

## Charakterystyka pracy siłowni fotowoltaicznej w zmiennych warunkach meteorologicznych

**Streszczenie.** Z wykonanych analiz wynika, że badana siłownia fotowoltaiczna w okresie od listopada do lutego wygenerowała 290 kWh energii elektrycznej co stanowi ok. 8% rocznej produkcji energii. Najwięcej energii (2,4MWh) zostało natomiast wytworzonej w okresie od kwietnia do sierpnia a jej udział stanowił aż 70% pozyskanej energii w okresie rocznym. W celu opracowania zależności wiążących wydajności poszczególnych systemów fotowoltaicznych (mono i polikrystalicznych oraz amorficznych) opracowano w programie Statistica modele regresyjne, dla których zmiennymi wejściowymi było natężenie promieniowania słonecznego oraz temperatura pracy paneli.

**Abstract.** From the studies conducted so that the test fitness photovoltaic period from November to February has generated 290 kWh of electricity which is approx. 8% of the annual energy production. Most energy (2,4MWh) were produced while in the period from April to August and its share made up 70% of the energy acquired during the year. In order to develop depending on the binding efficiency of each photovoltaic systems (mono and polycrystalline and amorphous) was developed in the program Statistica regression models for which the input variables was the intensity of solar radiation and the operating temperature of the panels. (**Characteristics of photovoltaic power unit under variable meteorological conditions**)

**Słowa kluczowe:** instalacja fotowoltaiczna, modelowanie konwersji promieniowania słonecznego, odnawialne źródła energii, warunki meteorologiczne.

**Keywords:** photovoltaic system, modeling the conversion of solar radiation, renewable sources of energy, meteorological conditions.

### Wstęp

Najobfitszym źródłem energii odnawialnej jest energia słoneczna. Jednak energia słoneczna jest bardzo rozproszona i okresy jej dostępności nie zawsze pokrywają się z zapotrzebowaniem na nią. Jej dostępność jest również bardzo zróżnicowana terytorialnie.

Na terenie Polski największy udział w produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych mają elektrownie wiatrowe (7,2 TWh) i na biomasę (2,8 TWh) [1]. W ostatnich latach obserwuje się jednak bardzo intensywny wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wytwarzających energię z promieniowania słonecznego. Z informacji opublikowanych na stronie Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że ilość energii objętej wydanymi przez Prezesa URE świadectwami jej pochodzenia z elektrowni fotowoltaicznych wzrosła z 4,5 GWh w roku 2014 do 29,9 GWh w roku 2015. Z dostępnych informacji wynika również, że w pozostałych odnawialnych źródłach w tym okresie zanotowano spadki produkcji energii szczególnie w elektrowniach na biomasę i wodnych [1].

Efektywność pracy elektrowni fotowoltaicznych w dużym stopniu jest uzależniona jednak od warunków meteorologicznych. W literaturze przedmiotu dostępnych jest wiele opracowań dotyczących tego tematu lecz w większości dotyczą one innej strefy klimatycznej lub prezentują wyniki badań laboratoryjnych [2-11].

### Badania laboratoryjne baterii słonecznych

Moc wyznaczana w warunkach Standard Test Conditions (STC) i podawana przez producentów na tabliczkach znamionowych paneli fotowoltaicznych (np. STC: 1000 W·m<sup>-2</sup>, 25 °C, AM 1.5 SPECTRUM) jest bardzo często wyższa od mocy osiągniętej przez baterie słoneczne w rzeczywistych warunkach pracy [12-16]. Główną przyczyną osiągnięcia niższej mocy przez baterie słoneczne w warunkach eksploatacyjnych jest: niższe niż w warunkach STC natężenie promieniowania słonecznego, wyższa niż 25 °C temperatura pracy paneli oraz utrata wydajności wraz z czasem eksploatacji.

Bardziej zbliżone warunki pracy do rzeczywistych występują w testach Normal Operating Cell Temperature (NOCT). W badaniu tym wyznaczana jest temperatura

panelu fotowoltaicznego w momencie, kiedy jest on oświetlany promieniowaniem słonecznym o natężeniu 800 W·m<sup>-2</sup>, temperatura otoczenia wynosi 20 °C, a prędkość wiatru jest równa 1 m·s<sup>-2</sup>. Moc w warunkach NOCT jest niższa o około 25% – 30% niż w warunkach STC [17].

