

Wpływ warunków atmosferycznych na pracę modułów fotowoltaicznych

The influence of weather conditions on performance of photovoltaic modules

WERONIKA JANOWICZ, HANNA MIKA, ANGELIKA WOŹNIAK, MICHAŁ POMORSKI

DOI 10.36119/15.2023.3.2

W pracy przedstawiono przegląd głównych czynników atmosferycznych tj. natężenia promieniowania słonecznego, temperatury otoczenia, wiatru, opadów atmosferycznych i zanieczyszczeń oraz ich wpływ na efektywność pracy modułów fotowoltaicznych wykonanych w różnych technologiach. Zaprezentowano wybrane modele służące do określania temperatury ogniwa będącej funkcją temperatury otoczenia, natężenia promieniowania i prędkości wiatru. Na podstawie kilku modeli określono wpływ danego czynnika atmosferycznego na temperaturę ogniwa. Zaobserwowano, że zmiana temperatury otoczenia wpływa na temperaturę ogniwa w sposób liniowy, i oceniono, że zwiększenie temperatury otoczenia o 1°C wpływa na podwyższenie temperatury ogniwa również o około 1°C. Natężenie promieniowania słonecznego również ma liniowy wpływ na zmianę temperatury ogniwa, a jego wzrost o 100 W/m² powoduje zwiększenie temperatury ogniwa w przedziale 1,75-3,1°C w zależności od obranego modelu. Wpływ wiatru na temperaturę ogniwa nie jest liniowy i dodatkowo jest czynnikiem atmosferycznym, który powoduje pozytywny wpływ na temperaturę ogniwa, a wraz ze zwiększeniem jego prędkości o 1 m/s średni spadek temperatury ogniwa wynosił od 0,6 do 2°C w zależności od analizowanego modelu, przy czym zazwyczaj większy spadek obserwowano przy mniejszych prędkościach wiatru.

Określono również wpływ zmiany temperatury modułu na zmianę sprawności konwersji energii promieniowania słonecznego dla wybranych komercyjnie dostępnych modułów fotowoltaicznych. Zaobserwowano, że sprawność zmienia się liniowo wraz z temperaturą, a średni spadek sprawności w zależności od modelu wynosił od 0,68 do 0,73 pp. na każde 10°C wzrostu temperatury modułu, dla natężenia promieniowania słonecznego wynoszącego 1000 W/m².

Słowa kluczowe: ogniwo fotowoltaiczne, temperatura ogniwa, warunki atmosferyczne, sprawność

This paper presents an analysis of the main weather conditions, meaning solar irradiance, ambient temperature, wind, rainfall, snow layer occurrence and pollution as well as their influence on efficiency of different kinds of solar modules. Mathematical models used to determine a solar cell temperature depending on the ambient temperature, solar irradiance and the speed of wind are presented. The impact of every factor on the photovoltaic cell temperature was established based on a few models. The results were as follows: ambient temperature affects cell temperature linearly, an increase of 1°C results in solar cell temperature's rise of approximately 1°C. The linear dependency is also observed in influence of solar irradiance, a 100 W/m² increase causes a 1,75-3,1°C rise of a photovoltaic cell temperature, depending on the chosen model. The wind impact however is not linear and it is a weather factor causing a positive outcome for a solar cell temperature – by increasing wind speed by 1 m/s, the average decrease of the temperature of a solar cell was defined in a range from 0,6 to 2 degrees Celsius, depending on the model used to determine it and more significant decrease of temperature was observed with lower values of wind velocity. The impact of temperature change of a PV module on change in solar energy conversion's efficiency was determined for a chosen solar module available on the market. A linear dependency between efficiency and temperature was observed. An average decrease of efficiency depending on the photovoltaic panel ranged from 0,68 to 0,73 percentage point for every 10°C increase of module's temperature in case of solar irradiance of 1000 W/m².

