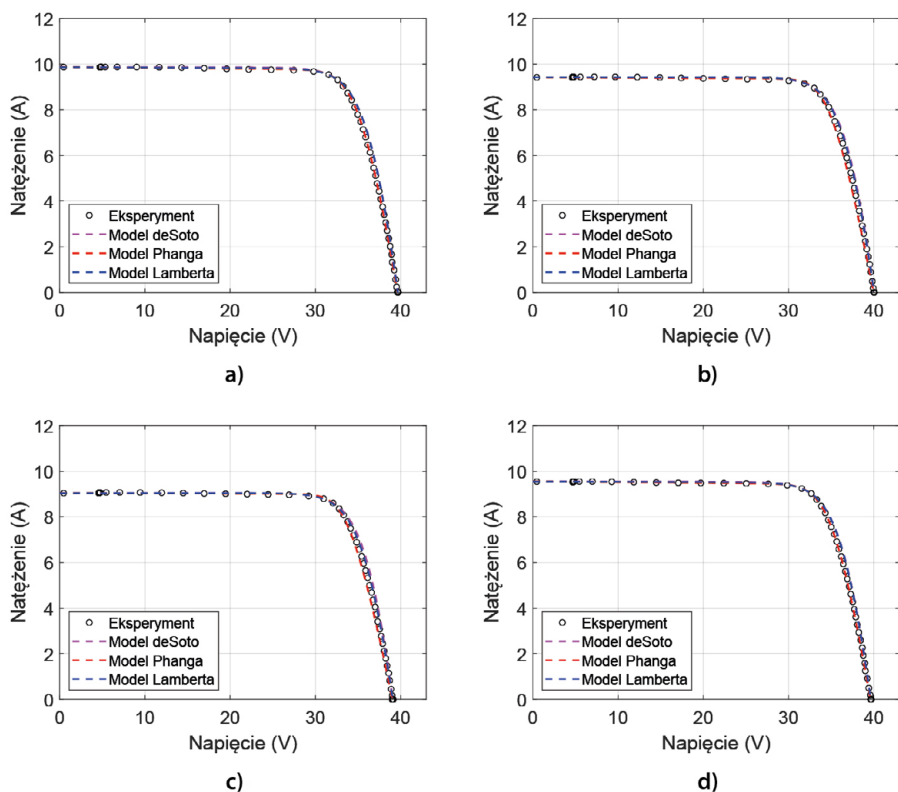
Tabela 4.6. Parametry modelu diodowego modułu fotowoltaicznego PERC (PV #8) po przeliczeniu z STC do warunków G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

	G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	I_L (A)	I_0 (A)	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	n (-)
De Soto	976,6	37,95	9,90	$4,2\cdot 10^{-9}$	0,175	3297	1,14
	937,2	35,74	9,49	$3,9\cdot 10^{-9}$	0,175	3436	1,14
	904,5	41,64	9,18	$7,3\cdot 10^{-9}$	0,175	3560	1,14
	946,8	37,97	9,60	$4,2\cdot 10^{-9}$	0,175	3401	1,14
Lambert	976,6	37,95	9,83	$1,8\cdot 10^{-9}$	0,211	529	1,09
	937,2	35,74	9,43	$1,3\cdot 10^{-9}$	0,211	551	1,09
	904,5	41,64	9,11	$3,2\cdot 10^{-9}$	0,211	571	1,09
	946,8	37,97	9,53	$1,8\cdot 10^{-9}$	0,211	546	1,09
Phang	976,6	37,95	9,83	$6,1\cdot 10^{-9}$	0,202	1400	1,15
	937,2	35,74	9,43	$4,3\cdot 10^{-9}$	0,202	1459	1,15
	904,5	41,64	9,11	$1,08\cdot 10^{-9}$	0,202	1511	1,15
	946,8	37,97	9,53	$6,2\cdot 10^{-9}$	0,202	1444	1,15

Tabela 4.7. Procentowe wartości błędów *NRMSE*, *NMBE* i *ARE* otrzymanych z porównania z wynikami pomiarów modułu fotowoltaicznego PERC (PV #8) w wybranych warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

	G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{IsC} (%)	<i>ARE</i> _{Voc} (%)	<i>ARE</i> _{Pm} (%)
De Soto	976,6	37,95	1,74	0,88	0,29	0,32	0,33
	937,2	35,74	1,49	0,78	0,78	0,55	0,02
	904,5	41,64	2,03	1,28	1,52	0,63	0,29
	946,8	37,97	1,52	0,92	0,49	0,42	0,21
Lambert	976,6	37,95	3,06	-1,60	0,44	1,22	2,21
	937,2	35,74	4,20	-1,70	0,05	1,49	2,57
	904,5	41,64	3,78	-0,90	0,78	1,42	2,04
	946,8	37,97	3,56	-1,57	0,24	1,32	2,29
Phang	976,6	37,95	2,92	-1,49	0,41	1,16	2,40
	937,2	35,74	3,80	-1,49	0,07	1,36	2,66
	904,5	41,64	4,30	-1,07	0,81	1,52	2,46
	946,8	37,97	3,47	-1,48	0,21	1,26	2,49

Rycina 4.27 przedstawia porównanie wyników eksperymentalnych i krzywych I-V otrzymanych z wykorzystaniem analizowanych modeli SDM. W odróżnieniu od poprzedniego przypadku, parametry modelu wyznaczone zostały na podstawie krzywych eksperymentalnych, tzn. danymi wejściowymi modelu są wielkości doświadczalne punktów charakterystycznych krzywych I-V. Na ich podstawie obliczono parametry I_L , I_0 , R_{sh} , R_s , n dla każdego z warunków (G , T_m). Podejście takie umożliwia opracowanie własnych równań (np. wielomianowych) opisujących korelację poszczególnych parametrów modelu w warunkach oddziaływania czynników zewnętrznych, tj. głównie w funkcji natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu. W przeciwieństwie do poprzednio opisanego podejścia, w tym przypadku konieczne jest wykonanie pomiarów krzywych w szerszym zakresie natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu. Dokładniejszy opis tego wariantu przedstawiono w części 4.4.2 niniejszej pracy.



Ryc. 4.27. Porównanie charakterystyk I-V modelowych (SDM) z krzywymi eksperymentalnymi w następujących warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T ($^{\circ}\text{C}$): 977; 38 (a), 937; 36 (b), 904; 42 (c), 947; 38 (d)

W tabeli 4.8 znajdują się parametry poszczególnych modeli SDM. Wykazują one większą rozbieżność w porównaniu do wartości obliczonych z parametrów referencyjnych (porównaj z tabelą 4.6). Znaczną różnicę zaobserwowano w przypadku modelu Phanga, zarówno w przypadku natężenia prądu diodowego (I_0), jak i współczynnika diody (n). Nie oznacza to bynajmniej mniejszej dokładności modelowania krzywej I-V w danych warunkach. W istocie, jak pokazano w tabeli 4.9, wartość *NRMSE* waha się w zakresie od 0,6% do 2,4% (Phang) i jest zbliżona do wartości otrzymanych pozostałymi metodami modelowania (De Soto i Lambert). Ponadto, osiąga mniejsze wartości niż w poprzednim przypadku (porównaj z tabelą 4.7). Podobnie przedstawia się wartość *NMBE*, mieszcząca się w zakresie 0,27%–1,15%.

Porównując dokładność dopasowania eksperymentalnych i modelowych punktów charakterystycznych krzywych I–V, w przeważającej części wyników wartość *ARE* nie przekracza 0,1%, zarówno w przypadku mocy maksymalnej, jak i napięcia obwodu otwartego. Z uwagi na przybliżenie natężenia fotoprądu do wartości prądu zwarcia we wszystkich prezentowanych modelach, analiza błędu w tym przypadku nie miałaby większego sensu, dlatego została pominięta w tabeli 4.9.

Tabela 4.8. Parametry modelu diodowego modułu fotowoltaicznego PERC (PV #8) otrzymane w wybranych warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

	G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	I_L (A)	I_0 (A)	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	n (-)
De Soto	976,6	37,95	9,87	$3,9\cdot 10^{-9}$	0,187	1659	1,14
	937,2	35,74	9,42	$2,6\cdot 10^{-9}$	0,171	5077	1,14
	904,5	41,64	9,04	$6,4\cdot 10^{-9}$	0,159	7784	1,14
	946,8	37,97	9,55	$3,8\cdot 10^{-9}$	0,182	2182	1,14
Lambert	976,6	37,95	9,87	$1,5\cdot 10^{-9}$	0,195	541	1,09
	937,2	35,74	9,42	$1,0\cdot 10^{-9}$	0,199	241	1,09
	904,5	41,64	9,04	$2,5\cdot 10^{-9}$	0,206	487	1,09
	946,8	37,97	9,55	$1,5\cdot 10^{-9}$	0,193	700	1,09
Phang	976,6	37,95	9,88	$1,7\cdot 10^{-12}$	0,312	295	0,83
	937,2	35,74	9,42	$6,6\cdot 10^{-16}$	0,408	584	0,67
	904,5	41,64	9,04	$1,7\cdot 10^{-15}$	0,424	963	0,66
	946,8	37,97	9,55	$6,1\cdot 10^{-13}$	0,327	317	0,81

Analizując wyniki dotyczące zastosowania modelu diodowego pod kątem prognozowania parametrów charakterystycznych, należy przytoczyć kolejną pracę (Salah i in., 2023). Autorzy wykorzystują pięcioparametrowy model SDM do prognozy produkcji mocy przez moduł PV, a wyniki symulacji porównują z rezultatem pomiarów w warunkach rzeczywistych. Przeanalizowano różne technologie modułów PV, tj. technologię mono- i multikrystalicznego krzemu oraz HIT. Zaobserwowano nieznacznie większe niż w ramach niniejszej pracy, wartości współczynników diodowych, tj. 1,2–1,5, oraz porównywalne wartości rezystancji szeregowych, od 0,12 Ω do 0,27 Ω . Przy tych parametrach różnice między symulacyjną a doświadczalną wartością mocy maksymalnej badanych technologii nie przekraczają 3,5%, przy czym wartość ta zmienia się w zależności od pory dnia.

W innej pracy uzyskany przez autorów błąd względny wartości mocy maksymalnej w warunkach STC kształtuje się w przedziale od 0% do 4%, w zależności od wielkości rezystancji szeregowej (da Luz i in., 2018). Jak pokazują wyniki przedstawione w tabelach 4.7 i 4.9, model SDM umożliwia z dużą dokładnością prognozę mocy maksymalnej modułu PV jednej z najnowszych krzemowych technologii (PERC).

Tabela 4.9. Procentowe wartości błędów *NRMSE*, *NMBE*, *ARE* otrzymane z porównania z wynikami pomiarów modułu fotowoltaicznego PERC (PV #8) w wybranych warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

	G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{Voc} (%)	<i>ARE</i> _{Pm} (%)
De Soto	976,6	37,95	2,09	0,95	$1\cdot 10^{-5}$	$5\cdot 10^{-4}$
	937,2	35,74	2,36	0,99	$6\cdot 10^{-6}$	0,03
	904,5	41,64	2,76	1,14	$4\cdot 10^{-6}$	0,07
	946,8	37,97	2,12	1,01	$1\cdot 10^{-5}$	0,002
Lambert	976,6	37,95	2,07	0,81	0,03	0,009
	937,2	35,74	1,78	0,75	$6\cdot 10^{-4}$	0,01
	904,5	41,64	1,62	0,64	$6\cdot 10^{-4}$	0,39
	946,8	37,97	2,00	0,87	0,03	0,009
Phang	976,6	37,95	0,60	-0,27	0,13	0,13
	937,2	35,74	2,33	-1,06	0,13	0,06
	904,5	41,64	2,40	-1,10	0,13	0,07
	946,8	37,97	0,85	-0,32	0,13	0,13

4.4.2. Analiza zależności parametrów modelu w funkcji natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu PV

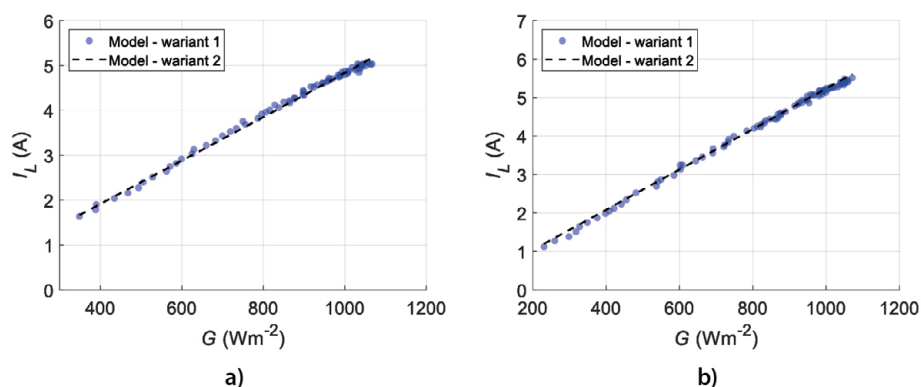
Kolejne wykresy (ryciny 4.28–4.32) przedstawiają wyniki korelacji poszczególnych parametrów modelu wyznaczonych na podstawie krzywych eksperymentalnych (wariant 1) oraz zależności funkcyjnych (wariant 2) opisanych równaniami (3.55)–(3.60). Zaznaczone linią przerywaną proste otrzymano, podstawiając do wzorów (3.55)–(3.60) parametry referencyjne modelu, przedstawione w tabeli 4.10. Znacznikami punktowymi natomiast oznaczono parametry modelu SDM wyodrębnione z krzywych eksperymentalnych zmierzonych w danych warunkach G i T_m (wariant 1). Ponieważ nie zaobserwowano istotnych różnic

w modelowaniu parametrów charakterystycznych przedstawionymi wcześniej metodami, do dalszych badań wybrano model Lamberta. Przeanalizowano moduły wykonane w technologii krzemu monokrystalicznego (PV #3) oraz polikrystalicznego (PV #4). Pomiary przeprowadzone zostały w szerokim zakresie natężenia promieniowania słonecznego i temperatury badanych modułów. Miejscem prowadzonych pomiarów był Uniwersytet w Jaén w Hiszpanii.

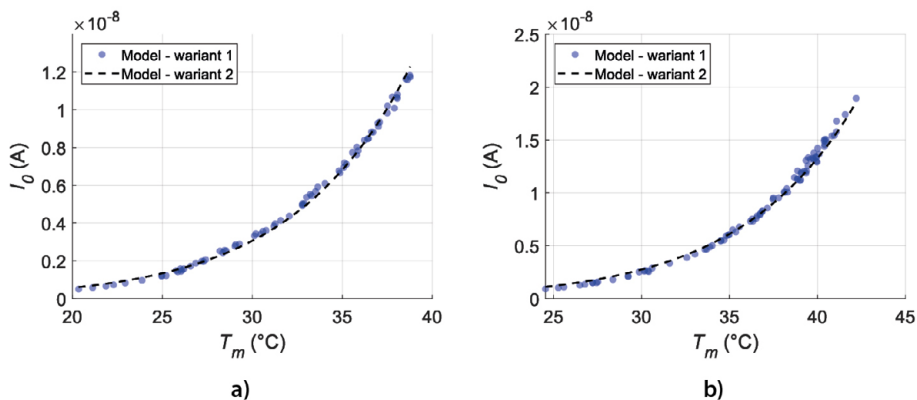
Tabela 4.10. Parametry referencyjne modelu diodowego modułu fotowoltaicznego sc-Si (PV #3) oraz mc-Si (PV #4) wyznaczone metodą Lamberta (wariant 2)

Metoda	I_L^* (A)	I_0^* (A)	R_s^* (Ω)	R_{sh}^* (Ω)	n^* (-)
Moduł PV sc-Si (#PV3) Model – wariant 2	4,8	$1,3 \cdot 10^{-9}$	0,246	114	1,04
Moduł PV mc-Si (#PV4) Model – wariant 2	5,2	$1,2 \cdot 10^{-9}$	0,250	76	1,04

W przypadku obu technologii modułów PV wartość fotoprądu rośnie liniowo wraz z natężeniem promieniowania słonecznego (ryc. 4.28), zgodnie z równaniem (3.55). Wysoki stopień korelacji wykazuje również zależność prądu nasycenia diody w funkcji temperatury modułu PV (ryc. 4.29). Analizując krzywą obrazującą wartość I_0 obliczoną na podstawie wzoru (3.56) (linia przerywana), istotne okazało się dostosowanie jej zgodności w punkcie odpowiadającym temperaturze referencyjnej równej 25°C.