W Polsce ogniwa fotowoltaiczne najczęściej pracują w przedziale natężenia promieniowania słonecznego wynoszącym 200 – 800 W·m<sup>-2</sup>. W zimie jednak przedział ten będzie wynosił zaledwie 200 – 500 W·m<sup>-2</sup> [18-20]. Przy niskich wartościach promieniowania słonecznego sprawność konwersji fotowoltaicznej wyraźnie spada poniżej poziomu wartości nominalnej wyznaczonej w warunkach STC. W polskich warunkach promieniowanie słoneczne o natężeniu poniżej 500 W·m<sup>-2</sup> stanowi około 70% energii docierającej do powierzchni Ziemi. Niska sprawność przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego będzie, więc skutkować niższymi uzyskami energii.

W lecie natomiast, przy wysokim natężeniu promieniowania słonecznego i wysokich temperaturach otoczenia, temperatura baterii fotowoltaicznych często może przekraczać 50 °C. Jeżeli pogoda będzie bezwietrzna lub gdy panele zostaną pozbawione możliwości wentylacji temperatura ta może wzrosnąć do ponad 70 °C. Takie temperatury paneli fotowoltaicznych przekładają się na znaczne spadki mocy. W upalne dni spadek mocy baterii może być znaczący i dochodzić nawet do ponad 20% mocy nominalnej panelu, która mogłaby zostać uzyskana w temperaturze 25 °C. Natomiast przy spadku temperatury ogniwa poniżej 25 °C sytuacja się odwraca [21].

Kolejnym czynnikiem wpływającym na efektywność pracy paneli fotowoltaicznych jest utrata mocy paneli fotowoltaicznych w czasie. Średniorocznie obniżają one swoją efektywność o ok. 0,6 – 1%, lecz jeśli panel jest słabej jakości utrata mocy może być znacznie większa. Niezależnie od typu paneli fotowoltaicznych standardowo zakłada się, że w pierwszym roku pracy utrata mocy nominalnej wyniesie około 5%, po 10 latach pracy utrata mocy nominalnej wyniesie będzie około 10%, po 25 latach pracy utrata mocy nominalnej wyniesie około 20%.

Biorąc pod uwagę fakt, że sprawność modułów fotowoltaicznych zmienia się wraz ze zmianą warunków

meteorologicznych, przy ocenie efektywności pracy baterii słonecznej należy wykonać badania w warunkach eksploatacyjnych.

### Opis stanowiska badawczego

Badana stacjonarna siłownia fotowoltaiczna zlokalizowana była w południowo-wschodniej części województwa małopolskiego. Wytwarzana w niej energia elektryczna jest zużywana na własne potrzeby w sposób nieciągły tzn. nie jest ona gromadzona w akumulatorach. Parametry techniczne badanych modułów zostały przedstawione w tabeli 1 a badania były wykonywane w 4 roku ich eksploatacji.

Tabela 1. Parametry techniczne modułów

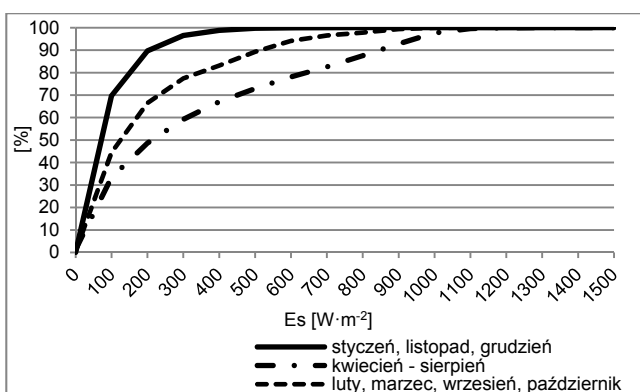
Rodzaj ogniwa	$U_{OC}$ [V]	$U_{MPP}$ [V]	$I_{SC}$ [A]	$I_{MPP}$ [A]	$P_{MAX}$ [W]
Monokrystaliczne	46,60	36,50	5,55	5,20	190,00
Polikrystaliczne	32,20	27,90	8,60	7,90	220,00
Amorficzne	46,20	33,00	5,30	4,36	144,00

gdzie:  $U_{OC}$  - napięcie obwodu otwartego;  $U_{MPP}$  - napięcie mocy maksymalnej;  $I_{SC}$  - prąd zwarcia;  $I_{MPP}$  - prąd mocy maksymalnej;  $P_{MAX}$  - moc maksymalna

Obiekt badań oprócz poszczególnych rodzajów modułów fotowoltaicznych był wyposażony również w inwertery, umożliwiające współpracę siłowni z siecią publiczną napięcia sinusoidalnie zmiennego.