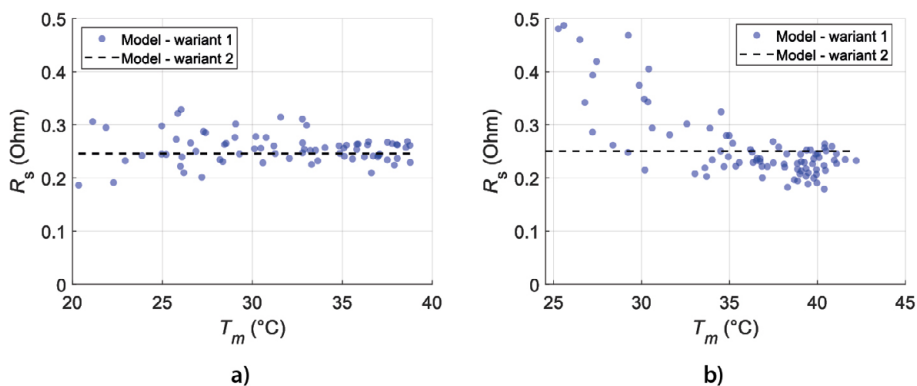


Ryc. 4.28. Porównanie wartości natężenia fotoprądu I_L otrzymanego za pomocą modelu Lamberta na podstawie krzywych eksperymentalnych (wariant 1) oraz zależności funkcyjnych (wariant 2). Moduły w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV #4) (b)



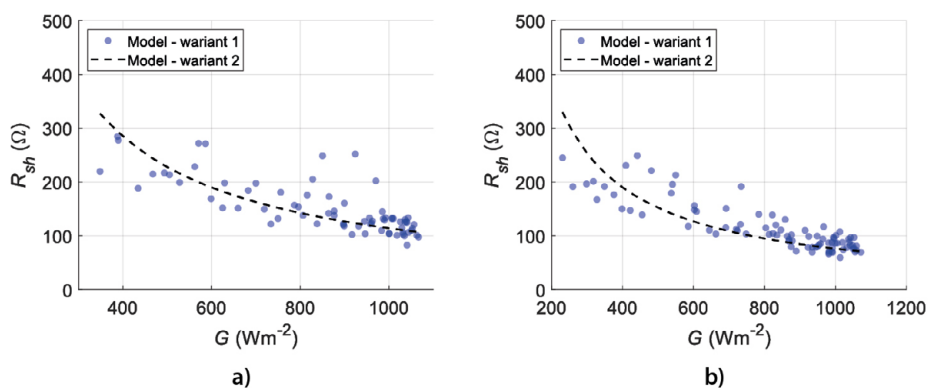
Ryc. 4.29. Porównanie wartości prądu nasycenia diody I_0 otrzymanego za pomocą modelu Lamberta na podstawie krzywych eksperymentalnych (wariant 1) oraz zależności funkcyjnych (wariant 2). Moduły w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV #4) (b)

Interesującą zależność rezystancji szeregowej w funkcji temperatury otrzymano w przypadku modułu wykonanego w technologii krzemu multikrystalicznego (PV #4). Jak wynika z ryciny 4.30(b), rezystancja R_s przyjmuje stałą wartość w wyższych temperaturach modułu PV. W przypadku modułu monokrystalicznego stałą wartość R_s zaobserwowano dla całego zakresu temperatur – rycina 4.30 (a).



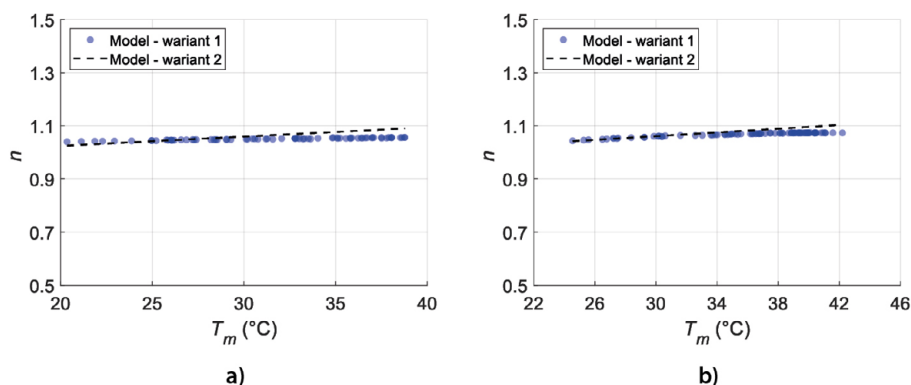
Ryc. 4.30. Porównanie wartości rezystancji szeregowej R_s otrzymanej za pomocą modelu Lamberta na podstawie krzywych eksperymentalnych (wariant 1) oraz zależności funkcyjnych (wariant 2). Moduły w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV #4) (b)

Analizując rezystancję równoległą (ryc. 4.31) stwierdzono zgodny trend w obu przypadkach technologii modułów PV. Jeśli przeanalizuje się wartości rezystancji w funkcji natężenia promieniowania słonecznego, to stałą wartość R_S zaobserwowano powyżej $600 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Podobny efekt przedstawiono dla modułu PV z krzemu krystalicznego, gdzie otrzymano stałą wartość R_S dla G powyżej $400 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ (Montes-Romero i in., 2018). W toku wcześniejszych badań stwierdzono wyższe wartości zarówno rezystancji równoległej, jak i szeregowej dla niższych wartości natężenia promieniowania słonecznego (Fernández i in., 2016). Autorzy zastosowali kilka różnych metod modelowania. Dla przykładu, w przedziale wartości G poniżej $600 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ wartość R_S mieści się w granicach od $0,6 \Omega$ do $1,8 \Omega$, natomiast wartość R_{sh} od ok. 200Ω do 500Ω . Powyżej granicy $600 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ przedziały te wynoszą ok. $0,4 \Omega$ – $0,6 \Omega$, dla R_S i 150Ω – 200Ω , w przypadku R_{sh} . Analogiczne, eksponentalne zależności rezystancji równoległej od natężenia promieniowania słonecznego stwierdzone zostały w innej, wspomnianej już pracy (Fébba i in., 2018). Autorzy zaobserwowali również eksponentalną zależność rezystancji szeregowej od temperatury. Dla modułu w technologii krzemu monokrystalicznego zarejestrowano zaś relatywnie niewielki spadek wartości rezystancji szeregowej w funkcji temperatury (El Ainaoui i in., 2023).



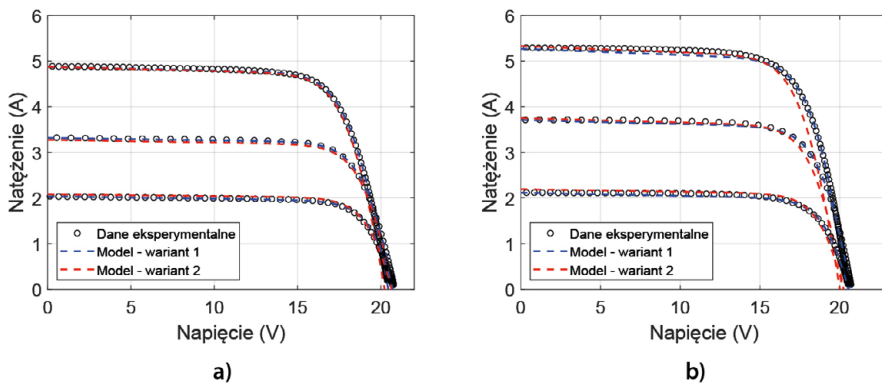
Ryc. 4.31. Porównanie wartości rezystancji równoległej R_{sh} otrzymanej za pomocą modelu Lamberta na podstawie krzywych eksperymentalnych (wariant 1) oraz zależności funkcyjnych (wariant 2). Moduły w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV #4) (b)

Porównując współczynnik diody (ryc. 4.32) stwierdzono, że zachowana jest liniowa zależność od temperatury, jednakże parametry modelu wyodrębnione z krzywych eksperymentalnych (wariant 1) rosną wolniej niż parametry otrzymane z zależności funkcyjnej (wariant 2), opisananej wzorem (3.58).



Ryc. 4.32. Porównanie wartości współczynnika diody n otrzymanego za pomocą modelu Lamberta na podstawie krzywych eksperymentalnych (wariant 1) oraz zależności funkcyjnych (wariant 2). Moduły w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV #4) (b)

Bazując na przedstawionych metodach symulacyjnych, w dwu różnych wariantach (wariant 1 i wariant 2), zbadano dokładność odwzorowania charakterystyk prądowo-napięciowych modułów PV oraz ich punktów charakterystycznych. Modelowanie krzywych I-V wykonano w różnych warunkach atmosferycznych. Wyniki modelowania porównano z danymi eksperymentalnymi i przedstawiono na rycinie 4.33. Zgodnie z wcześniejszymi obserwacjami, krzywe symulacyjne uzyskane z parametrów wyznaczonych na podstawie parametrów eksperymentalnych (wariant 1) dokładniej odzwierciedlają pracę modułów PV niż krzywe oparte na modelu funkcyjnym (wariant 2).



Ryc. 4.33. Porównanie krzywych eksperymentalnych z wynikami modelu (wariant 1 i wariant 2) modułów PV w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV#4) (b)

W tabelach 4.11 i 4.12 przedstawiono różnice wartości modelowanych i doświadczalnych parametrów charakterystycznych analizowanych modułów oraz wartości *NRMSE* i *NMBE* krzywych I-V. W wariantcie 1 (W-1), w przypadku obu technologii modułów PV wartość *NRMSE* nie przekracza 4% i jest wyraźnie niższa dla technologii krzemu monokrystalicznego. Porównując punkty charakterystyczne krzywych, różnica między modelem i wartościami doświadczalnymi (*ARE*) nie przekracza 0,35%. Oznacza to, że model SDM w wariantcie pierwszym dobrze sprawdza się w przypadku technologii krzemowych, gdy możliwe jest wykonanie pomiaru krzywych I-V w szerokim zakresie warunków atmosferycznych. Uwzględniając przewidywany trend poszczególnych parametrów modelu, można dokonać precyzyjnego prognozowania parametrów pracy modułu PV w dowolnych warunkach.

Analizując przypadek, w którym parametry modelu diodowego określone są na podstawie wartości referencyjnych i odpowiednich równań (wariant 2), stwierdzono mniejszą dokładność w stosunku do wariantu 1. Obie technologie PV wykazały podobne różnice modelowanych wartości punktu mocy maksymalnej, natężenia prądu zwarcia czy napięcia obwodu otwartego w porównaniu do danych doświadczalnych.

Tabela 4.11. Procentowe wartości *NRMSE*, *NMBE*, *ARE* otrzymane po porównaniu z wynikami pomiarów modułu z krzemu monokrystalicznego (PV #3) w wybranych warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

	G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{IsC} (%)	<i>ARE</i> _{Voc} (%)	<i>ARE</i> _{Pm} (%)
W-1	1010,0	35,9	1,59	-1,17	0,20	0,16	0,02
	682,6	26,6	1,74	-1,21	0,14	0,16	0,01
	434,4	22,3	1,93	-0,65	0,10	0,25	0,002
W-2	1010,0	35,9	9,15	-5,91	0,20	1,25	1,06
	682,6	26,6	6,10	-4,72	1,46	0,67	1,77
	434,4	22,3	5,28	-0,35	2,05	0,65	2,44

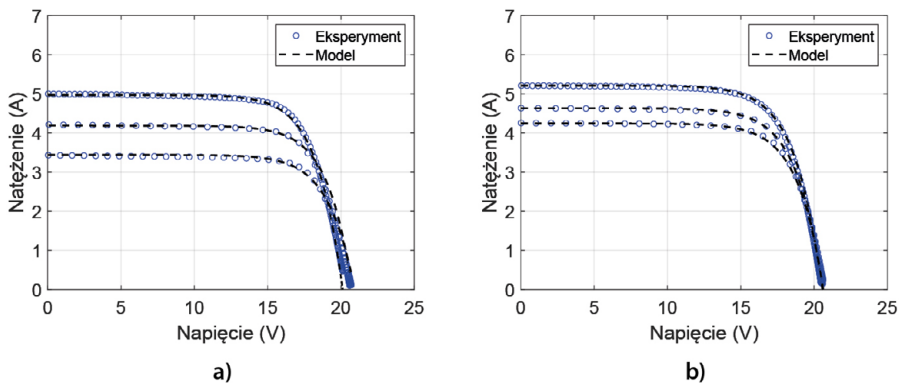
Tabela 4.12. Procentowe wartości *NRMSE*, *NMBE*, *ARE* otrzymane po porównaniu z wynikami pomiarów modułu z krzemu multikrystalicznego (PV #4) w wybranych warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

	G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{IsC} (%)	<i>ARE</i> _{Voc} (%)	<i>ARE</i> _{Pm} (%)
W-1	1021,9	40,4	3,23	-2,85	0,29	0,27	0,01
	720,7	34,0	3,80	-3,33	0,21	0,25	0,008
	421,7	28,4	3,73	-3,07	0,18	0,33	0,003
W-2	1021,9	40,4	18,0	-9,49	0,82	2,59	2,25
	720,7	34,0	15,7	-7,33	0,93	2,43	1,67
	421,7	28,4	10,1	-2,00	3,49	1,84	3,28

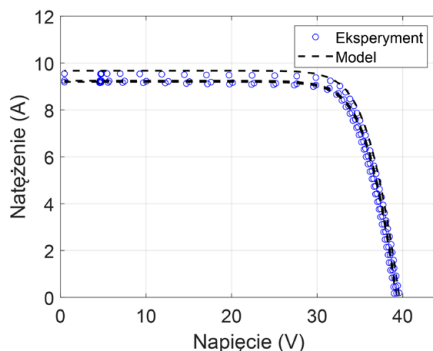
4.4.3. Model diodowy czteroparametrowy

Rycina 4.34 przedstawia porównanie charakterystyk I-V otrzymanych w wyniku pomiarów doświadczalnych oraz z wykorzystaniem modelu diodowego czteroparametrowego, opisanego w punkcie 3.2.2, w danych warunkach natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu PV. Model sprawdził się w przypadku modułu PV #7 w technologii heterozłączonej HIT (Gulkowski i in., 2019a).

W przypadku modułów wykonanych w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) i multikrystalicznego (PV#4) badania wykonano na Uniwersytecie w Jaén, w Hiszpanii. Pomiary modułu (PV#8) w technologii PERC wykonano na Politechnice Lubelskiej.



Ryc. 4.34. Porównanie krzywych eksperymentalnych z wynikami czteroparametrowego modelu modułów PV w technologii krzemu monokrystalicznego (PV#3) (a) oraz krzemu multikrystalicznego (PV#4) (b)



Ryc. 4.35. Porównanie krzywych eksperymentalnych z wynikami czteroparametrowego modelu modułów PV w technologii krzemu monokrystalicznego PERC (PV#8)

W ramach niniejszego opracowania zastosowano czteroparametrowy model SDM do symulacji krzywych I–V badanych modułów PV wykonanych w technologii krzemu monokrystalicznego PV #3 – ryc. 4.34(a) oraz multikrystalicznego PV #4 – ryc. 4.34(b). Na rycinie 4.35 przedstawiono również wynik działania modelu dla modułu PV nowej generacji PERC (PV #8). We wszystkich prezentowanych przypadkach zaobserwowano relatywnie wysoki stopień zgodności modelu z wynikami badań doświadczalnych.

Tabela 4.13 przedstawia bezwymiarowe współczynniki otrzymane na podstawie danych charakterystycznych modułów PV w warunkach STC oraz na

podstawie danych pomiarowych krzywych I-V, zgodnie z procedurą opisaną w rozdziale dotyczącym metodyki (Gulkowski i in., 2019a).

Tabela 4.13.Bezwymiarowe współczynniki zastosowane w modelu diodowym badanych modułów PV

	α_1	α_2	β_1	β_2	γ_1	γ_2
sc-Si (PV #3)	0,93	0,92	0,105	0,067	2,29	2,63
mc-Si (PV #4)	0,97	0,96	0,055	0,030	1,05	1,12
PERC (PV #8)	1,25	1,35	0,023	-0,035	0,78	0,80

Tabela 4.14.Parametry czteroparametrowego modelu diodowego modułu fotowoltaicznego w technologii monokrystalicznego krzemu (PV #3)

G (W·m ⁻²)	T_m (°C)	I_L (A)	I_0 (A)	R_s (Ω)	n (-)
1039,1	38,0	4,97	$1,2 \cdot 10^{-5}$	0,05	1,61
863,6	31,2	4,18	$1,0 \cdot 10^{-5}$	0,01	1,70
699,9	27,3	3,44	$6,9 \cdot 10^{-6}$	0,08	1,71

Tabela 4.15.Parametry czteroparametrowego modelu diodowego modułu fotowoltaicznego w technologii multikrystalicznego krzemu (PV #4)

G (W·m ⁻²)	T_m (°C)	I_L (A)	I_0 (A)	R_s (Ω)	n (-)
1004,8	40,9	5,21	$2,7 \cdot 10^{-5}$	0,03	1,73
889,3	38,3	4,63	$2,2 \cdot 10^{-5}$	0,02	1,74
812,7	36,3	4,24	$1,8 \cdot 10^{-5}$	0,01	1,74

Wartości czterech parametrów modelu diodowego obliczone z wykorzystaniem współczynników z tabeli 4.13 przedstawiają tabele 4.14–4.16. W przypadku modułów PV #3 i PV #4 otrzymano wartości prądu nasycenia diody mieszczące się w przedziale od 10^{-5} A do 10^{-6} A. Uzyskane wartości są porównywalne z wynikami modelu pięcioparametrowego. Większe różnice zaobserwowano w przypadku współczynnika diody oraz rezystancji szeregowej. Parametry modułu PV #8 wykazują większe podobieństwo do wyników uzyskanych z modelu pięcioparametrowego. W modelu czteroparametrowym wpływ rezystancji równoległej jest pomijany. Zgodność parametrów obu modeli

w przypadku modułu PV nowej generacji (PV #8) oznacza, że zastosowane przybliżenie braku R_{sh} nie wpływa istotnie na dokładność wyznaczania parametrów charakterystycznych.

Tabela 4.16. Parametry czteroparametrowego modelu diodowego modułu fotowoltaicznego w technologii monokrystalicznego krzemu PERC (PV #8)

G ($W \cdot m^{-2}$)	T_m ($^{\circ}C$)	I_L (A)	I_0 (A)	R_s (Ω)	n (-)
909,1	41,6	9,20	$1,3 \cdot 10^{-8}$	0,17	1,18
913,3	40,7	9,25	$1,1 \cdot 10^{-8}$	0,18	1,18
946,8	38,0	9,67	$2,3 \cdot 10^{-9}$	0,21	1,11

Porównując wartości natężenia prądu zwarcia, napięcia obwodu otwartego i punktu mocy maksymalnej otrzymane w wyniku modelowania z wartościami doświadczalnymi (tabela 4.19) różnica nie przekracza 1%. Również wartości *NRMSE* oraz *NMBE* są relatywnie niskie, co potwierdza dokładność dopasowania wszystkich punktów krzywej I-V modułu PV #8. Nieznacznie niższą dokładność ilustrują wartości *NRMSE* i *NMBE* w przypadku pozostałych dwóch modułów krzemowych (PV#3 i PV#4). Wartość *NRMSE* modułu z krzemu multikrystalicznego PV #4 nie przekracza 5%. Zachowana jest wysoka dokładność określenia parametrów charakterystycznych. Różnica w stosunku do wartości eksperymentalnych nie przekroczyła 1,5% (tabela 4.17). W przypadku modułu w technologii krzemu monokrystalicznego różnica ta nie przekroczyła 1,8% (tabela 4.18).