### Wyniki badań eksploatacyjnych siłowni fotowoltaicznej

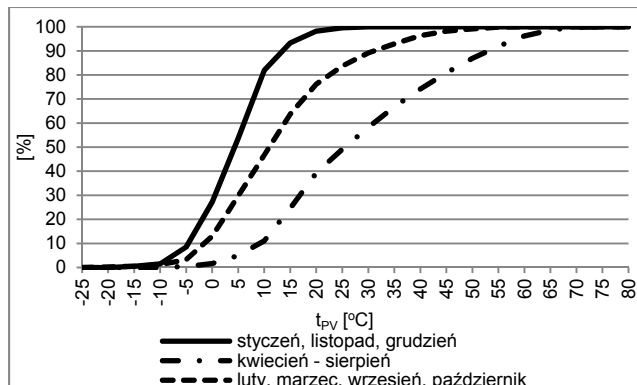
W trakcie badań własnych zrealizowanych w 2013 roku dokonywano pomiaru i rejestracji wytworzonej energii elektrycznej na wyjściu z inwerterów współpracujących z poszczególnymi rodzajami modułów fotowoltaicznych w 5 minutowych interwałach czasu. W tej samej chwili czasu rejestrowano również natężenie promieniowania słonecznego oraz temperaturę paneli fotowoltaicznych. W celu zobrazowania poziomu natężenia promieniowania słonecznego w okresie objętym badaniem opracowano jego dystrybuantę empiryczną, której zmiany dla miesięcy charakteryzujących się odmiennym jej przebiegiem zobrazowano na rysunku 1.



Rys. 1. Dystrybuanty empiryczne natężenia promieniowania słonecznego

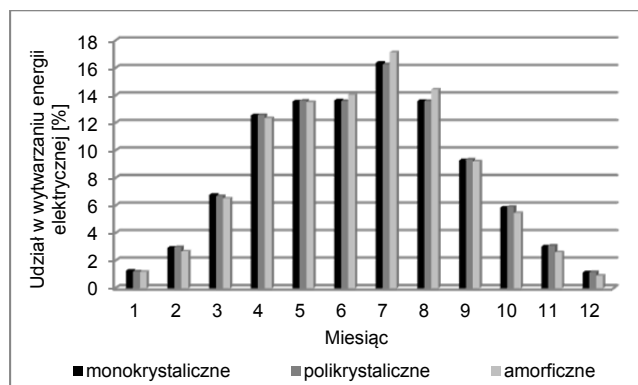
Z wykonanych analiz wynika, że w miesiącach zimowych (styczeń, listopad, grudzień) charakteryzujących się najniższym natężeniem promieniowania słonecznego udział promieniowania o wartości przekraczającej  $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  stanowi zaledwie 10% obserwacji. W okresie tym obserwowano również najniższe temperatury pracy modułów fotowoltaicznych (Rys.2). W miesiącach zimowych

temperatura ich pracy sporadycznie przekraczała  $15 \text{ C}^{\circ}$  co wpływało na wyższą sprawność konwersji energii. Odmienne warunki pracy siłowni występowały w okresie wiosenno-letnim (kwiecień-sierpień). W miesiącach tych natężenia promieniowania o wartości poniżej  $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  stanowiły poniżej 50% obserwacji. Najwyższe rejestrowane wartości natężenia promieniowania słonecznego przekraczały natomiast  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ . Niestety wyższe natężenie promieniowania powodowało wzrost temperatury pracy paneli do wartości powyżej  $70 \text{ C}^{\circ}$  co powodowało spadek ich efektywności.



Rys. 2. Dystrybuanty empiryczne temperatury pracy paneli fotowoltaicznych

W celu zobrazowania jak warunki meteorologiczne wpływają na pracę siłowni fotowoltaicznej wyznaczono miesięczne ilości generowanej energii elektrycznej w poszczególnych systemach PV (Rys. 3).