Dla porównania, w pracy z 2014 roku (Khezzer i in.) zastosowanie modelu czteroparametrowego pozwoliło wyznaczyć wartość mocy z względną różnicą w stosunku do wartości doświadczalnej wynoszącą od ok. 0,4% do 2,6% w zależności od warunków pomiaru.

Tabela 4.17. Procentowe wartości błędów *NRMSE*, *NMBE*, *ARE* otrzymanych z porównania z wynikami pomiarów modułu fotowoltaicznego w technologii krzemu monokrystalicznego (PV #3) w wybranych warunkach G ($W \cdot m^{-2}$) i T_m ($^{\circ}C$)

G ($W \cdot m^{-2}$)	T_m ($^{\circ}C$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{<i>I</i>_{sc}} (%)	<i>ARE</i> _{<i>V</i>_{oc}} (%)	<i>ARE</i> _{<i>P</i>_m} (%)
1039,1	38,0	5,60	-3,18	0,59	1,11	1,63
863,6	31,2	12,8	9,79	0,76	0,60	0,75
699,9	27,3	9,81	7,13	0,20	0,85	1,76

Tabela 4.18. Procentowe wartości błędów *NRMSE*, *NMBE*, *ARE* otrzymanych z porównania z wynikami pomiarów modułu fotowoltaicznego w technologii krzemu multikrystalicznego (PV #4) w wybranych warunkach G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) i T_m ($^{\circ}\text{C}$)

G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{isc} (%)	<i>ARE</i> _{voc} (%)	<i>ARE</i> _{pm} (%)
1004,8	40,9	3,13	2,41	0,004	0,04	0,02
889,3	38,3	2,75	-1,41	0,08	0,32	0,66
812,7	36,3	4,25	-3,00	0,27	0,52	1,50

Tabela 4.19. Procentowe wartości błędów *NRMSE*, *NMBE*, *ARE* otrzymanych z porównania z wynikami pomiarów modułu fotowoltaicznego w technologii monokrystalicznego krzemu PERC (PV #8)

G ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	T_m ($^{\circ}\text{C}$)	<i>NRMSE</i> (%)	<i>NMBE</i> (%)	<i>ARE</i> _{isc} (%)	<i>ARE</i> _{voc} (%)	<i>ARE</i> _{pm} (%)
909,1	41,6	2,82	1,53	0,07	0,23	0,07
913,3	40,7	1,73	0,81	0,09	0,06	0,41
946,8	38,0	2,11	1,93	1,00	0,06	0,98

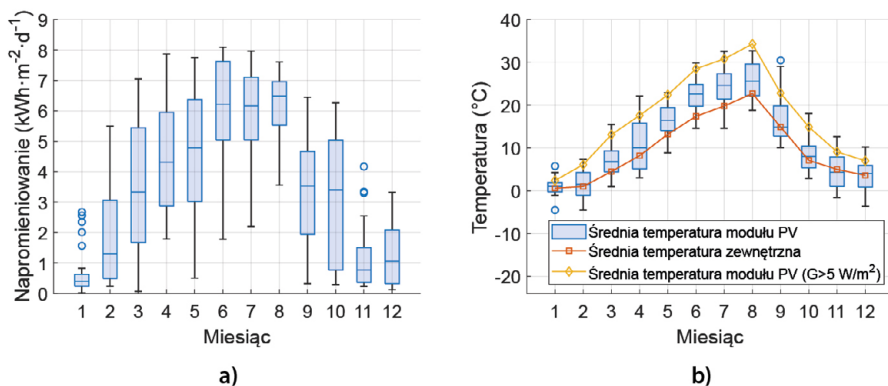
Podsumowując, należy stwierdzić, że wyniki otrzymane za pomocą obu modeli (cztero- i pięcioparametrowego) pod kątem symulacji krzywych I-V, jak i prognozowania punktów charakterystycznych modułów PV wykazują znaczne podobieństwo bez względu na technologię. Przedziały wartości *NRMSE* krzywych I-V wynoszą 1,7%–2,8% dla modelu czteroparametrowego oraz 0,6%–2,8% i 1,5%–4,3% w przypadku modelu pięcioparametrowego odpowiednio w wariancie 1 i wariancie 2. Wysoka zbieżność występuje w przypadku punktu mocy maksymalnej. Najlepszy wynik w porównaniu z pomiarami doświadczalnymi otrzymano metodą pięcioparametrową w wariancie 1 (0,0005%–0,4%). Niemniej dokładny rezultat uzyskano metodą czteroparametrową (0,07%–1,0%) oraz metodą pięcioparametrową w wariancie 2 (0,02%–2,7%). Dla dwóch pozostałych technologii (krzem mono- i multikrystaliczny) zaobserwowano większe różnice, przy czym model SDM z pięcioma parametrami w wariancie 1 zachowuje dużą dokładność prognozy mocy ($ARE < 0,1\%$). W pozostałych metodach modelu SDM wartość *ARE* nie przekracza 2%–3%. W świetle powyższych rozważań można stwierdzić, że wykorzystanie modelu jednodiodowego (SDM) stwarza możliwość dokładnego prognozowania mocy modułów PV wykonanych w technologii krzemu krystalicznego, w tym technologii PERC.

4.5. Ocena wydajności systemów fotowoltaicznych różnych technologii

4.5.1. Analiza uzysków energii. Współczynnik wydajności PR

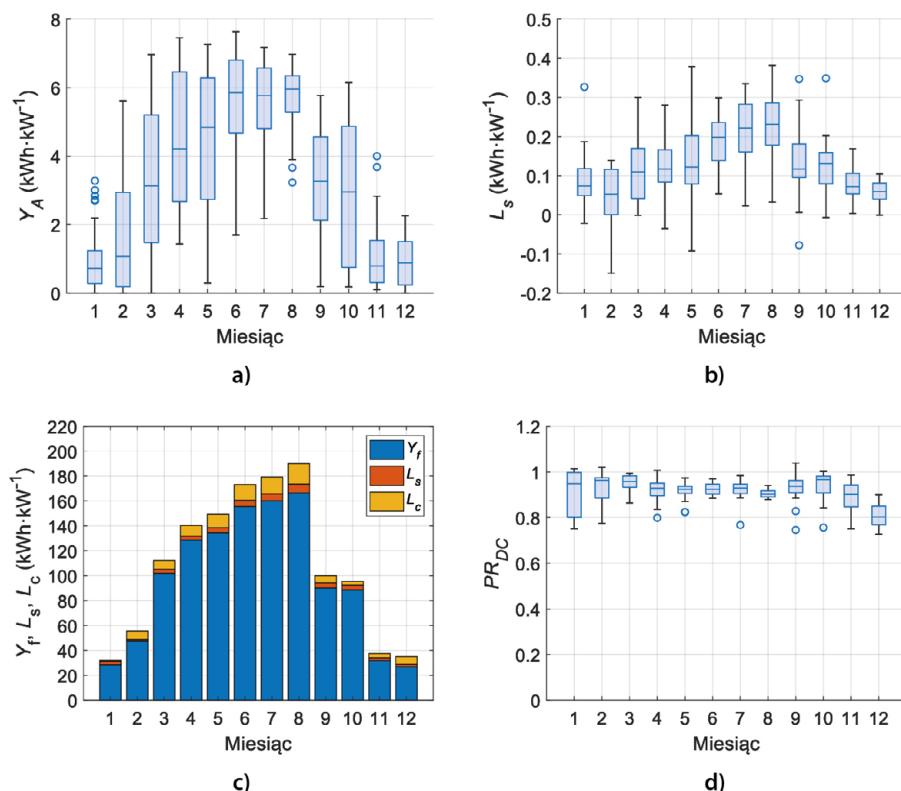
Analiza parametrów pracy modułów PV różnych technologii wchodzących w skład farmy fotowoltaicznej zlokalizowanej w miejscowości Bordziłówka obejmuje rok 2015, następujący po uruchomieniu farmy PV. W celu zapewnienia jakości danych przeprowadzono weryfikację poprawności zarejestrowanych wartości mocy oraz innych parametrów pracy modułów fotowoltaicznych. Skorygowano oczywiste błędy, takie jak nieuzasadnione, wysokie lub niskie wartości mocy, nagłe skoki lub spadki rejestrowanych wartości oraz okresy braku odczytów.

Rycina 4.36a przedstawia rozkład dziennego napromieniowania płaszczyzny modułów (POA, ang. *plane of array*) w poszczególnych miesiącach. Największe wartości napromieniowania zaobserwowano w miesiącach półrocza letniego. Jak przedstawiono w pracach (Gulkowski, 2022; Gulkowski i in., 2019c), ok. 80% wartości energii produkowanej przez systemy PV przypadało na 6 miesięcy półrocza letniego, co związane jest bezpośrednio z ilością energii słonecznej docierającej do powierzchni modułów PV.



Ryc. 4.36. Rozkład dziennych wartości napromieniowania zarejestrowany przez ogniwo referencyjne w płaszczyźnie modułów PV (a), Rozkład średnich dziennych wartości temperatury modułu PV i temperatura zewnętrzna w lokalizacji instalacji PV (b)

W analizowanym roku, w szczególności w miesiącach od czerwca do sierpnia, średnie dzienne wartości napromieniania oraz mediany są największe i mieszczą się w granicach od 5,8 do 6,5 kWh·m⁻²·d⁻¹. Wskazane miesiące charakteryzują się stosunkowo wąskimi przedziałami międzykwartylowymi w porównaniu do pozostałych miesięcy. Roczny uzysk referencyjny w płaszczyźnie modułów PV zarejestrowany przez ogniwo referencyjne, po zastosowaniu metod filtrowania danych, jest rzędu 1260 kWh·kW⁻¹.



Ryc. 4.37. Rozkład dziennych uzysków specyficznych Y_A modułów PV zarejestrowanych w poszczególnych miesiącach przez moduły w technologii pc-Si (PV #11) (a), rozkład strat L_s na falowniku (b), miesięczne uzyski końcowe Y_f wraz ze stratami L_s i L_c (c), rozkład współczynników wydajności PR_{DC} w poszczególnych miesiącach (d)

Rycina 4.36(b) przedstawia porównanie średniej temperatury modułu PV oraz temperatury zewnętrznej w lokalizacji instalacji. Średnią temperaturę zewnętrzną w analizowanym roku, otrzymano z bazy PVGIS (Huld i in., 2017).

W przypadku temperatury zewnętrznej oraz temperatury modułu PV uwzględniono dane zarejestrowane przez całą dobę (również w nocy). W miesiącach o mniejszym napromienianiu (półrocze zimowe) wartości średniej temperatury zewnętrznej i modułów nie różnią się znacznie. Widoczne różnice wystąpiły w miesiącach o dużym napromienianiu. W tym okresie bowiem temperatura modułów jest wyższa z uwagi na absorpcję promieniowania słonecznego. Na rycinie 4.36(b) pokazano również rozkład średnich dziennych wartości temperatury modułu PV, wykluczając dane zarejestrowane w nocy. W tym przypadku odrzucone zostały pomiary temperatury, dla których wartość natężenia promieniowania była niższa niż $5 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. Zarówno natężenie promieniowania słonecznego, jak i temperatura, rejestrowane były synchronicznie. Jak pokazano we wspomnianej pracy (Gulkowski i in., 2019c), maksymalna wartość temperatury modułów PV może sięgać 60°C w analizowanej lokalizacji. Wartość tę potwierdzają również wyniki zarejestrowane w przypadku modułów cienkowarstwowych wykonanych w technologii CIGS i CdTe (Gulkowski i Krawczak, 2024b). Maksymalne wartości temperatury w dniu słonecznym wyniosły 55°C i 65°C odpowiednio w przypadku modułu CdTe i CIGS.

Rycina 4.37 przedstawia parametry pracy systemu PV złożonego z modułów wykonanych w technologii krzemu krystalicznego (pc-Si). Zarówno rozkłady dziennych uzysków specyficznych, obliczonych ze wzoru (3.65) w poszczególnych miesiącach – ryc. 4.37(a), jak i miesięczne uzyski końcowe obliczone ze wzoru (3.66) – ryc. 4.37(c) odwzorowują profil nasłonecznienia z ryc. 4.36(a). Największeienne wartości uzysków energii Y_f wystąpiły w miesiącach od czerwca do sierpnia. Maksymalna mediana wynosi $5,95 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ (sierpień). Całkowita produkcja energii z PV wynosi w tym miesiącu $173,5 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ oraz $166,5 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$, odpowiednio w przypadku Y_A i Y_f . Całkowity roczny uzysk specyficzny Y_A po stronie generatora PV wynosi $1180 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$, natomiast uzysk końcowy $Y_f = 1140 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Należy w tym miejscu zaznaczyć, że wprowadzenie filtrowania danych pod kątem ich poprawności spowodowało niewielkie odchylenia, w granicach od 0,5% do 5%, względem wcześniejszych wyników (Dragan i Zdyb, 2017; Zdyb i Gulkowski, 2020). Miesiące letnie charakteryzują się także wąskimi przedziałami międzykwartylowymi, co świadczy o relatywnie wysokiej produkcji energii przez większość dni w miesiącu ze względu na dobre warunki słoneczne. Najwęższy przedział międzykwartylowy zaobserwowano

w sierpniu ($5,3 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ – $6,3 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$). W najgorszych pod względem nasłonecznienia miesiącach mediana dziennych uzysków spada poniżej $1 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Obserwuje się wówczas znacznie szersze przedziały międzykwartylowe, co oznacza występowanie zarówno dni o efektywnej produkcji energii z PV jak i dni, w których produkcja energii z PV jest niewielka (w dniach częściowo lub całkowicie pochmurnych). Przykładowo, w październiku przedział międzykwartylowy wahał się w granicach od $0,75 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ do $4,9 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Szerokie przedziały zaobserwowano również w marcu, kwietniu oraz maju – ryc. 4.37(a).

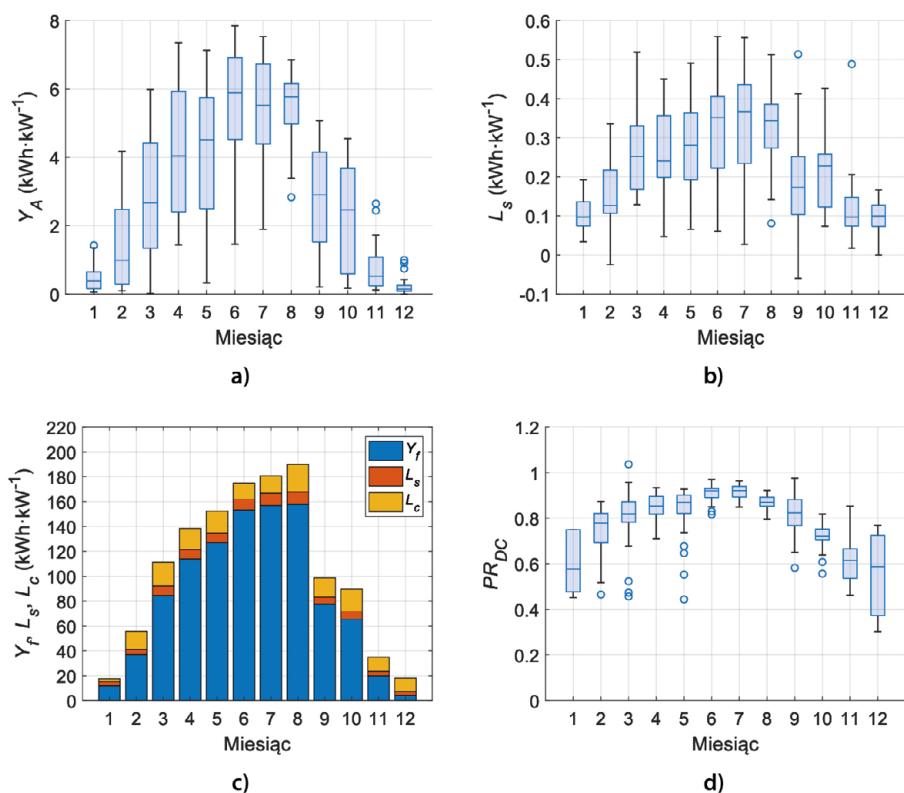
Rozkład miesięcznych uzysków końcowych, strat systemowych (wzór 3.69) oraz strat związanych z konwersją energii L_c (wzór 3.68) przedstawiono na rycinie 4.37(c) oraz w tabeli 4.20. Ze względu na większą produkcję energii w miesiącach letnich zaobserwowano również większe straty energii na falowniku (L_s). Maksymalna wartość L_s , w stosunku do ilości wyprodukowanej energii końcowej (Y_p), wynosi 3,5%, (sierpień). W skali całego roku otrzymano podobną wartość, tj. 3,7%, w samym zaś okresie półrocza letniego (od kwietnia do września) – 3,3%. Maksymalna wartość strat L_c wynosi 8% (sierpień).

Tabela 4.20. Miesięczne straty energii L_c oraz L_s instalacji złożonej z modułów w technologii pc-Si ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)

Półrocze letnie	IV	V	VI	VII	VIII	IX
L_s ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	3,5	4,0	4,9	5,5	7,0	3,9
L_c ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	8,4	10,8	12,8	13,7	16,4	5,9
Półrocze zimowe	I	II	III	X	XI	XII
L_s ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	2,7	1,5	3,3	3,5	2,3	1,7
L_c ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	0,8	6,5	6,8	2,9	3,4	6,2

Przedstawione na rycinie 4.37(d) rozkłady dziennych współczynników wydajności PR_{DC} , obliczonych ze wzoru (3.73), w poszczególnych miesiącach charakteryzują się stosunkowo wysokimi wartościami z wąskimi przedziałami międzykwartylowymi w okresie półrocza letniego. Mediana PR_{DC} w tym okresie mieści się w przedziale od 0,90 do 0,93. Zakres przedziału międzykwartylowego w sierpniu wynosi 0,89–0,92 z medianą równą 0,9. Wąskie przedziały międzykwartylowe w okresie letnim świadczą o wysokiej dokładności wyznaczenia współczynnika wydajności. W półroczu zawierającym miesiące zimowe

przedział ten jest szerszy. Przykładowo, w styczniu waha się w od 0,80 do 0,99 z medianą równą 0,94. Z uwagi na niższe temperatury w półroczu zimowym, współczynnik wydajności powinien być wyższy. Niemniej jednak, niewielka liczba dni słonecznych, jak i zalegający na modułach śnieg znacząco obniżają jego wartość. Problem zalegania śniegu na modułach PV został już szeroko przedyskutowany (Øgaard i in., 2021, 2020).