Rys. 3. Udział wytworzonej energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach objętych badaniem

Z wykonanych analiz wynika, że okresie od listopada do lutego badana siłownia fotowoltaiczna wygenerowała 290 kWh energii elektrycznej co stanowi 8,4% rocznej produkcji energii. Najwięcej energii (2,4MWh) zostało wytworzonej w okresie od kwietnia do sierpnia a jej udział stanowił aż 70% pozyskanej energii w okresie rocznym. Zaobserwowano również, że w poszczególnych miesiącach udział energii wytwarzanej w modułach mono i polikrystalicznych był porównywalny. Natomiast moduły amorficzne przez większość czasu generowały mniejsze ilości energii z wyjątkiem okresu od czerwca do sierpnia, w których uzyskano nieznacznie więcej energii niż w pozostałych modułach.

W celu wyznaczenia zależności pozwalających określić wpływ natężenia promieniowania słonecznego ( $E_s$ ) i temperatury paneli fotowoltaicznych ( $t_{pv}$ ) na ich wydajność jednostkową ( $E_{eij}$ ) wybrano dni o stabilnych warunkach meteorologicznych, które charakteryzowały się jednocześnie odmiennym natężeniem promieniowania i temperaturą pracy paneli PV. Z wybranych dni w sposób losowy utworzono próbę uczącą (70% losowo wybranych

dni) oraz testową (pozostałe dni). Do budowy modeli regresyjnych wykorzystano program *Statistica 10.0*. Estymacji parametrów modeli 1 i 2 dokonano metodą najmniejszych kwadratów przy poziomie istotności 0,05.

$$(1) \quad E_{elj}^* = \beta_0 + \beta_1 \cdot E_s$$

$$(2) \quad E_{elj}^* = \beta_0 + \beta_1 \cdot E_s + \beta_2 \cdot t_{pv}$$

Charakterystykę opracowanych modeli regresyjnych przedstawiono w tabeli 1 a wskaźniki oceny ich jakości w tabeli 2 i na rysunku 5.

Tabela 1. Charakterystyka modeli jednostkowej wydajności modułów fotowoltaicznych

Model	Rodzaj modułu fotowoltaicznego	Warunki ograniczające $E_s$ $W \cdot m^{-2}$	Estymowane parametry		Błąd standardowy estymowanych parametrów
			$\beta_0$	$\beta_1$	
1	a	>50	$\beta_0$	15,33	0,73
			$\beta_1$	0,11	0,00
2	b	>50	$\beta_0$	12,76	0,59
			$\beta_1$	0,10	0,00
3	c	>50	$\beta_0$	7,78	0,51
			$\beta_1$	0,08	0,00
4	a	>50	$\beta_0$	16,65	0,75
			$\beta_1$	0,12	0,00
			$\beta_2$	-0,19	0,03
5	b	>50	$\beta_0$	14,10	0,59
			$\beta_1$	0,11	0,00
			$\beta_2$	-0,19	0,02
6	c	>50	$\beta_0$	7,20	0,52
			$\beta_1$	0,08	0,00
			$\beta_2$	0,08	0,02

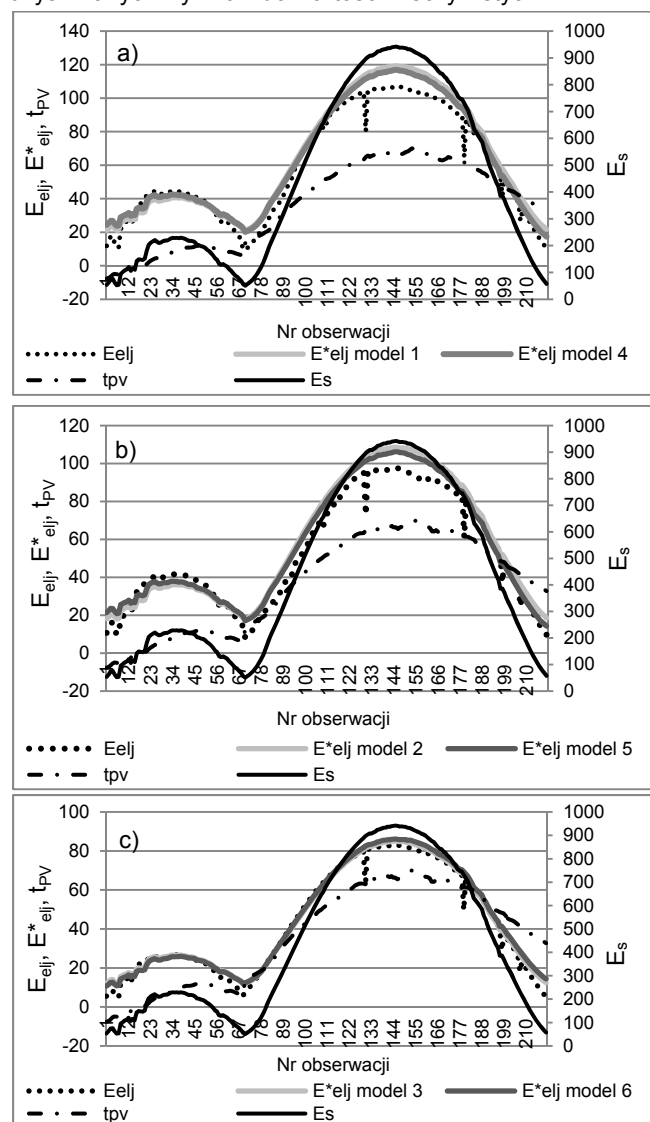
gdzie: a - moduł monokrystaliczny, b - moduł polikrystaliczny, c - moduł amorficzny,  $E_s$  - natężenie promieniowania słonecznego  $W \cdot m^{-2}$ ,  $t_{pv}$  - temperatura pracy modułu PV,  $C^\circ$ ,  $E_{elj}^*$  - prognozowana wydajność jednostkowa paneli PV  $W \cdot m^{-2}$ .

Tabela 2. Charakterystyka jakości modeli jednostkowej wydajności modułów fotowoltaicznych

Model	Współczynnik determinacji $R^2$	MAPE [%]	
		nauka	test
1	0,88	21,9	20,4
2	0,91	19,7	20,1
3	0,90	25,9	34,0
4	0,89	21,6	19,7
5	0,92	19,6	19,9
6	0,90	25,9	35,6

Z wykonanych analiz wynika, że opracowane modele regresyjne w dobrym stopniu wyjaśniają zmiany zmiennej endogenicznej ( $R^2 \approx 0,9$ ). Umożliwiają one wyznaczenie wskaźnika jednostkowej wydajności poszczególnych rodzajów modułów fotowoltaicznych z błędem rzędu 20 - 35%. Opracowane modele dla modułów mono i polikrystalicznych charakteryzowały się porównywalnym błędem prognozy dla zbioru uczącego oraz testowego i oscylował on wokół 20%. Wprowadzenie do modelu dodatkowej zmiennej opisującej temperaturę pracy paneli spowodowało obniżenie błędów prognozy od 0,1% do 0,7%. Natomiast zbudowane modele dla modułów amorficznych charakteryzowały się znacznie wyższymi błędem dla zbiorów uczącego i testowego, które wynosiły odpowiednio 25,9% oraz 34,0%. Po wprowadzeniu dodatkowej zmiennej w postaci temperatury pracy modułu zaobserwowano wzrost błędu prognozy modelu wyznaczonego na zbiorze testowym do 35,6%.

Na rysunku 5 przedstawiono uzyskane wyniki dla poszczególnych paneli fotowoltaicznych dla dwóch wybranych dni, które charakteryzowały się odmiennymi warunkami meteorologicznymi. W pierwszym dniu średnie natężenie promieniowania słonecznego wynosiło zaledwie  $160 W \cdot m^{-2}$  a jego wartość maksymalna osiągnęła  $230 W \cdot m^{-2}$ . W dniu tym temperatura pracy modułów była niska i nie przekraczała ona  $5 C^\circ$ . Na rysunkach 5a i 5b widzimy, że w tym dniu rzeczywista wartość jednostkowej wydajności modułów mono i polikrystalicznych była nieznacznie wyższa od prognozowanej. Zaobserwowano również, że wprowadzenie jako zmiennej objaśniającej temperatury pracy modeli spowodowało zmniejszenie różnic pomiędzy wielkością rzeczywistą a prognozowaną. Zależności tej nie zaobserwowano dla modułów amorficznych. W drugim przedstawionym przykładowym dniu panowały odmiennie warunki meteorologiczne. Średnia wartość natężenia promieniowania słonecznego wynosiła prawie  $600 W \cdot m^{-2}$ , a temperatura ich pracy to przeciętnie  $50 C^\circ$ . Rejestrowane wartości maksymalne wynosiły odpowiednio  $950 W \cdot m^{-2}$  i  $70 C^\circ$ . W tych warunkach meteorologicznych opracowane modele dla modułów mono i polikrystalicznych wyraźnie zawyżyły wskaźnik jednostkowej wydajności. Wprowadzenie do modelu temperatury ich pracy powodowało zbliżenie się uzyskiwanych wyników do wartości rzeczywistych.