Ryc. 4.38. Rozkład dziennych uzysków specyficznych Y_A modułów PV zarejestrowanych w poszczególnych miesiącach przez moduły w technologii a-Si (PV #13) (a), rozkład strat L_s na falowniku (b), miesięczne uzyski końcowe Y_f wraz ze stratami L_s i L_c (c), rozkład współczynników wydajności w poszczególnych miesiącach (d)

Z uwagi na fakt, że wszystkie cztery analizowane instalacje fotowoltaiczne znajdują się w tej samej lokalizacji i są jednakowo zorientowane, charakteryzują się podobnym profilem miesięcznych rozkładów uzysków energii (ryc. 4.38–4.40). W przypadku systemu w technologii krzemu amorficznego (a-Si) mediana

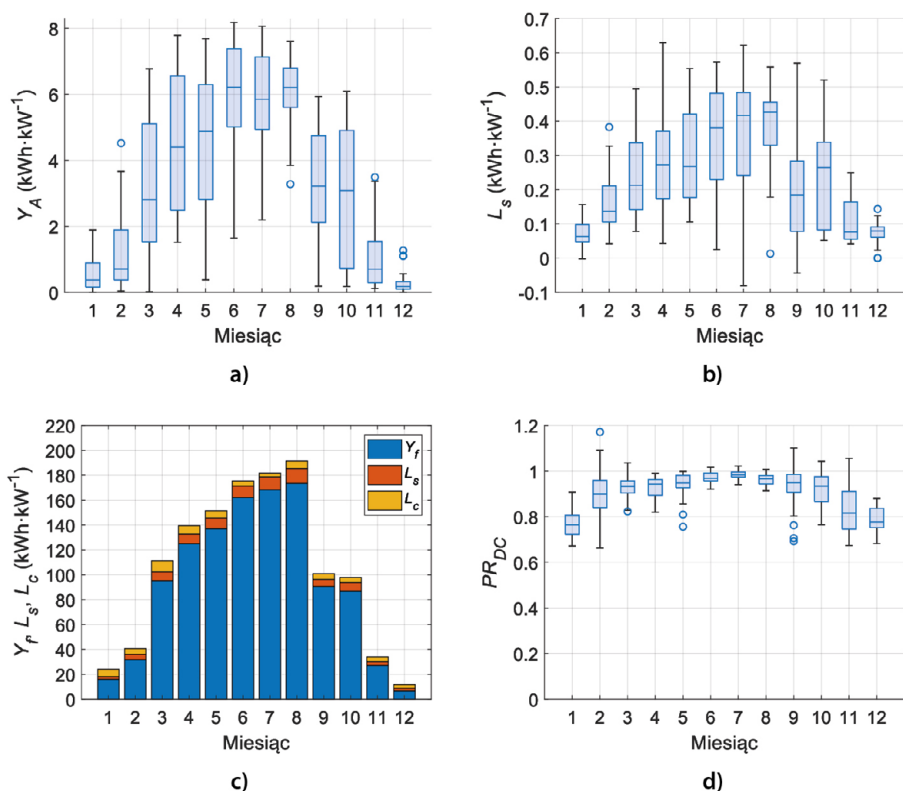
dziennych uzysków największa jest w czerwcu i wynosi $5,89 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Podobnie jak w przypadku technologii pc-Si, w miesiącach zimowych wartość ta spada poniżej $1 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Najmniejszy zakres międzykwartylowy półroczu letniego zanotowano w sierpniu, od $5,0 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ do $6,2 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. W miesiącach od marca do maja oraz w październiku wartości przedziałów są większe. Dla przykładu, w październiku jego granice wyznaczają wartości od $0,6 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ do $4,9 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ – ryc. 4.38(a). Maksymalny uzysk końcowy energii wynosi ok. $158 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ (w sierpniu) i jest o ok. $10 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ niższy od ilości energii wyprodukowanej przez generator PV (po stronie prądu stałego).

Całkowita produkcja energii Y_A przez generator PV (po stronie prądu stałego) w ciągu roku wynosi $1090 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Uzysk końcowy Y_f jest równy $1010 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Odnotowano również większe niż w przypadku systemu pc-Si, straty L_s i L_c (ryc. 4.38(c) i tabela 4.21). Maksymalna wartość L_c w stosunku do końcowego uzysku energii wyniosła 13,7% (największa wartość ze wszystkich czterech analizowanych systemów). Maksymalna wartość L_s była równa 6,6%, w skali roku natomiast w półroczu letnim wyniosła odpowiednio 7,1% oraz 5,9%. Analizując współczynniki wydajności przedstawione na ryc. 4.38(d) stwierdzono, że w miesiącach półroczu letniego wartość PR_{DC} waha się w granicach od 0,82 do 0,92, zachowując stosunkowo wąskie przedziały międzykwartylowe. W czerwcu współczynnik PR_{DC} mieści się w zakresie 0,89–0,93 z medianą równą 0,92. W miesiącach półroczu zimowego wartość współczynnika wydajności jest znacznie niższa i mieści się w zakresie od 0,57 do 0,81.

Tabela 4.21. Miesięczne straty energii L_c oraz L_s instalacji złożonej z modułów w technologii a-Si ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)

Półrocze letnie	IV	V	VI	VII	VIII	IX
L_s ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	7,4	7,9	8,6	9,8	10,2	5,6
L_c ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	17,0	17,8	12,9	14,0	22,1	15,4
Półrocze zimowe	I	II	III	X	XI	XII
L_s ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	3,2	4,4	7,5	6,1	3,6	3,0
L_c ($\text{kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$)	2,3	14,2	19,0	17,9	11,3	10,9

Wysokimi parametrami pracy charakteryzuje się instalacja złożona z modułów CIGS. Największą wartość mediany dziennego uzysku energii równą $6,2 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ otrzymano w sierpniu – ryc. 4.39(a). Granice przedziału międzykwartylowego wynoszą, w tym miesiącu, od $5,6 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ do $6,8 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Maksymalny miesięczny uzysk końcowy wynosi $173,5 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ – ryc. 4.39(c). Roczna produkcja energii przez generator PV po stronie prądu stałego wynosi $1190 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$. Uzysk końcowy Y_f jest równy $1120 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$.



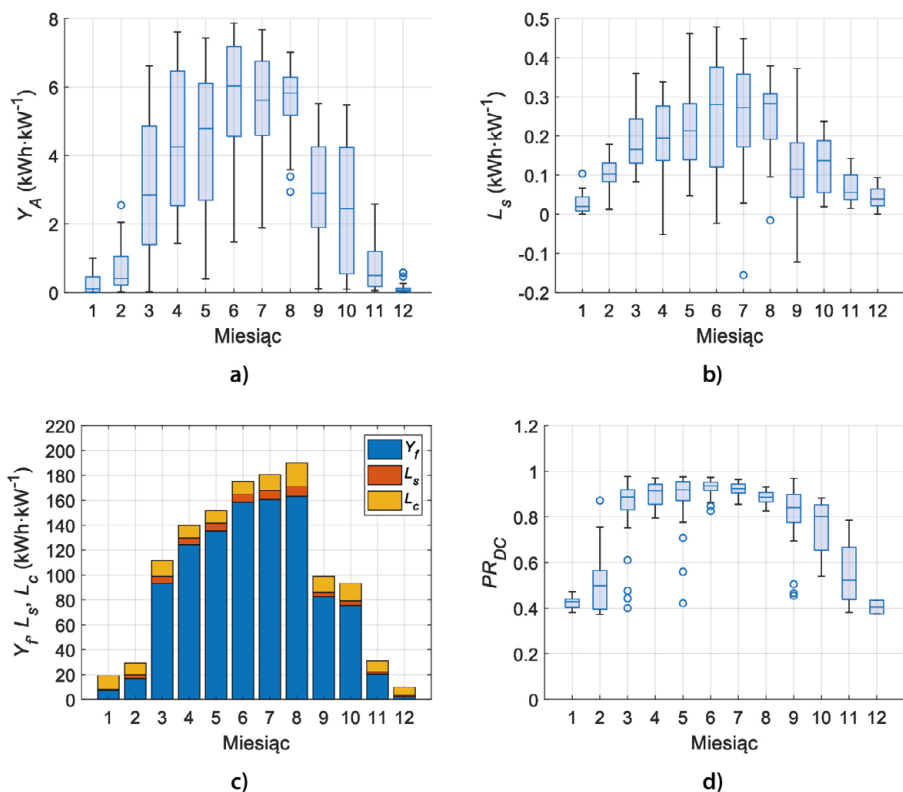
Ryc. 4.39. Rozkład dziennych uzysków specyficznych Y_A modułów PV zarejestrowanych w poszczególnych miesiącach przez moduły w technologii CIGS (PV #12) (a), rozkład strat L_s na falowniku (b), miesięczne uzyski końcowe Y_f wraz ze stratami L_s i L_c (c), rozkład współczynników wydajności w poszczególnych miesiącach (d)

Na uwagę zasługują stosunkowo niewielkie wartości strat L_c w poszczególnych miesiącach (tabela 4.22), co związane jest z wysokim współczynnikiem wydajności. Powodem jest także większe niż w przypadku pozostałych systemów cienkowarstwowych przewymiarowanie generatora względem mocy falownika. Jak pokazuje rycina 4.39(d), w miesiącach półrocza letniego wartość PR_{DC} mieści się w zakresie 0,94–0,98. W okresie tym również zaobserwowano niewielkie przedziały międzykwartylowe. W lipcu granice przedziału wynoszą od 0,97 do 0,99 z medianą 0,98. W miesiącach półrocza zimowego wartość współczynnika wydajności spada do 0,78 z tych samych przyczyn, o których wspomniano wcześniej (śnieg, duża liczba dni pochmurnych). Maksymalna wartość strat L_c wyniosła 4,0%. Maksymalna wartość L_s natomiast jest zbliżona do wartości rocznej i wynosi 6,5%. W półroczu letnim natomiast wynosi 5,9%.

Tabela 4.22. Miesięczne straty energii L_c oraz L_s instalacji złożonej z modułów w technologii CIGS ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)

Półrocze letnie	IV	V	VI	VII	VIII	IX
L_s ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	8,0	8,4	9,2	10,4	11,9	5,8
L_c ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	6,7	6,0	4,7	3,0	6,0	4,7
Półrocze zimowe	I	II	III	X	XI	XII
L_s ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	2,2	4,7	7,0	6,9	2,9	2,3
L_c ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	6,0	4,3	9,0	4,2	3,8	3,0

Produkcja energii przez instalację wykorzystującą technologię tellurku kadmu w analizowanym roku nie odbiega istotnie od wyników uzyskiwanych przez pozostałe technologie (ryc. 4.40). Maksymalną miesięczną produkcję zanotowano w sierpniu. Uzysk Y_A wynosi $171,1 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, natomiast w przypadku uzysk Y_f jest równy $163,3 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Największą wartość średniego dziennego uzysku końcowego ($6 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$) zarejestrowano w czerwcu. Roczny uzysk energii Y_A wynosi około $1080 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Uzysk końcowy Y_f jest równy $1040 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$.



Ryc. 4.40. Rozkład dziennych uzysków specyficznych Y_A modułów PV zarejestrowanych w poszczególnych miesiącach przez moduły w technologii CdTe (PV #9) (a), rozkład strat L_s na falowniku (b), miesięczne uzyski końcowe Y_f wraz ze stratami L_s i L_c (c), rozkład współczynników wydajności w poszczególnych miesiącach (d)

Współczynnik PR_{DC} w miesiącach letnich mieści się w przedziale między 0,91 i 0,93. W tym okresie szerokość przedziałów międzykwartylowych jest najniższa. Przykładowo, w czerwcu granice przedziału wynoszą od 0,91 do 0,95 (mediana 0,93). W miesiącach zimowych współczynnik PR_{DC} zmniejszył się nawet do 0,4. Maksymalne wartości współczynników strat L_c i L_s (tabela 4.23) wyniosły odpowiednio 9,8% i 4,8%. Wartość L_s w okresie rocznym była równa 4,8% (4,2% w półroczu miesięcy letnich).

Tabela 4.23. Miesięczne straty energii L_c oraz L_s instalacji złożonej z modułów w technologii CdTe ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)

Półrocze letnie	IV	V	VI	VII	VIII	IX
L_s ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	5,4	6,3	6,6	7,2	7,8	3,4
L_c ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	10,2	9,9	10,3	12,8	18,9	12,8
Półrocze zimowe	I	II	III	X	XI	XII
L_s ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	0,9	2,9	5,6	3,8	1,8	1,3
L_c ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$)	11,2	9,5	12,5	14,0	8,8	6,4

Analiza pracy farmy PV była tematem rozprawy doktorskiej (Dragan, 2018), a także publikacji (Dragan i Zdyb, 2017; Zdyb i Gulkowski, 2020). Uzyskane wyniki należy również odnieść do danych dotyczących produkcji energii przez systemy PV w omawianej instalacji fotowoltaicznej lub do innych systemów PV pracujących w pobliskiej lokalizacji (Gulkowski, 2023, 2022; Gulkowski i in., 2019c; Gulkowski i Krawczak, 2024a; Krawczak, 2023). Okres analizy w przypadku instalacji PV przedstawionych w wymienionych pracach przypada na lata 2015–2022.

Roczny uzysk energii systemów wykonanych z modułów w technologii krzemu krystalicznego mieści się w przedziale od ok. $870 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ do $1100 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, przy czym większość zarejestrowanych wartości uzysku przekracza $1000 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Mediana z kilkunastu instalacji, z różnych okresów pracy w latach 2015 – 2022, wynosi ok. $1030 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. W miesiącach o najlepszych warunkach do produkcji energii z fotowoltaiki, od maja do sierpnia, miesięczne uzyski mieszczą się w granicach od $120 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ do $180 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, a w niektórych przypadkach (moduł dwustronny) przekraczają $180 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Przedstawione w niniejszym opracowaniu wyniki dotyczące uzysków energii są zgodne z opublikowanymi rezultatami, zarówno w przypadku modułów w technologii z krzemu krystalicznego, jak i technologii cienkowarstwowych.

Warto w tym miejscu zaznaczyć, że uzysk końcowy zależy od wielu czynników, takich jak napromieniowanie w danym roku, kąt nachylenia modułów czy azymut, a także czy instalacja jest wolnostojąca czy zintegrowana z budynkiem, co ma wpływ na temperaturę modułów. Nie bez znaczenia jest również technologia wykonania modułów PV oraz ich sprawność. Z analizy 466 mikroinstalacji PV o średniej wielkości 3,5 kW wynika nieznaczna różnica między współczynnikiem wydajności systemów w technologii krzemu

monokrystalicznego ($PR = 0,73$) i polikrystalicznego ($PR = 0,75$) i to w dodatku na korzyść tej drugiej (Tsafarakis i in., 2017). Ogólnie wiadomo, że moduły w technologii krzemu monokrystalicznego charakteryzują się wyższą sprawnością, stąd wyniki badań są dość zaskakujące. Oczywiście trzeba mieć świadomość, że mowa tu o statystycznym rozkładzie danych i czynniki wymienione wyżej mogą istotnie wpływać na końcowy wynik.

Zaprezentowane w niniejszej pracy wyniki są także spójne z danymi przedstawionymi w literaturze naukowej dotyczącej uzysków energii oraz wydajności systemów fotowoltaicznych pracujących w krajach leżących na podobnej szerokości geograficznej, co omawiany system PV. Kompleksowe analizy, przedstawione w pracach dotyczących systemów PV zlokalizowanych w kilku europejskich krajach (Schardt i te Heesen, 2021; te Heesen i Herbort, 2016), omówione zostały w przeglądzie literatury niniejszego opracowania i nie ma potrzeby ich ponownego przytaczania. Wyniki badań wykonanych w krajach położonych na północ od Polski charakteryzują się niższą roczną wartością napromieniowania oraz niższą temperaturą, która z kolei działa korzystnie na wydajność modułów PV. Dla przykładu, w pracy Adaramoli i Vågnesa (2015) przedstawiono uzysk energii oraz wydajność instalacji zlokalizowanej w Norwegii, w pobliżu Oslo ($59,65^{\circ}\text{N}$). Jego wartość dla modułów w technologii krzemu krystalicznego wynosi w przybliżeniu $930 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$.

Ciekawym przykładem jest również praca, w której autorzy analizują parametry pracy modułów PV w warunkach Arktyki (Frimannslund i in., 2021). Roczny uzysk energii, jaki osiągnęła instalacja PV, wyniósł ok. $670 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, natomiast roczny współczynnik wydajności 0,92. Wysoka wartość współczynnika PR jest dowodem na pozytywny wpływ niskiej temperatury modułów PV na produkcję energii. Jak pokazują autorzy, na podstawie rejestracji temperatury modułów PV z częstotliwością 5 min, przez większość roku moduły PV pracują w temperaturze poniżej 25°C , a zakres mieści się w granicach od ok. -30°C do ok. 40°C .