Rys. 4. Przebieg rzeczywistego i prognozowanego wskaźnika jednostkowej wydajności paneli: a) monokrystalicznych, b) polikrystalicznych, c) amorficznych w zmiennych warunkach meteorologicznych

## Wnioski

Z wykonanych analiz wynika, że na terenie województwa małopolskiego w roku 2013 w okresie zimowym (styczeń, listopad i grudzień) zaledwie w około 10% obserwacji rejestrowano natężenie promieniowania słonecznego o wartości powyżej  $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ . W okresie tym wytworzono nieznacznie poniżej 5% wygenerowanej w roku energii elektrycznej.

Najlepsze warunki występowały w czasie od kwietnia do sierpnia, kiedy ponad 50% rejestrowanych wielkości natężenia promieniowania słonecznego przekraczało  $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  a maksymalne jego wartości przekraczały  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ .

Opracowane w programie *Statistica* modele regresyjne pozwalały na prognozowanie jednostkowej wydajności poszczególnych systemów fotowoltaicznych z błędem wyznaczonym na zbiorze testowym na poziomie 20% dla paneli mono i polikrystalicznych oraz 35% dla amorficznych.

Z wykonanych analiz wynika, że wprowadzenie temperatury pracy paneli PV nieznacznie wpływa na jakość modeli. Zmienna ta w sposób istotny wpływa na obniżenie ilości generowanej energii z modułów w okresie letnim, w którym system pracuje z wydajnością zbliżoną do maksymalnej. Jednakże spadek efektywności paneli PV jest kompensowany przez wzrost wydajności inwerterów w czasie ich pracy w warunkach zbliżonych do znamionowych. W okresie zimowym mamy do czynienia z sytuacją odwrotną, gdy wzrost wydajności modułów powodowany spadkiem temperatury jest równoważony spadkiem wydajności inwerterów pracujących przy minimalnym obciążeniu.

**Autorzy:** dr inż. Krzysztof Nęcka, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, Wydział Inżynierii Produkcji i Energetyki, ul. Balicka 116B, 30-149 Kraków, E-mail: [Krzysztof.Necka@ur.krakow.pl](mailto:Krzysztof.Necka@ur.krakow.pl); dr inż. Stanisław Lis, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, Wydział Inżynierii Produkcji i Energetyki, ul. Balicka 116B, 30-149 Kraków, E-mail: [Stanislaw.Lis@ur.krakow.pl](mailto:Stanislaw.Lis@ur.krakow.pl); dr inż. Tomasz Drózd, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, Wydział Inżynierii Produkcji i Energetyki, ul. Balicka 116B, 30-149 Kraków, E-mail: [Tomasz.Drozd@office.urk.edu.pl](mailto:Tomasz.Drozd@office.urk.edu.pl); dr inż. Maciej Oziębłowski, Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Wydział Nauk o Żywności, E-mail: [Maciej.Oziembowski@up.wroc.pl](mailto:Maciej.Oziembowski@up.wroc.pl); dr hab. inż. Paweł Kielbasa, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, Wydział Inżynierii Produkcji i Energetyki, E-mail: [Pawel.Kielbasa@ur.krakow.pl](mailto:Pawel.Kielbasa@ur.krakow.pl)