Porównanie uzysków z instalacji badawczej z wartościami otrzymanymi w innych krajach, nawet o zupełnie odmiennych warunkach klimatycznych, umożliwia ocenę wpływu szerokości geograficznej oraz warunków atmosferycznych na ilość energii produkowanej przez systemy PV. Jak pokazują kolejne przykłady, istotne znaczenie ma także technologia modułów. Porównując uzysk energii z instalacji złożonych z modułów jednostronnych

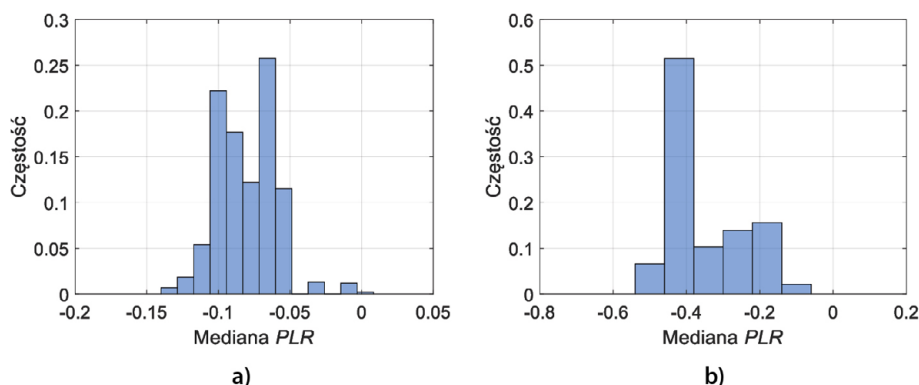
i dwustronnych, pracujących w jednakowej lokalizacji (w tym przypadku jest to południowa Brazylia), otrzymano wartości mieszczące się w przedziale od $1187 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ do $1228 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ w przypadku technologii jednostronnej oraz od $1241 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ do $1301 \text{ kWh} \cdot \text{kW}^{-1}$ w przypadku modułów dwustronnych. Roczny współczynnik wydajności waha się w granicach od 0,74 do 0,77 (moduły jednostronne) oraz od 0,72 do 0,74 (moduły dwustronne). Różnice w wartościach zarówno uzysku energii, jak i współczynnika wydajności wynikają z zastosowania różnych rodzajów podłoża pod instalacjami PV (Dias i in., 2025). Analizując wydajność modułów dwustronnych, nie tylko podłoże, ale także rodzaj czujników ma znaczenie. W celu zbadania współczynnika *PR* systemu przedstawiono różne sposoby pomiaru natężenia promieniowania słonecznego (Moreno-Buesa i in., 2024). Jego wartość oscyluje w granicach od 0,84 do 0,95. Pomiary przeprowadzono w południowej Hiszpanii. Autorzy dokonali analizy współczynnika bifacialności (ang. *bifaciality coefficient*) mierząc wydajność modułów dwustronnych (Muñoz-Cerón i in., 2024). Wartość *PR* w przypadku dni słonecznych (0,83) jest większa w porównaniu do dni pochmurnych (0,82). W odniesieniu do dni pochmurnych przyjęto taki zbiór danych pomiarowych, w których ok. 50% zmierzonych wartości natężenia promieniowania mieści się w przedziale od $400 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ do $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. W przypadku dni słonecznych wartość ta nie spada poniżej $800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. Warto również wskazać kompleksowe badania, w których analizowano współczynnik spadku wydajności (*PLR*, ang. *performance loss ratio*) modułów dwustronnych. Z analiz przeprowadzonych różnymi metodami wynika, że roczny współczynnik *PLR* modułów dwustronnych wynosi $-1,46\% \pm 0,03\%$ (Karttunen i in., 2023).

4.5.2. Analiza spadku wydajności systemów PV. Współczynnik *PLR*

W niniejszym podrozdziale przedstawiono wyniki analizy współczynnika spadku wydajności (*PLR*) modułów PV pracujących w instalacji fotowoltaicznej. Zaletą przedstawionych metod jest możliwość oceny współczynnika *PLR* na podstawie danych zarejestrowanych przez falowniki bez rozłączania instalacji czy przeniesienia modułów do laboratorium pomiarowego. Analizę wykonano w oparciu o miesięczne współczynniki wydajności *PR*, obliczone bez procesu filtrowania, na podstawie uzysków energii przedstawionych w pracy Piotra Dragana (2018).

Uzysk referencyjny wyznaczono z danych PVGIS w analizowanym okresie i lokalizacji badanych systemów PV.

Rycina 4.41 przedstawia rozkład median współczynnika *PLR* obliczonych metodą YoY (ang. *year on year*) dla instalacji cienkowarstwowych z krzemu amorficznego (a-Si) i tellurku kadmu (CdTe). W pierwszym przypadku granice przedziału ufności (95%) wynoszą $-0,036$ oraz $-0,117$. Roczny współczynnik spadku sprawności (współczynnik degradacji), wyznaczony na ich podstawie, wynosi $-7,7\%/r$, zaś niepewność jest równa $\pm 4,0\%$. W przypadku modułów PV w technologii CdTe średnia roczna wartość współczynnika *PLR* przekracza $-31\%/r$. Przedziały ufności w tym przypadku są równe $-0,147$ oraz $-0,457$. Niepewność wyznaczenia *PLR* wyniosła $16,4\%$.

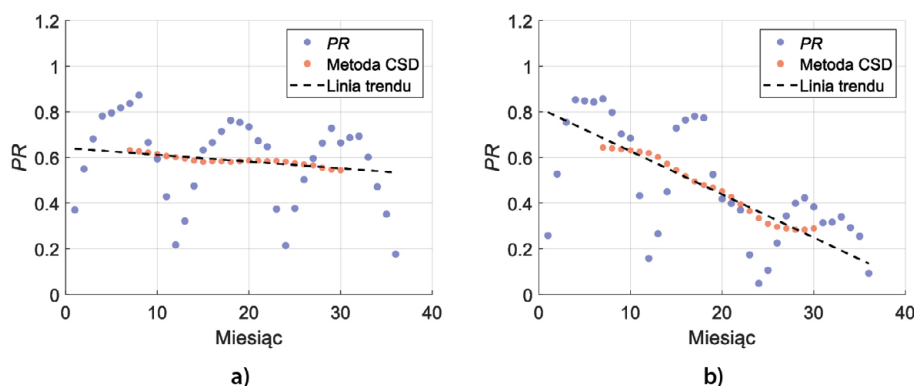


Ryc. 4.41. Histogramy median współczynnika *PLR* w metodzie YoY modułów PV w technologii a-Si, PV #13 (a) CdTe, PV #9 (b)

Wydażność modułów w technologii krzemu polikrystalicznego oraz CIGS nie zmniejszała się w analizowanym okresie na tyle znacząco, żeby udało się to zarejestrować za pomocą metody YoY. Nie oznacza to bynajmniej złego doboru metody analizy. Głównym powodem jest brak filtrowania danych pod kątem zalegania śniegu, zabrudzeń oraz innych problemów wynikających z funkcjonowania instalacji PV.

Rycina 4.42 przedstawia linie trendu wyznaczone na podstawie miesięcznych współczynników wydajności metodą CSD, opisaną równaniami (3.74)–(3.76). Wartość *PLR* wyznaczona metodą regresji liniowej z trendu współczynników *PR* modułu w technologii krzemu amorficznego wynosi $-5,6\%/r$. Niepewność

wyznaczenia PLR jest równa 1%, natomiast współczynnik determinacji R^2 jest równy 0,86. Współczynniki a , b prostej z równania (3.75) wynoszą odpowiednio $-0,0030$ oraz $0,64$, natomiast ich niepewności wyznaczone na podstawie 95% przedziału ufności wynoszą $0,00054$ oraz $0,011$, odpowiednio w przypadku a i b . Ostatnie wartości wynikają wyłącznie z zastosowania metody regresji liniowej do punktów trendu wyznaczonych metodą CSD.

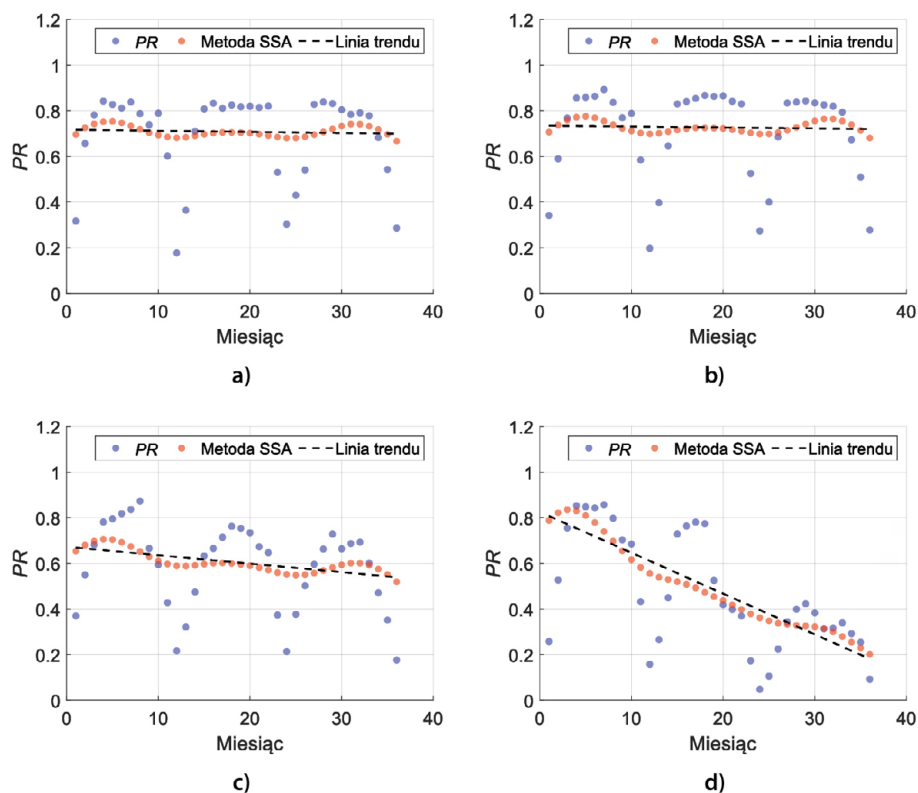


Ryc. 4.42. Metoda regresji liniowej zastosowana do linii trendu współczynników PR otrzymanej metodą CSD dla modułów a-Si, PV #13 (a), CdTe, PV #9 (b)

W przypadku technologii CdTe współczynnik PLR wyznaczony metodą CSD wynosi $-27,8\%/r$ z niepewnością równą $\pm 2,2\%$. Współczynnik R^2 prostej wynosi 0,97. Współczynniki a i b wraz z niepewnościami (określonymi w nawiasach) wynoszą odpowiednio $-0,019$ ($0,0014$) oraz $0,817$ ($0,027$). Z przedstawionych rezultatów wynika, że wyznaczone metodą CSD wartości nie odbiegają od tych, które otrzymano metodą YoY. W tym przypadku, również metoda CSD nie wykazała spadku wydajności w przypadku technologii z krzemu krystalicznego oraz modułu cienkowarstwowego CIGS.

Rycina 4.43 przedstawia wyniki analizy trendu z wykorzystaniem metody analizy widma szczegółnego SSA. Wartości współczynników PLR otrzymanych metodą SSA dla modułów PV w technologiach a-Si i CdTe nie odbiegają od tych, zmierzonych metodą CSD i wynoszą odpowiednio $-6,6\%/r$ ($R^2 = 0,65$) oraz $-26,0\%/r$ ($R^2 = 0,96$). W przypadku metody SSA możliwe było również wyznaczenie wartości PLR modułów w technologii pc-Si i CIGS. Wynoszą one $-0,83\%/r$ (pc-Si) oraz $-0,67\%/r$ (CIGS). Otrzymane współczynniki są zbliżone

do wartości uzyskanych przy zastosowaniu metody regresji liniowej w odniesieniu do uzysków energii poszczególnych systemów PV w latach 2015–2017 (Dragan, 2018). Stopień degradacji technologii cienkowarstwowych, tj. krzemu amorficznego i tellurku kadmu, wynosi odpowiednio $-7,3\%/r$ i $-26,1\%/r$. W przypadku pozostałych dwu technologii (krzem krystaliczny i CIGS) współczynnik ten nie przekracza $-0,5\%/r$.



Ryc. 4.43. Metoda regresji liniowej zastosowana do linii trendu współczynników PR otrzymanej metodą SSA dla modułów pc-Si, PV #11 (a) CIGS, PV #12 (b), aSi, PV #13 (c), CdTe, PV #9 (d)

Analizując otrzymane w ramach niniejszego opracowania wielkości współczynników PLR i porównując je z wynikami literaturowymi warto przytoczyć pracę, w której autorzy również zaobserwowali relatywnie wysoki stopień degradacji modułów wykonanych w technologii z tellurku kadmu ($PLR = -17,2\%/r$) (Adrada Guerra i in., 2017). Przeanalizowano okres trzech lat. W porównaniu do technologii z krzemu polikrystalicznego (pc-Si), dla której $PLR = -3\%/r$,

relatywnie duży spadek współczynnika wydajności, wynoszący $-7,2\%/r$, zarejestrowano dla modułów z selenku miedziowo-indowego (CIS, ang. *copper indium selenide*). Roczny uzysk energii w przypadku technologii pc-Si w trzech kolejnych latach mieści się w przedziale od $1445 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ do $1548 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, podczas gdy w tym samym okresie jednostkowa produkcja energii z systemu PV w technologii z tellurku kadmu (CdTe) zauważalnie zmniejszyła się, z wartości $1219,4 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ do $696,0 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$. Badania przeprowadzono w Madrycie (szerokość geograficzna $40,4^\circ$). Warto zauważyć również, że zarówno w przypadku instalacji z krzemu polikrystalicznego, jak i CIS, otrzymano wysokie wartości współczynnika wydajności w badanym okresie, mieszczące się w przedziałach od 0,90 do 0,93 (pc-Si) oraz od 0,91 do 0,98 (CIS). Wydajność systemu w technologii tellurku kadmu zmniejszyła się z wartości 0,80 do 0,63.

Uwagę zwrócił znaczny spadek mocy cienkowarstwowych modułów PV w pierwszym roku działania instalacji (Schweiger i in., 2017). W przypadku niektórych systemów PV, wykonanych w technologii tellurku kadmu i krzemu amorficznego, spadek mocy referencyjnej (STC) osiągnął poziom ponad $-11\%/r$, a w przypadku technologii CIS nawet $-12\%/r$. Dla porównania, moc maksymalna modułów z krzemu monokrystalicznego zmieniła się maksymalnie o $-2\%/r$. Kompleksowe badania degradacji modułów PV wykonano w różnych lokalizacjach (Włochy, Cypr, Australia) (Ingenhoven i in., 2019). Uzyskane roczne współczynniki *PLR*, w zależności od lokalizacji i technologii, mieszczą się w przedziałach od $-1,09\%/r$ do $-2,43\%/r$ (CdTe), od $-1,37\%/r$ do $-4,37\%/r$ (CIS) oraz od $-0,6\%/r$ do $-1,23\%/r$ (krzem multikrystaliczny, m-Si). Przeprowadzono badania współczynnika na modułach różnych technologii i opublikowano dane pochodzące z ponad 6000 instalacji PV (Louwen i in., 2024). Mediana (*PLR* w przypadku modułów w technologii CIGS wynosi $-1,42\%/r$, natomiast w przypadku modułów w technologii krzemu krystalicznego $-0,75\%/r$).

5. Podsumowanie i wnioski

Celem niniejszego opracowania była analiza i modelowanie parametrów pracy modułów fotowoltaicznych różnych technologii w warunkach zewnętrznych. W świetle dynamicznie rozwijającego się sektora PV, rosnącej liczby zarówno instalacji prosumenckich, jak i farm fotowoltaicznych, kluczowy staje się monitoring działania systemów PV oraz ocena ich wydajności. Zarówno analiza eksperymentalna parametrów pracy, jak i metody modelowania komputerowego pozwalają na weryfikację wydajności systemów PV oraz wykrywanie wszelkich nieprawidłowości w ich działaniu, w tym zbyt szybką degradację modułów PV.

W ramach badań przeprowadzono analizę parametrów pracy modułów lub instalacji fotowoltaicznych w trzech różnych lokalizacjach w Polsce i Hiszpanii. Pomiary przeprowadzono w trybie stacjonarnym, jak również nadążnym. Zbadano moduły PV należące zarówno do pierwszej, jak i drugiej generacji, w tym moduły najnowszych technologii takich jak PERC (ang. *passivated emitter rear cell*) i HIT (ang. *heterojunction with intrinsic thin layer*). Zaprezentowano metodykę pomiaru charakterystyk prądowo-napięciowych z uwzględnieniem wysokiej klasy urządzeń pomiarowych oraz metody modelowania krzywych I-V. Przedstawiono tak analizę danych pomiarowych, jak i wyniki modelowania komputerowego w okresie krótkoterminowym oraz długoterminowym. Zastosowano równania regresji oraz metodę translacji pomiarów z warunków rzeczywistych

do warunków standardowych w celu analizy parametrów elektrycznych i temperaturowych modułów PV. Bazując na dużych zbiorach danych, zaproponowano metodę konsensusu próby losowej RANSAC (ang. *random sample consensus*) do analizy danych doświadczalnych. Wykorzystano różne warianty zastosowania modelu jednodiodowego (SDM, ang. *single diode model*) do symulacji kształtu charakterystyki prądowo-napięciowej modułu PV w rzeczywistych warunkach pracy. Modelowanie przeprowadzono na modułach pierwszej generacji, uwzględniając najnowsze technologie. Zbadano korelację wyników modelowania z pomiarami doświadczalnymi.

Dokonano analizy parametrów pracy systemów fotowoltaicznych pod kątem uzysków i strat energii, współczynników wydajności, a także degradacji modułów PV pracujących w tych systemach. Przeprowadzenie analiz możliwe było dzięki opracowanym przez autora programom komputerowym wykonanym w środowisku do obliczeń naukowych MATLAB. Wykorzystano wbudowane funkcje środowiska MATLAB oraz udostępnione zewnętrzne biblioteki przeznaczone do analizy systemów PV (PVLIB).

Przeprowadzone badania pozwoliły na sformułowanie poniższych wniosków:

1. Dokładność przedstawionych metod charakteryzacji modułów PV w warunkach zewnętrznych potwierdzają wyniki analizy parametrów elektrycznych modułów najnowszych technologii, które wykazują niewielkie odchylenia od wartości deklarowanych przez producenta. W przypadku technologii HIT różnica ta wynosi 0,6% dla P_m^* , 0,4% dla V_{oc}^* oraz 0,5% dla I_{sc}^* . W przypadku modułu PERC wartości te przedstawiają się następująco: 0,7% i 1,0% oraz 2,7% odpowiednio dla P_m^* , V_{oc}^* oraz I_{sc}^* .
2. Przedstawione metody analizy parametrów termicznych umożliwiają również dokładne wyznaczenie współczynników temperaturowych w warunkach zewnętrznych. W przypadku modułu HIT odchylenie wartości współczynnika temperaturowego napięcia obwodu otwartego od wartości podanych przez producenta nie przekracza 0,02%/°C.
3. Analiza parametrów elektrycznych modułów PV, wykonana metodą równań regresji oraz translacji do warunków STC, wykazała zbliżone wyniki. Względne różnice parametrów w warunkach standardowych mieszczą się w zakresie 0,1%–1,7% w przypadku technologii z krzemu

monokrystalicznego, 0,6%–2,1% w przypadku technologii z krzemu multikrystalicznego oraz 0,2%–1,5% w przypadku technologii cienkowarstwowej (moduły PV z tellurku kadmu).

4. Zastosowanie metod filtrowania danych w celu wyznaczenia parametru I_{sc}^* pozwala uzyskać wysoki współczynnik determinacji (R^2) w metodzie regresji liniowej wynoszący 0,99 w przypadku wszystkich badanych technologii modułów PV.
5. Zastosowanie metody RANSAC w celu wyznaczania parametru V_{oc}^* prowadzi do zwiększenia współczynnika determinacji prostej (R^2) do wartości mieszczącej się w przedziale od 0,9 do 0,99, zwiększając tym samym dokładność metody opartej o równania regresji.
6. Wykorzystanie metody RANSAC w analizie danych długoterminowych zwiększa dokładność uzyskanych wyników dzięki automatycznej eliminacji odstających punktów wynikających z niestabilnych warunków atmosferycznych podczas pomiarów.
7. Zastosowanie metody RANSAC do analizy współczynników temperaturowych wyznaczonych z pomiarów długoterminowych prowadzi do wzrostu współczynnika R^2 z wartości 0,991 do 0,999 (krzem monokrystaliczny) oraz z 0,887 do 0,99 (tellurek kadmu) i uzyskania współczynników γ_{pm} identycznych z parametrami deklarowanymi przez producenta.
8. W przypadku analizy mocy maksymalnej P_m^* metodą regresji liniowej niezbędne jest wykonanie korekty temperatury modułu do wartości 25°C, co podnosi współczynnik R^2 do poziomu 0,97–0,99 i tym samym zwiększa dokładność metody.
9. Różnice parametru P_m^* wyznaczonego metodą regresji i translacji do warunków STC względem danych producenta w przypadku modułów starszych technologii są podobne i wynoszą 3,4%–5% (krzem monokrystaliczny), 4%–4,6% (krzem multikrystaliczny) oraz 4,5%–5,9% (tellurek kadmu).
10. Przedstawione metody symulacji krzywej I-V modułu nowej generacji (PERC) w warunkach standardowych prowadzą do uzyskania zbliżonych parametrów modelu diodowego, tj. I_L^* w zakresie 10,03–10,36 A, I_0^* w zakresie $2,3 \cdot 10^{-10}$ A– $9,6 \cdot 10^{-10}$ A, R_s^* w zakresie 0,175 Ω –0,231 Ω , R_{sh}^* w zakresie 517 Ω –3220 Ω , oraz n^* w zakresie 1,09–1,15.

11. Stwierdzono wysoką dokładność odwzorowania krzywych I-V w modelu diodowym modułów z krzemu krystalicznego, w tym najnowszych technologii typu PERC. Wartość NRMSE mieści się w przedziale 1,49%–4,3% w przypadku zastosowania zależności funkcyjnych oraz 0,6%–2,76% w przypadku zastosowania parametrów z krzywych eksperymentalnych.
12. Wyniki modelowania parametrów charakterystycznych modułu PV w technologii PERC z wykorzystaniem krzywych eksperymentalnych zmniejszyły błąd względny do wartości nieprzekraczającej 0,13% w przypadku V_{oc}^* i 0,39% w przypadku P_m^* . W przypadku wariantu bazującego na zależnościach funkcyjnych (3.55)–(3.60) wartości te nie przekroczyły 1,6% i 2,7%, odpowiednio dla V_{oc}^* i P_m^* .
13. Względna różnica między parametrami charakterystycznymi uzyskanymi z modelu a wynikami pomiarów dla modułu monokrystalicznego, analizowanego w szerokim zakresie natężenia promieniowania i temperatury, waha się w przedziale 0,002%–0,25% (wariant 1) oraz 0,2%–2,5% (wariant 2). Nieznacznie większe wartości uzyskano dla modułu w technologii krzemu polikrystalicznego, tj. 0,003%–0,33% (wariant 1) oraz 0,8%–3,5% (wariant 2).
14. Analiza uzysków energii systemów PV różnych technologii wykazała wartości Y_f zbliżone do danych literaturowych dla instalacji zlokalizowanych na podobnej szerokości geograficznej, tj. 1040 kWh·kW⁻¹–1140 kWh·kW⁻¹.
15. Miesięczne współczynniki wydajności analizowanych technologii modułów PV kształtują się w następujących przedziałach: 0,80–0,93 (pc-Si), 0,57–0,92 (a-Si), 0,78–0,98 (CIGS) oraz 0,40–0,93 (CdTe).
16. Otrzymane wartości współczynników PLR w zależności od metody wynoszą –7,5%/r (YoY) i –5,6%/r (CSD) w przypadku a-Si oraz –31%/r (YoY) i –27,8%/r (CSD) w przypadku CdTe.
17. Analiza trendu z wykorzystaniem zaproponowanej metody SSA umożliwiła wyznaczenie współczynników PLR poszczególnych technologii. Otrzymano następujące wartości PLR : –0,83%/r (pc-Si), –0,67%/r (CIGS), –6,6%/r (a-Si) oraz –26%/r (CdTe).

Charakteryzacja modułów fotowoltaicznych różnych technologii w warunkach zewnętrznych, pomimo zmiennych wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury modułu, umożliwia – dzięki metodom

przedstawionym w niniejszym opracowaniu – wyznaczenie referencyjnych (STC) wartości parametrów elektrycznych i temperaturowych.

Przedstawione modele diodowe, pozwalające na odwzorowanie kształtu krzywej I–V, a tym samym parametrów charakterystycznych modułu PV w określonych warunkach atmosferycznych, stanowią skuteczne narzędzie do analizy oraz porównawczej oceny funkcjonowania rzeczywistych systemów fotowoltaicznych. Dzięki ich zastosowaniu możliwe jest zarówno monitorowanie jakości pracy poszczególnych modułów, jak i identyfikacja odchyleń wynikających z procesów degradacyjnych lub niekorzystnych warunków eksploatacyjnych.

Analiza parametrów pracy systemu PV podłączonego do sieci elektroenergetycznej umożliwia wyznaczenie specyficznych uzysków energii w rzeczywistych warunkach eksploatacji. Prowadzenie takich analiz w ujęciu długoterminowym pozwala natomiast na określenie stopnia degradacji modułów PV oraz ocenę stabilności ich pracy w czasie. Należy w tym miejscu wspomnieć o ograniczeniach zastosowanych metod. Nie uwzględniają one wpływu znacznego zabrudzenia powierzchni modułów PV ani częściowego ich zacienienia. Uwzględnienie tych zjawisk w procesie charakteryzacji wymaga opracowania dodatkowych metod, które mogłyby być uwzględnione w przyszłych badaniach. Ponadto, kierunki dalszych badań mogą obejmować analizę modułów PV i systemów wykonanych z modułów najnowszych technologii, takich jak TOPCon (ang. *tunnel oxide passivated contact*) oraz modułów dwustronnych, które umożliwiają konwersję energii zarówno z przedniej, jak i tylnej strony ogniwa. Realizacja takich badań może dostarczyć cennych informacji dotyczących parametrów pracy i wydajności nowoczesnych systemów fotowoltaicznych.

Bibliografia

- [1] Abbassi A., Ben Mehrez R., Touaiti B., Abualigah L., Touti E., 2022. *Parameterization of photovoltaic solar cell double-diode model based on improved arithmetic optimization algorithm*. Optik, 253, 168600. <https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2022.168600>
- [2] Abbassi R., Abbassi A., Jemli M., Chebbi S., 2018. *Identification of unknown parameters of solar cell models: A comprehensive overview of available approaches*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 90, 453–474. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.011>
- [3] Abd Elsayed E.M., Kotb H., Abdel-Khalik A.S., Aboelmagd Y., Abdelbaky Elbatran A.H., 2024. *Experimental and Techno-Economic Analysis of Solar PV System for Sustainable Building and Greenhouse Gas Emission Mitigation in Harsh Climate: A Case Study of Aswan Educational Building*. Sustainability, 16, 5315. <https://doi.org/10.3390/su16135315>
- [4] AbdElminaam D.S., Houssein E.H., Said M., Oliva D., Nabil A., 2022. *An Efficient Heap-Based Optimizer for Parameters Identification of Modified Photovoltaic Models*. Ain Shams Engineering Journal, 13, 101728. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2022.101728>
- [5] Accarino J., Petrone G., Ramos-Paja C.A., Spagnuolo G., 2013. *Symbolic algebra for the calculation of the series and parallel resistances in PV module model*, w: 2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Alghero, Italy, 62–66. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2013.6586967>
- [6] Adaramola M.S., 2015. *Techno-economic analysis of a 2.1 kW rooftop photovoltaic-grid-tied system based on actual performance*. Energy Conversion and Management, 101, 85–93. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.038>
- [7] Adaramola M.S., Vågnes E.E.T., 2015. *Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions*. Energy Conversion and Management, 90, 458–465. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.028>
- [8] Adrada Guerra T., Amador Guerra J., Orfao Tabernero B., De la Cruz García G., 2017. *Comparative Energy Performance Analysis of Six Primary Photovoltaic Technologies in Madrid (Spain)*. Energies, 10, 772. <https://doi.org/10.3390/en10060772>
- [9] Ali H., Khan H.A., 2023. *Comparative Analysis of Solar Photovoltaic Module Technologies in Diverse Environmental Conditions in Pakistan*, w: 2023 IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Radnor, Pennsylvania, USA, 55–61. <https://doi.org/10.1109/GHTC56179.2023.10354714>
- [10] AL-Zoubi O.H., Al-Tahaine H., Damseh R.A., AL-Zubi A.H., Odat A.-S.A., Shboul B., 2024. *Evaluating the real-world performance of vertically installed bifacial photovoltaic panels in residential settings: empirical findings and implications*. International Journal of Low-Carbon Technologies, 19, 386–442. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctad138>

- [11] Ameer A., Berrada A., Bouaichi A., Loudiyi K., 2022. *Long-term performance and degradation analysis of different PV modules under temperate climate*. Renewable Energy, 188, 37–51. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.02.025>
- [12] Ascencio-Vásquez J., Bevc J., Reba K., Brecl K., Jankovec M., Topič M., 2020. *Advanced PV Performance Modelling Based on Different Levels of Irradiance Data Accuracy*. Energies, 13, 2166. <https://doi.org/10.3390/en13092166>
- [13] Bader S., Ma X., Oelmann B., 2019. *One-diode photovoltaic model parameters at indoor illumination levels – A comparison*. Solar Energy, 180, 707–716. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.048>
- [14] Bana S., Saini R.P., 2016. *A mathematical modeling framework to evaluate the performance of single diode and double diode based SPV systems*. Energy Reports, 2, 171–187. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2016.06.004>
- [15] Batzelis E.I., Papathanassiou S.A., 2016. *A Method for the Analytical Extraction of the Single-Diode PV Model Parameters*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 7, 504–512. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2503435>
- [16] Benalcazar P., Komorowska A., Kamiński J., 2024. *A GIS-based method for assessing the economics of utility-scale photovoltaic systems*. Applied Energy, 353, 122044. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122044>
- [17] Bhuvaneswari G., Annamalai R., 2011. *Development of a solar cell model in MATLAB for PV based generation system*, w: 2011 Annual IEEE India Conference, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Hyderabad, India, 1–5. <https://doi.org/10.1109/INDCON.2011.6139509>
- [18] Bigorajski J., Chwieduk D., 2019. *Analysis of a micro photovoltaic/thermal – PV/T system operation in moderate climate*. Renewable Energy, Building Integrated Renewable Energy Systems, 137, 127–136. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.116>
- [19] Boutana N., Mellit A., Haddad S., Rabhi A., Pavan A.M., 2017. *An explicit I-V model for photovoltaic module technologies*. Energy Conversion and Management, 138, 400–412. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.02.016>
- [20] Bukowski M., Majewski J., Sobolewska A., 2021. *Macroeconomic Electric Energy Production Efficiency of Photovoltaic Panels in Single-Family Homes in Poland*. Energies, 14, 126. <https://doi.org/10.3390/en14010126>
- [21] Caamaño E., Lorenzo E., Zilles R., 1999. *Quality control of wide collections of PV modules: lessons learned from the IES experience*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 7, 137–149. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-159X\(199903/04\)7:2<137::AID-PIP249>3.0.CO;2-C](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-159X(199903/04)7:2<137::AID-PIP249>3.0.CO;2-C)
- [22] Celik A.N., Acikgoz N., 2007. *Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models*. Applied Energy, 84, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2006.04.007>
- [23] Chan D.S.H., Phang J.C.H., 1987. *Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics*. IEEE Transactions on Electron Devices, 34, 286–293. <https://doi.org/10.1109/T-ED.1987.22920>

- [24] Chin V.J., Salam Z., Ishaque K., 2016. *An accurate modelling of the two-diode model of PV module using a hybrid solution based on differential evolution*. Energy Conversion and Management, 124, 42–50. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.076>
- [25] Chwieduk B., Chwieduk D., 2021. *Analysis of operation and energy performance of a heat pump driven by a PV system for space heating of a single family house in polish conditions*. Renewable Energy, 165, 117–126. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.026>
- [26] Cieślak K.J., 2024. *Profitability Analysis of a Prosumer Photovoltaic Installation in Light of Changing Electricity Billing Regulations in Poland*. Energies, 17, 3618. <https://doi.org/10.3390/en17153618>
- [27] Cieślak K.J., 2022. *Multivariant Analysis of Photovoltaic Performance with Consideration of Self-Consumption*. Energies, 15, 6732. <https://doi.org/10.3390/en15186732>
- [28] Ciulla G., Lo Brano V., Di Dio V., Cipriani G., 2014. *A comparison of different one-diode models for the representation of I–V characteristic of a PV cell*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 32, 684–696. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.027>
- [29] Coskun C., Toygar U., Sarpdag O., Oktay Z., 2017. *Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: A review*. Journal of Cleaner Production, 164, 1474–1485. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.080>
- [30] Cuce E., Cuce P.M., Bali T., 2013. *An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters*. Applied Energy, 111, 374–382. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.025>
- [31] Čalasan M., Abdel Aleem S.H.E., Zobaa A.F., 2021. *A new approach for parameters estimation of double and triple diode models of photovoltaic cells based on iterative Lambert W function*. Solar Energy, 218, 392–412. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.038>
- [32] da Luz C.M.A., Tofoli F.L., dos Santos Vicente P., Vicente E.M., 2018. *Assessment of the ideality factor on the performance of photovoltaic modules*. Energy Conversion and Management, 167, 63–69. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.084>
- [33] Dambhare M.V., Butey B., Moharil S.V., 2021. *Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends*. Journal of Physics: Conference Series, 1913, 012053. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1913/1/012053>
- [34] de Blas M.A., Torres J.L., Prieto E., García A., 2002. *Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices*. Renewable Energy, 25, 371–380. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00056-8](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00056-8)
- [35] de la Parra I., Muñoz M., Lorenzo E., García M., Marcos J., Martínez-Moreno F., 2017. *PV performance modelling: A review in the light of quality assurance for large PV plants*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 78, 780–797. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.080>
- [36] De Soto W., Klein S.A., Beckman W.A., 2006. *Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance*. Solar Energy, 80, 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>
- [37] Delta, 2025. *Delta Electronics* <https://www.deltaww.com/en-US/index> (dostęp 10.05.2025).