## LITERATURA

- [1] Ilość energii elektrycznej wytworzonej w OZE w latach 2005-2015 potwierdzonej świadectwami pochodzenia. <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze/5755,ilosc-energii-elektrycznej-wytworzonej-w-OZE-w-latach-2005-2015-potwierdzonej-sw.html>
- [2] Wiśniewski G., Gołębiowski S., Gryciuk M., Kurowski K., Więcka A., Kolektory słoneczne Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle ISBN 978-83-926815-3-3, Dom Wydawniczy MEDIUM, Warszawa, 2008
- [3] Szymański B., Małe instalacje fotowoltaiczne. Wydawnictwo GEOSYSTEM BUREK, KOTYZA S. C., Kraków, 2013.
- [4] Larson D. P., Nonnenmacher L., Coimbra C. F.M., Day-ahead forecasting of solar power output from photovoltaic plants in the American Southwest. *Renewable Energy*. Volume 91, June, 2016, doi:10.1016/j.renene.2016.01.039, s. 11–20.
- [5] Shimose K., Ohtake H., da Silva Fonseca Jr.J. G., Takashima T., Oozeki T., Yamada Y., Improvement of the Japan Meteorological Agency Meso-Scale Model for the Forecasting the Photovoltaic Power Production: Modification of the Cloud Scheme. *Energy Procedia*. Volume 57, 2014, s.1346–1353.
- [6] Szczerbowski R., Instalacje fotowoltaiczne - aspekty techniczno-ekonomiczne, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 90 NR 10/2014. doi:10.12915/pe.2014.10.08, s. 31-36.
- [7] Hilse D., Kapała J., Badania wydajności modułów fotowoltaicznych w warunkach Beskidu Żywieckiego, *Inżynieria Ekologiczna* Nr 33, 2013, s. 41-48.
- [8] Myczko A., Karłowski J., Lenarczyk J., Porównanie efektywności energetycznej zestawu modułów fotowoltaicznych stacjonarnych i pracujących w układzie nadążnym w warunkach gospodarstwa rolnego, *Problemy Inżynierii Rolniczej* nr 4/2010, s. 91-99.
- [9] Szczerbowski R., Analiza energetyczna i ekonomiczna możliwości wykorzystania fotowoltaiki w systemach energetycznych, *Poznań University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering*, No 74, 2013, s. 237-244.
- [10] Radziemska E., Meler P., Rosińska A., Analiza możliwości wytwarzania energii elektrycznej w warunkach klimatycznych Polski północnej na podstawie wielomiesięcznego monitoringu, I Krajowa Konferencja Fotowoltaiki, 9-11 X, Krynica-Zdrój 2009.
- [11] Werner B., Modelowanie cienkowarstwowych modułów fotowoltaicznych typu CIGS, pracujących w warunkach naturalnych, I Krajowa Konferencja Fotowoltaiki, 9-11 X, Krynica-Zdrój 2009.
- [12] Matuszczyk P., Popławski T., Flaszka J., Wpływ natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu na wybrane parametry i moc znamionową paneli fotowoltaicznych. *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 91 NR 12/2015. doi:10.15199/48.2015.12.40
- [13] Sarniak M., Uproszczona metoda doboru inwertera do systemu fotowoltaicznego dołączonego do sieci. MOTROL . COMMISSION OF MOTORIZATION AND ENERGETICS IN AGRICULTURE – 2014, Vol. 16, No. 1, 135–140
- [14] Korzeniewska E., Drzymała A., "Elektrownie fotowoltaiczne – aspekty techniczne i ekonomiczne" *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 12, str. 324-327.
- [15] Pawlak R., Kawczyński R., Korzeniewska E., Lebioda M., Rosowski A., Rymaszewski J., Sibiński M., Tomczyk M., Walczak M., Ogniwa fotowoltaiczne o niekonwencjonalnych kształtach *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 7, str. 288-292.
- [16] Dobieranie wielkości generatora fotowoltaicznego do mocy falownika. [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:50nul3OhoBgJ:www.sma.de/fileadmin/content/landingpages/pl/FAQ/TI\\_przewymiarowanie\\_DC\\_AC.pdf+&cd=1&hl=pl&t=clnk&gl=pl](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:50nul3OhoBgJ:www.sma.de/fileadmin/content/landingpages/pl/FAQ/TI_przewymiarowanie_DC_AC.pdf+&cd=1&hl=pl&t=clnk&gl=pl)
- [17] Jarmuda T., Mikulski S., Nawrowski R., Tomczewski A., The use of the MATLAB& SIMULINK environment to simulate the operation of a PV panel with an actual input function, *Computer Applications in Electrical Engineering*, Poznań. University of Technology, Poznań, December 2014, Vol. 12, s. 497–510.
- [18] Gułkowski S., Modelowanie charakterystyk I-V ogniw słonecznych w środowisku Matlab/simulink, *Journal Of Civil Engineering, Environment And Architecture*, t. XXXI, z. 61 (3/II/14), lipiec-wrzesień, 2014, s. 203-208.
- [19] Podogrocki J., Warunki klimatyczne i meteorologiczne do wykorzystania energii promieniowania słonecznego w warunkach Polski. Konferencja Netmark Dom Ekologiczny 1998.
- [20] Radziemska E., Ostrowski P., Polek-Pasternak K., Temperature distribution on the surface of illuminated and loaded solar cell module, *Proceedings of ECOpole*, Vol. 2, 2008, s. 461-466.