- [38] Dias D.L., Rampinelli G.A., Garrido G.N., Tejero J.A., Cardona Ortín M.S. de, Bremermann L.E., 2025. *Performance assessment of bifacial and monofacial PV systems on different types of soils in a low-latitude site*. Renewable Energy, 246, 122868. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122868>
- [39] Dobrzycki A., Kurz D., Maćkowiak E., 2021. *Influence of Selected Working Conditions on Electricity Generation in Bifacial Photovoltaic Modules in Polish Climatic Conditions*. Energies, 14, 4964. <https://doi.org/10.3390/en14164964>
- [40] Dragan P., 2018. *Ocena wydajności cienkowarstwowych technologii fotowoltaicznych w polskich warunkach klimatycznych* (Rozprawa doktorska). Politechnika Lubelska, Lublin.
- [41] Dragan P., Lubańska Z., 2016. *Analysis of the energy efficiency of photovoltaic polycrystalline and thin-film photovoltaic farm in the Dolina Zielawy*. Ecological Engineering & Environmental Technology, 42–48. <https://doi.org/10.12912/23920629/65482>
- [42] Dragan P., Zdyb A., 2017. *Reduction of pollution emission by using solar energy in eastern Poland*. Journal of Ecological Engineering, 18, 231–235. <https://doi.org/10.12911/22998993/74290>
- [43] Drouiche I., Harrouni S., Arab Amar.H., 2018. *A new approach for modelling the aging PV module upon experimental I–V curves by combining translation method and five-parameters model*. Electric Power Systems Research, 163, 231–241. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.06.014>
- [44] Dubey R., Batra P., Chattopadhyay S., Kottantharayil A., Arora B.M., Narasimhan K.L., Vasi J., 2015. *Measurement of temperature coefficient of photovoltaic modules in field and comparison with laboratory measurements*, w: 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), New Orleans, LA, USA, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7355852>
- [45] Duda J., Kusa R., Pietruszko S., Smol M., Suder M., Teneta J., Wójtowicz T., Żdanowicz T., 2022. *Development of Roadmap for Photovoltaic Solar Technologies and Market in Poland*. Energies, 15, 174. <https://doi.org/10.3390/en15010174>
- [46] Efaz E.T., Rhaman M.M., Imam S.A., Bashar K.L., Kabir F., Mourtaza M.E., Sakib S.N., Mozahid F.A., 2021. *A review of primary technologies of thin-film solar cells*. Engineering Research Express, 3, 032001. <https://doi.org/10.1088/2631-8695/ac2353>
- [47] El Ainaoui K., Zaimi M., Assaid E.M., 2023. *Innovative approaches to extract double-diode model physical parameters of a PV module serving outdoors under real-world conditions*. Energy Conversion and Management, 292, 117365. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117365>
- [48] Elbreki A.M., Alghoul M.A., Sopian K., Hussein T., 2017. *Towards adopting passive heat dissipation approaches for temperature regulation of PV module as a sustainable solution*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 69, 961–1017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.054>
- [49] Et-torabi K., Nassar-eddine I., Obbadi A., Errami Y., Rmailly R., Sahnoun S., El fajri A., Agunaou M., 2017. *Parameters estimation of the single and double diode photovoltaic models using a Gauss–Seidel algorithm and analytical method: A comparative study*. Energy Conversion and Management, 148, 1041–1054. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.064>

- [50] Fahim S.R., Hasanien H.M., Turkey R.A., Aleem S.H.E.A., Čalasan M., 2022. *A Comprehensive Review of Photovoltaic Modules Models and Algorithms Used in Parameter Extraction*. *Energies*, 15, 8941. <https://doi.org/10.3390/en15238941>
- [51] Fébba D.M., Rubinger R.M., Oliveira A.F., Bortoni E.C., 2018. *Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters*. *Solar Energy*, 174, 628–639. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.051>
- [52] Fernández E.F., Montes-Romero J., de la Casa J., Rodrigo P., Almonacid F., 2016. *Comparative study of methods for the extraction of concentrator photovoltaic module parameters*. *Solar Energy*, 137, 413–423. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.046>
- [53] Fezzani A., Hadj-Mahammed I., Kouzou A., Zaghba L., Drid S., Khennane M., Kennel R., Abdelrahem M., 2022. *Energy Efficiency of Multi-Technology PV Modules under Real Outdoor Conditions—An Experimental Assessment in Ghardaïa, Algeria*. *Sustainability*, 14, 1771. <https://doi.org/10.3390/su14031771>
- [54] Frimannslund I., Thiis T., Aalberg A., Thorud B., 2021. *Polar solar power plants – Investigating the potential and the design challenges*. *Solar Energy*, 224, 35–42. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.069>
- [55] Frydrychowicz-Jastrzębska G., Bugała A., 2021. *Solar Tracking System with New Hybrid Control in Energy Production Optimization from Photovoltaic Conversion for Polish Climatic Conditions*. *Energies*, 14, 2938. <https://doi.org/10.3390/en14102938>
- [56] Fuentes M., Vivar M., Burgos J.M., Aguilera J., Vacas J.A., 2014. *Design of an accurate, low-cost autonomous data logger for PV system monitoring using Arduino™ that complies with IEC standards*. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 130, 529–543. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.08.008>
- [57] García-Domingo B., Aguilera J., de la Casa J., Fuentes M., 2014. *Modelling the influence of atmospheric conditions on the outdoor real performance of a CPV (Concentrated Photovoltaic) module*. *Energy*, 70, 239–250. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.119>
- [58] García-Domingo B., Carmona C.J., Rivera-Rivas A.J., del Jesus M.J., Aguilera J., 2015. *A differential evolution proposal for estimating the maximum power delivered by CPV modules under real outdoor conditions*. *Expert Systems with Applications*, 42, 5452–5462. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2015.02.032>
- [59] Garcia-Marrero L.E., Pavon-Vargas C.I., Bastidas-Rodriguez J.D., Monmasson E., Petrone G., 2025. *Self-adaptive single-diode model parameter identification under small mismatching conditions*. *Renewable Energy*, 245, 122735. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122735>
- [60] Gulkowski S., 2023. *Modeling and Experimental Studies of the Photovoltaic System Performance in Climate Conditions of Poland*. *Energies*, 16, 7017. <https://doi.org/10.3390/en16207017>
- [61] Gulkowski S., 2022. *Specific Yield Analysis of the Rooftop PV Systems Located in South-Eastern Poland*. *Energies*, 15, 3666. <https://doi.org/10.3390/en15103666>
- [62] Gulkowski S., Krawczak E., 2024a. *Long-Term Energy Yield Analysis of the Rooftop PV System in Climate Conditions of Poland*. *Sustainability*, 16, 3348. <https://doi.org/10.3390/su16083348>

- [63] Gulkowski S., Krawczak E., 2024b. *Thin-Film Photovoltaic Modules Characterisation Based on I-V Measurements Under Outdoor Conditions*. Energies, 17, 5853. <https://doi.org/10.3390/en17235853>
- [64] Gulkowski S., Muñoz Diez J.V., Aguilera Tejero J., Nofuentes G., 2019a. *Computational modeling and experimental analysis of heterojunction with intrinsic thin-layer photovoltaic module under different environmental conditions*. Energy, 172, 380–390. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.107>
- [65] Gulkowski S., Zdyb A., Dragan P., 2019b. *Experimental Efficiency Analysis of a Photovoltaic System with Different Module Technologies under Temperate Climate Conditions*. Applied Sciences, 9, 141. <https://doi.org/10.3390/app9010141>
- [66] Gulkowski S., Zdyb A., Dragan P., 2019c. *Experimental Efficiency Analysis of a Photovoltaic System with Different Module Technologies under Temperate Climate Conditions*. Applied Sciences, 9, 141. <https://doi.org/10.3390/app9010141>
- [67] Gulkowski S., Zytowska N., Dragan P., 2018. *Temperature distribution analysis of different technologies of PV modules using infrared thermography*. E3S Web of Conferences, 49, 00044. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184900044>
- [68] Häberlin H., 2012. *Photovoltaics: System Design and Practice*. John Wiley & Sons, Chichester, United Kingdom.
- [69] Hansen C., 2015. *Parameter Estimation for Single Diode Models of Photovoltaic Modules*. Sandia National Lab., Albuquerque, NM (United States). <https://doi.org/10.2172/1177157>
- [70] Holmgren W.F., Hansen C.W., Mikofski M.A., 2018. *pvlb python: a python package for modeling solar energy systems*. Journal of Open Source Software, 3, 884. <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- [71] HT Instruments, 2025. *Manufacturer of test and measurement equipment | HT Instruments* <https://www.ht-instruments.com/en/> (dostęp 10.05.2025).
- [72] Huld T., Pinedo P.I., Gracia A.A., 2017. *PVGIS 5: Internet tools for the assessment of solar resource and photovoltaic solar systems*, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC107813> (dostęp 05.12.2025).
- [73] Humada A.M., Hojabri M., Mekhilef S., Hamada H.M., 2016. *Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56, 494–509. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.051>
- [74] Hysa B., Mularczyk A., 2024. *PESTEL Analysis of the Photovoltaic Market in Poland—A Systematic Review of Opportunities and Threats*. Resources, 13, 136. <https://doi.org/10.3390/resources13100136>
- [75] Gaëtan Masson, Elina Bosch, Adrien Van Rechem, Melodie de l'Epine, 2024. *Snapshot of Global PV Markets 2024*. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. <https://doi.org/10.69766/VHRRF4040>
- [76] *IEC 61724-1:2021. Photovoltaic System Performance – Part 1: Monitoring*, 2021. <https://webstore.iec.ch/en/publication/65561> (dostęp 05.12.2025)
- [77] IEO, 2025. *Photovoltaic Market in Poland 2025*, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o, Warsaw, Poland.

- [78] Ingenhoven P., Belluardo G., Makrides G., Georghiou G.E., Rodden P., Frearson L., Herteleer B., Bertani D., Moser D., 2019. *Analysis of Photovoltaic Performance Loss Rates of Six Module Types in Five Geographical Locations*. IEEE Journal of Photovoltaics, 9, 1091–1096. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2913342>
- [79] Izdebski W., Kosiorek K., 2023. *Analysis and Evaluation of the Possibility of Electricity Production from Small Photovoltaic Installations in Poland*. Energies, 16, 944. <https://doi.org/10.3390/en16020944>
- [80] Jordan D.C., Deceglie M.G., Kurtz S.R., 2016. *PV degradation methodology comparison — A basis for a standard*, w: 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Portland, OR, USA, 0273–0278. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749593>
- [81] Jordan D.C., Deline C., Kurtz S.R., Kimball G.M., Anderson M., 2018. *Robust PV Degradation Methodology and Application*. IEEE Journal of Photovoltaics, 8, 525–531. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2779779>
- [82] Jordan D.C., Kurtz S.R., VanSant K., Newmiller J., 2016. *Compendium of photovoltaic degradation rates*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 24, 978–989. <https://doi.org/10.1002/pip.2744>
- [83] Kalliojärvi-Viljakainen H., Lappalainen K., Valkealahti S., 2022. *A novel procedure for identifying the parameters of the single-diode model and the operating conditions of a photovoltaic module from measured current–voltage curves*. Energy Reports, 8, 4633–4640. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.03.141>
- [84] Kaplanis S., Kaplani E., Kaldellis J.K., 2022. *PV temperature and performance prediction in free-standing, BIPV and BAPV incorporating the effect of temperature and inclination on the heat transfer coefficients and the impact of wind, efficiency and ageing*. Renewable Energy, 181, 235–249. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.124>
- [85] Karabulut M., Kusogullari H., Kivrak S., 2020. *Outdoor Performance Assessment of New and Old Photovoltaic Panel Technologies Using a Designed Multi-Photovoltaic Panel Power Measurement System*. International Journal of Photoenergy, 2020, 8866412. <https://doi.org/10.1155/2020/8866412>
- [86] Karttunen L., Jouttijärvi S., Poskela A., Palonen H., Huerta H., Todorović M., Ranta S., Miettunen K., 2023. *Comparing methods for the long-term performance assessment of bifacial photovoltaic modules in Nordic conditions*. Renewable Energy, 219, 119473. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119473>
- [87] Kazanecka E., Olczak P., 2023. *A specific yield comparison of 2 photovoltaic installations – Polish case study*. Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal, 26, 129–148. <https://doi.org/10.33223/epj/171857>
- [88] Khezzer R., Zereg M., Khezzer A., 2014. *Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules*. Solar Energy, 110, 452–462. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.039>
- [89] Kichou S., Abaslioglu E., Silvestre S., Nofuentes G., Torres-Ramírez M., Chouder A., 2016. *Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain*. Energy Conversion and Management, 120, 109–119. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.093>

- [90] Kichou S., Wolf P., Silvestre S., Chouder A., 2018. *Analysis of the behaviour of cadmium telluride and crystalline silicon photovoltaic modules deployed outdoor under humid continental climate conditions*. Solar Energy, 171, 681–691. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.028>
- [91] Kipp&Zonen, 2025. *CMP10 Class A Pyranometer - Kipp & Zonen*, <https://www.kippzonen.com/Product/276/CMP10-Pyranometer> (dostęp 10.05.2025).
- [92] Klugmann-Radziemska E., Wcisło-Kucharek P., 2017. *Photovoltaic module temperature stabilization with the use of phase change materials*. Solar Energy, 150, 538–545. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.016>
- [93] Kou Q., Klein S.A., Beckman W.A., 1998. *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems*. Solar Energy, 64, 33–40. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00049-8](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00049-8)
- [94] Krawczak E., 2023. *A Comparative Analysis of Measured and Simulated Data of PV Rooftop Installations Located in Poland*. Energies, 16, 5975. <https://doi.org/10.3390/en16165975>
- [95] Krechowicz M., Krechowicz A., Licholai L., Pawelec A., Piotrowski J.Z., Stępień A., 2022. *Reduction of the Risk of Inaccurate Prediction of Electricity Generation from PV Farms Using Machine Learning*. Energies, 15, 4006. <https://doi.org/10.3390/en15114006>
- [96] Kulpa J., Olczak P., Surma T., Matuszewska D., 2022. *Comparison of Support Programs for the Development of Photovoltaics in Poland: My Electricity Program and the RES Auction System*. Energies, 15, 121. <https://doi.org/10.3390/en15010121>
- [97] Kumar K.S., Rajeswaran M., Dineshkumar P.T., Kumar S.N., Prabhu R., 2024. *Experimental Investigation of Heat Exchanger-enhanced Solar Cell Performance*, SAE Technical Paper. <https://doi.org/10.4271/2023-01-5175>
- [98] Kumar M., Kumar A., 2017. *An efficient parameters extraction technique of photovoltaic models for performance assessment*. Solar Energy, 158, 192–206. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.09.046>
- [99] Kurz D., Dobrzycki A., Krawczak E., Jajczyk J., Mielczarek J., Woźniak W., Sasiadek M., Orynych O., Tucki K., Badzińska E., 2025. *An Analysis of the Increase in Energy Efficiency of Photovoltaic Installations by Using Bifacial Modules*. Energies, 18, 1296. <https://doi.org/10.3390/en18051296>
- [100] Lee R., Lee H., Kim D., Yoon J., 2022. *Performance evaluation of flexible CIGS modules based on operational data under outdoor conditions*. Energy Science & Engineering, 10, 292–307. <https://doi.org/10.1002/ese3.1040>
- [101] Lim L.H.I., Ye Z., Ye J., Yang D., Du H., 2015. *A linear method to extract diode model parameters of solar panels from a single I–V curve*. Renewable Energy, 76, 135–142. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.018>
- [102] Lindig S., Herz M., Ascencio-Vásquez J., Theristis M., Herteleer B., Deckx J., Anderson K., 2024. *Review of Technical Photovoltaic Key Performance Indicators and the Importance of Data Quality Routines*. Solar RRL, 8, 2400634. <https://doi.org/10.1002/solr.202400634>
- [103] Lindig S., Kaaya I., Weiss K.-A., Moser D., Topic M., 2018. *Review of Statistical and Analytical Degradation Models for Photovoltaic Modules and Systems as Well as Related Improvements*. IEEE Journal of Photovoltaics, 8, 1773–1786. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2870532>

- [104] Lineykin S., Averbukh M., Kuperman A., 2014. *An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30, 282–289. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.015>
- [105] Livera A., Theristis M., Micheli L., Stein J.S., Georgiou G.E., 2022. *Failure diagnosis and trend-based performance losses routines for the detection and classification of incidents in large-scale photovoltaic systems*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 30, 921–937. <https://doi.org/10.1002/pip.3578>
- [106] Lo Brano V., Ciulla G., 2013. *An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data*. Applied Energy, 111, 894–903. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.046>
- [107] Louwen A., Lindig S., Chowdhury G., Moser D., 2024. *Climate- and Technology-Dependent Performance Loss Rates in a Large Commercial Photovoltaic Monitoring Dataset*. Solar RRL, 8, 2300653. <https://doi.org/10.1002/solr.202300653>
- [108] Magnetti M.A., 2020. *Ad hoc tool for massive data analysis of photovoltaic generators: experimental validation and energy assessment of a high efficiency module (laurea)*. MS Thesis, Politecnico di Torino, Torino.
- [109] Malgaroli G., Ciocia A., Gulkowski S., Muñoz Díez J.V., Schubert S., Spertino F., 2024. *Comparative Study of Power Prediction for Photovoltaic Modules with Different Technologies Tested in Italy and in Spain*, w: 2024 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2024 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Rome, Italy, 1-6. <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope61470.2024.10751240>
- [110] Malik P., Chandel R., Chandel S.S., 2021. *A power prediction model and its validation for a roof top photovoltaic power plant considering module degradation*. Solar Energy, 224, 184–194. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.015>
- [111] Malvoni M., Kumar N.M., Chopra S.S., Hatzigiargyriou N., 2020. *Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India*. Solar Energy, 203, 101–113. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.011>
- [112] Małek A., Marciniak A., Bednarczyk T., 2024. *Probabilistic Analysis of Electricity Production from a Photovoltaic–Wind Energy Mix for Sustainable Transport Needs*. Sustainability, 16, 10164. <https://doi.org/10.3390/su162310164>
- [113] Massi Pavan A., Mellit A., Lughi V., 2014. *Explicit empirical model for general photovoltaic devices: Experimental validation at maximum power point*. Solar Energy, 101, 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.12.024>
- [114] Mayer M.J., Gróf G., 2021. *Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting*. Applied Energy, 283, 116239. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116239>
- [115] Meng B., Loonen R.C.G.M., Hensen J.L.M., 2022. *Performance variability and implications for yield prediction of rooftop PV systems – Analysis of 246 identical systems*. Applied Energy, 322, 119550. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119550>
- [116] meteocontrol, 2025. *meteocontrol* <https://www.meteocontrol.com/en/> (dostęp 10.05.25).

- [117] Mikofski M., 2025. *polyfitZero MATLAB Central File Exchange*. <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/35401-polyfitzero> (dostęp 10.07.24).
- [118] Mittal M., Bora B., Saxena S., Gaur A.M., 2018. *Performance prediction of PV module using electrical equivalent model and artificial neural network*. Solar Energy, 176, 104–117. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.018>
- [119] Mlazi N.J., Mayengo M., Lyakurwa G., Kichonge B., 2024. *Mathematical modeling and extraction of parameters of solar photovoltaic module based on modified Newton–Raphson method*. Results in Physics, 57, 107364. <https://doi.org/10.1016/j.rinp.2024.107364>
- [120] Moldovan M., Burduhos B.G., Visa I., 2023. *Efficiency Assessment of Five Types of Photovoltaic Modules Installed on a Fixed and on a Dual-Axis Solar-Tracked Platform*. Energies, 16, 1229. <https://doi.org/10.3390/en16031229>
- [121] Montes-Romero J., Almonacid F., Theristis M., de la Casa J., Georghiou G.E., Fernández E.F., 2018. *Comparative analysis of parameter extraction techniques for the electrical characterization of multi-junction CPV and m-Si technologies*. Solar Energy, 160, 275–288. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.011>
- [122] Moreno-Buesa S.M., Muñoz-Cerón E., Nofuentes Garrido G., Gulkowski S., de la Casa Higuera J., Aguilera Tejero J., 2024. *Characterization of bifacial technology Pv systems*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A, 238, 1084–1098. <https://doi.org/10.1177/09576509241250128>
- [123] Muhammadsharif F.F., Hashim S., Hameed S.S., Ghoshal S.K., Abdullah I.K., Macdonald J.E., Yahya M.Y., 2019. *Brent's algorithm based new computational approach for accurate determination of single-diode model parameters to simulate solar cells and modules*. Solar Energy, 193, 782–798. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.09.096>
- [124] Muñoz-Cerón E., Moreno-Buesa S., Leloux J., Aguilera J., Moser D., 2024. *Evaluation of the bifaciality coefficient of bifacial photovoltaic modules under real operating conditions*. Journal of Cleaner Production, 434, 139807. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139807>
- [125] Mutillo M., Nardi I., Stornelli V., de Rubeis T., Pasqualoni G., Ambrosini D., 2020. *On Field Infrared Thermography Sensing for PV System Efficiency Assessment: Results and Comparison with Electrical Models*. Sensors, 20, 1055. <https://doi.org/10.3390/s20041055>
- [126] Najjar M.K., Qualharini E.L., Hammad A.W.A., Boer D., Haddad A., 2019. *Framework for a Systematic Parametric Analysis to Maximize Energy Output of PV Modules Using an Experimental Design*. Sustainability, 11, 2992. <https://doi.org/10.3390/su11102992>
- [127] Nofuentes G., Aguilera J., Santiago R.L., de la Casa J., Hontoria L., 2006. *A reference-module-based procedure for outdoor estimation of crystalline silicon PV module peak power*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 14, 77–87. <https://doi.org/10.1002/pip.636>
- [128] Nofuentes G., de la Casa J., Solís-Alemán E.M., Fernández E.F., 2017. *Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: Experimental vs. modelled results*. Energy, 141, 1857–1868. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078>

- [129] Øgaard M.B., Aarseth B.L., Skomedal Å.F., Riise H.N., Sartori S., Selj J.H., 2021. *Identifying snow in photovoltaic monitoring data for improved snow loss modeling and snow detection*. Solar Energy, 223, 238–247. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.023>
- [130] Øgaard M.B., Riise H.N., Haug H., Sartori S., Selj J.H., 2020. *Photovoltaic system monitoring for high latitude locations*. Solar Energy, 207, 1045–1054. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.07.043>
- [131] Olczak P., 2022. *Comparison of modeled and measured photovoltaic microinstallation energy productivity*. Renewable Energy Focus, 43, 246–254. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.10.003>
- [132] Olczak P., Matuszewska D., 2023. *Energy Storage Potential Needed at the National Grid Scale (Poland) in Order to Stabilize Daily Electricity Production from Fossil Fuels and Nuclear Power*. Energies, 16, 6054. <https://doi.org/10.3390/en16166054>
- [133] Olczak P., Olek M., Matuszewska D., Dyczko A., Mania T., 2021a. *Monofacial and Bifacial Micro PV Installation as Element of Energy Transition—The Case of Poland*. Energies, 14, 499. <https://doi.org/10.3390/en14020499>
- [134] Olczak P., Żelazna A., Matuszewska D., Olek M., 2021b. *The “My Electricity” Program as One of the Ways to Reduce CO2 Emissions in Poland*. Energies, 14, 7679. <https://doi.org/10.3390/en14227679>
- [135] Olczak P., Żelazna A., Stecula K., Matuszewska D., Lelek Ł., 2022. *Environmental and economic analyses of different size photovoltaic installation in Poland*. Energy for Sustainable Development, 70, 160–169. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.07.016>
- [136] Ortiz-Conde A., García-Sánchez F.J., 2018. *A new approach to the extraction of single exponential diode model parameters*. Solid-State Electronics, 144, 33–38. <https://doi.org/10.1016/j.sse.2018.02.013>
- [137] Osterwald C.R., 1986. *Translation of device performance measurements to reference conditions*. Solar Cells, 18, 269–279. [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(86\)90126-2](https://doi.org/10.1016/0379-6787(86)90126-2)
- [138] Paudyal B.R., Imenes A.G., 2021. *Investigation of temperature coefficients of PV modules through field measured data*. Solar Energy, 224, 425–439. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.013>
- [139] Pearsall N. (red.), 2017. *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*.
- [140] *Modelling, Measurement and Assessment*, w: *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*. Woodhead Publishing, Sawston, Wielka Brytania, i–iii. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.09987-0>
- [141] Perin Gasparin F., Detzel Kipper F., Schuck de Oliveira F., Krenzinger A., 2022. *Assessment on the variation of temperature coefficients of photovoltaic modules with solar irradiance*. Solar Energy, 244, 126–133. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.08.052>
- [142] Petrone G., Ramos-Paja C.A., Spagnuolo G., 2017. *Photovoltaic Sources Modeling*, w: *Photovoltaic Sources Modeling*. John Wiley & Sons, Ltd, Hoboken, New Jersey, USA, I–XVI. <https://doi.org/10.1002/9781118755877>
- [143] Piliouguine M., Garcia-Marrero L.E., Lappalainen K., Spagnuolo G., 2025. *Influence of the temperature on the intrinsic parameters of thin-film photovoltaic modules*. Renewable Energy, 240, 122068. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.122068>

- [144] Piliouguine M., Guejia-Burbano R.A., Petrone G., Sánchez-Pacheco F.J., Mora-López L., Sidrach-de-Cardona M., 2021. *Parameters extraction of single diode model for degraded photovoltaic modules*. Renewable Energy, 164, 674–686. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.035>
- [145] Polo J., Alonso-Abella M., Ruiz-Arias J.A., Balenzategui J.L., 2017. *Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies*. Solar Energy, 142, 194–203. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.024>
- [146] PV-Engineering, 2025. *PVPM2540C I-U-Kennlinienmessgerät bis 250V / 40A* <https://pv-engineering.de/produkte/pvpm2540c/> (dostęp 10.05.2025).
- [147] Rahaman M.A., Chambers T.L., Fekih A., Wiecheteck G., Carranza G., Possetti G.R.C., 2023. *Floating photovoltaic module temperature estimation: Modeling and comparison*. Renewable Energy, 208, 162–180. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.03.076>
- [148] Rahman M.M., Hasanuzzaman M., Rahim N.A., 2015. *Effects of various parameters on PV-module power and efficiency*. Energy Conversion and Management, 103, 348–358. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.067>
- [149] Raina G., Vijay R., Sinha S., 2022. *Assessing the suitability of I-V curve translation at varying irradiance and temperature range*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 51, 101925. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101925>
- [150] Ramesh S., Tuomiranta A., Yordanov G.H., Badran H., Hajjiah A., Vermang B., Poortmans J., 2025. *Energy yield framework to simulate thin film CIGS solar cells and analyze limitations of the technology*. Scientific Reports, 15, 988. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-78862-w>
- [151] RIGOL, 2025. [RIGOL.COM.PL](https://rigol.com.pl/) <https://rigol.com.pl/> (dostęp 10.05.2025).
- [152] Romero-Fiances I., Muñoz-Cerón E., Espinoza-Paredes R., Nofuentes G., De la Casa J., 2019. *Analysis of the Performance of Various PV Module Technologies in Peru*. Energies, 12, 186. <https://doi.org/10.3390/en12010186>
- [153] Ross K., Matuszewska D., Olczak P., 2023. *Analysis of Using Hybrid 1 MWp PV-Farm with Energy Storage in Poland*. Energies, 16, 7654. <https://doi.org/10.3390/en16227654>
- [154] Ruschel C.S., Gasparin F.P., Krenzinger A., 2021. *Experimental analysis of the single diode model parameters dependence on irradiance and temperature*. Solar Energy, 217, 134–144. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.01.067>
- [155] Salah F.E.A., Maouhoub N., Tifidat K., Nam Y., Abouhawwash M., 2023. *An efficient analytical approach for forecasting the peak power of PV panels working in outdoor conditions based on explicit model*. Energy Conversion and Management: X, 20, 100423. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100423>
- [156] Sarniak M.T., 2024. *Influence of Selected Weather Conditions on the Photovoltaic System Efficiency in Central Poland – Case Study*. Advances in Science and Technology. Research Journal, 18, 177–186. <https://doi.org/10.12913/22998624/184104>
- [157] Sarniak M.T., 2021. *The Efficiency of Obtaining Electricity and Heat from the Photovoltaic Module under Different Irradiance Conditions*. Energies, 14, 8271. <https://doi.org/10.3390/en14248271>

- [158] Sarniak M.T., 2020. *Researches of the Impact of the Nominal Power Ratio and Environmental Conditions on the Efficiency of the Photovoltaic System: A Case Study for Poland in Central Europe*. Sustainability, 12, 6162. <https://doi.org/10.3390/su12156162>
- [159] Scaiola A., 2019. Innovative technique to estimate the performance of a photovoltaic generator using the parameters of the single diode model equivalent circuit (laurea). Politecnico di Torino.
- [160] Schardt J., te Heesen H., 2021. *Performance of roof-top PV systems in selected European countries from 2012 to 2019*. Solar Energy, 217, 235–244. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.001>
- [161] Schubert S., Malgaroli G., Spertino F., 2024. *Experimental Analysis of Equivalent Circuit's Parameters for Half-Cell Photovoltaic Modules Under Natural Sunlight*, w: 2024 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC). <https://doi.org/10.1109/I2MTC60896.2024.10561200>
- [162] Schweiger M., Bonilla J., Herrmann W., Gerber A., Rau U., 2017. *Performance stability of photovoltaic modules in different climates*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 25, 968–981. <https://doi.org/10.1002/pip.2904>
- [163] Senturk A., 2020a. *Investigation of datasheet provided temperature coefficients of photovoltaic modules under various sky profiles at the field by applying a new validation procedure*. Renewable Energy, 152, 644–652. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.069>
- [164] Senturk A., 2020b. *Investigation of datasheet provided temperature coefficients of photovoltaic modules under various sky profiles at the field by applying a new validation procedure*. Renewable Energy, 152, 644–652. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.069>
- [165] Şentürk A., 2018. *New method for computing single diode model parameters of photovoltaic modules*. Renewable Energy, 128, 30–36. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.065>
- [166] Senturk A., Eke R., 2017. *A new method to simulate photovoltaic performance of crystalline silicon photovoltaic modules based on datasheet values*. Renewable Energy, 103, 58–69. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.025>
- [167] Sera D., Teodorescu R., Rodriguez P., 2008. *Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation*, w: 2008 34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics. <https://doi.org/10.1109/IECON.2008.4758297>
- [168] Sevillano-Bendezú M.A., Pleshcheva V., Calsi B., Conde L.A., Montes-Romero J., Aguilera J., de la Casa J., Töfflinger J.A., 2024. *Assessing the accuracy of analytical methods for extracting parameters of different PV module technologies under clear and cloudy sky conditions*. Energy Reports, 12, 4279–4293. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.10.002>
- [169] Shlikhutka V., 2020. *The temperature coefficients analysis of silicon-based PV modules using I–V characteristics obtained by capacitance method* (Praca magisterska). Politechnika Lubelska.
- [170] Shukla A., Yadav S.K., Yaqub A., Singh J., Singh R.B., 2024. *Performance assessment of a 1 MW grid-connected rooftop solar photovoltaic (GCRPV) plant on an institutional*

building in composite climate of Northern India. International Journal of Ambient Energy.

- [171] Silvestre S., Kichou S., Guglielminotti L., Nofuentes G., Alonso-Abella M., 2016. *Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions*. Solar Energy, 139, 599–607. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.030>
- [172] Skoplaki E., Palyvos J.A., 2009. *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*. Solar Energy, 83, 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- [173] Smith R.M., Jordan D.C., Kurtz S.R., 2012. *Outdoor PV Module Degradation of Current-Voltage Parameters*. World Renewable Energy Forum.
- [174] Sohani A., Pierro M., Moser D., Cornaro C., 2025. *Comparison of physical models for bifacial PV power estimation*. Energy Conversion and Management, 327, 119515. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119515>
- [175] Solís-Alemán E.M., de la Casa J., Romero-Fiances I., Silva J.P., Nofuentes G., 2019. *A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin film PV technologies*. Solar Energy, 188, 813–824. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067>
- [176] te Heesen H., Herbort V., 2016. *Development of an algorithm to analyze the yield of photovoltaic systems*. Renewable Energy, Optimization Methods in Renewable Energy Systems Design 87, 1016–1022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.058>
- [177] te Heesen H., Herbort V., Rumpler M., 2019. *Performance of roof-top PV systems in Germany from 2012 to 2018*. Solar Energy, 194, 128–135. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.10.019>
- [178] The MathWorks Inc., 2023. *MATLAB version: 9.14.0 (R2023a)*.
- [179] Theocharides S., Makrides G., Georghiou G.E., 2024. *PV generation forecasting utilizing a classification-only approach*. EPJ Photovoltaics, 15, 12. <https://doi.org/10.1051/epjpv/2024011>
- [180] Tifidat K., Maouhoub N., 2023. *An efficient method for predicting PV modules performance based on the two-diode model and adaptable to the single-diode model*. Renewable Energy, 216, 119102. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119102>
- [181] Todorović D.D., Stojanović Krasić M., Jovanović S., Drljača B., Kevkić T., 2023. *A Statistical Analysis of Long-Term Grid-Connected PV System Operation in Niš (Serbia) under Temperate Continental Climatic Conditions*. Applied Sciences, 13, 6229. <https://doi.org/10.3390/app13106229>
- [182] Toledo F.J., Blanes J.M., 2014. *Geometric properties of the single-diode photovoltaic model and a new very simple method for parameters extraction*. Renewable Energy, 72, 125–133. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.032>
- [183] Torres-Ramírez M., Nofuentes G., Silva J.P., Silvestre S., Muñoz J.V., 2014. *Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates*. Energy, 73, 731–740. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.077>
- [184] Trinuruk P., Sorapipatana C., Chenvidhya D., 2009. *Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand*. Renewable Energy, 34, 2515–2523. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.02.027>

- [185] Tsafarakis O., Moraitis P., Kausika B.B., van der Velde H., 't Hart S., de Vries A., de Rijk P., de Jong M.M., van Leeuwen H.-P., van Sark W., 2017. *Three years experience in a Dutch public awareness campaign on photovoltaic system performance*. IET Renewable Power Generation, 11, 1229–1233. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.1037>
- [186] Tsafarakis O., Sinapis K., Van Sark W.G.J.H.M., 2018. *PV System Performance Evaluation by Clustering Production Data to Normal and Non-Normal Operation*. Energies, 11, 977. <https://doi.org/10.3390/en11040977>
- [187] Tsafarakis O., van Sark W.G.J.H.M., 2023. *A density-based time-series data analysis methodology for shadow detection in rooftop photovoltaic systems*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 31, 506–523. <https://doi.org/10.1002/pip.3654>
- [188] van Dyk E.E., Meyer E.L., Vorster F.J., Leitch A.W.R., 2002. *Long-term monitoring of photovoltaic devices*. Renewable Energy, 25, 183–197. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00064-7](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00064-7)
- [189] Walichnowska P., Mroziński A., Idzikowski A., 2022. *The Impact of Selected Parameters on the efficiency of PV Installations – Simulation Test of the 1 MW PV Farm in the PVSyst Program*. System Safety: Human - Technical Facility – Environment, 4, 179–185. <https://doi.org/10.2478/czoto-2022-0019>
- [190] Wang G., Zhao K., Qiu T., Yang X., Zhang Y., Zhao Y., 2016. *The error analysis of the reverse saturation current of the diode in the modeling of photovoltaic modules*. Energy, 115, 478–485. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.098>
- [191] Wardal W.J., Mazur K., Barwicki J., Tseyko M., 2024. *Fundamental Barriers to Green Energy Production in Selected EU Countries*. Energies, 17, 3664. <https://doi.org/10.3390/en17153664>
- [192] Warner T.H., Cox C.H., 1982. *A high power current-voltage curve tracer employing a capacitive load*. Solar Cells, 7, 175–181. [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(82\)90102-8](https://doi.org/10.1016/0379-6787(82)90102-8)
- [193] Wenham S.R. (red.), 2013. Applied Photovoltaics, 3. ed. Routledge, London. <https://doi.org/10.4324/9781849776981>
- [194] Yakubu R.O., Quansah D.A., Mensah L.D., Ahiataku-Togobo W., Acheampong P., Adaramola M.S., 2023. *Comparison of ground-based and floating solar photovoltaic systems performance based on monofacial and bifacial modules in Ghana*. Energy Nexus, 12, 100245. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2023.100245>
- [195] Yildiran N., Tacer E., 2016. *Identification of photovoltaic cell single diode discrete model parameters based on datasheet values*. Solar Energy, 127, 175–183. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.024>
- [196] Young, 2025. AQ Wind Monitor – Precision Air Quality Wind Monitor. <https://www.youngusa.com/product/aq-wind-monitor/> (dostęp 10.05.2025).
- [197] Zdyb A., Gulkowski S., 2020. *Performance Assessment of Four Different Photovoltaic Technologies in Poland*. Energies, 13, 196. <https://doi.org/10.3390/en13010196>
- [198] Zdyb A., Sobczyński D., 2024. *An Assessment of a Photovoltaic System's Performance Based on the Measurements of Electric Parameters under Changing External Conditions*. Energies, Vol. 17, 2197. <https://doi.org/10.3390/en17092197>
- [199] Zhang Y., Gao S., Gu T., 2017. *Prediction of I-V characteristics for a PV panel by combining single diode model and explicit analytical model*. Solar Energy, 144, 349–355. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.01.043>

- [200] Zhou W., Yang H., Fang Z., 2007. *A novel model for photovoltaic array performance prediction*. Applied Energy, 84, 1187–1198. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2007.04.006>
- [201] Zhu Y., Xiao W., 2020. *A comprehensive review of topologies for photovoltaic I–V curve tracer*. Solar Energy, 196, 346–357. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.12.020>