Keywords: photovoltaic cell, solar cell temperature, weather conditions, efficiency

Wykaz oznaczeń

A – pole powierzchni, m²

G – natężenie promieniowania słonecznego, W/m²

I – natężenie prądu, A

P – moc, W

T – temperatura, °C

U – napięcie, V

v – prędkość, m/s

Greckie

α – współczynnik temperaturowy prądu zwarcia, %/°C

β – współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego, %/°C

γ – współczynnik temperaturowy maksymalnej mocy, %/°C

Δ – zmiana wartości

η – sprawność, %

Indeksy

a – parametry otoczenia

c – parametry ogniwa fotowoltaicznego

Weronika Janowicz, Hanna Mika, Angelika Woźniak – Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska

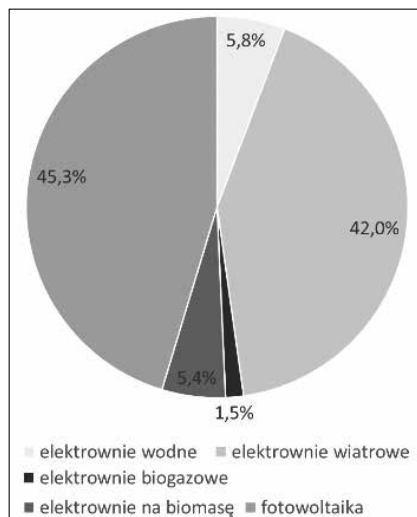
Dr inż. Michał Pomorski; <https://orcid.org/0000-0003-4939-1017> – Katedra Termodynamiki i Odnawialnych Źródeł Energii, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska. Autor do korespondencji/ Corresponding author: michal.pomorski@pwr.edu.pl

mpp – parametry maksymalnego punktu pracy
oc – parametry obwodu otwartego
sc – parametry zwarcia
w – wiatr

Wstęp

Wzrost zapotrzebowania na energię oraz jej ceny, wyczerpywanie się zasobów kopalnych wraz z negatywnym oddziaływaniem na środowisko naturalne systemów konwersji energii opartych o paliwa konwencjonalne wymusza konieczność rozwoju alternatywnych sposobów wytwarzania energii elektrycznej. Bardzo ważną rolę w tym obszarze odgrywa zwiększanie udziału odnawialnych źródeł w generowaniu energii elektrycznej. W ostatnich latach w Polsce obserwowany jest dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (rys. 1). Wzrost mocy zainstalowanej w stosunku do roku 2019 wyniósł 137%, a najdynamiczniej rozwijającą się w tym okresie grupą OZE były instalacje fotowoltaiczne, których wzrost mocy w stosunku do tego samego roku wyniósł prawie 700%. Na koniec 2022 r. moc zainstalowana instalacji odnawialnych źródeł energii wynosiła niespełna 22,7 GW. Największy jej udział wynoszący 53,8% stanowiły instalacje fotowoltaiczne (12,2 GW) oraz elektrownie wiatrowe, których udział wynosił 36,4% (8,3 GW) (rys. 2) [1]. Tak silna dynamika rozwoju fotowoltaiki w ostatnich latach była spowodowana m.in. programami wsparcia Mój Prąd [2]. Przyczyniło się to do wzrostu liczby prosumentów, których liczba na koniec 2022 r. wyniosła blisko 1 193 tys. i była wyższa rok do roku o 41%. Natomiast moc zainstalowana mikroinstalacji fotowoltaicznych wyniosła 8,77 GW i odnotowała wzrost o 49,4% r/r [1].

Wraz z rozwojem mocy wytwórczych systemów OZE obserwowany jest również



Rys. 2.

Udział mocy zainstalowanej systemów OZE dla roku 2021 (po lewej) i dla roku 2022 (po prawej). Opracowanie własne na podstawie [1]

Fig. 2. The share of generating capacity of renewable energy sources installations for 2021 (left) and 2022 (right). Own elaboration based on [1]

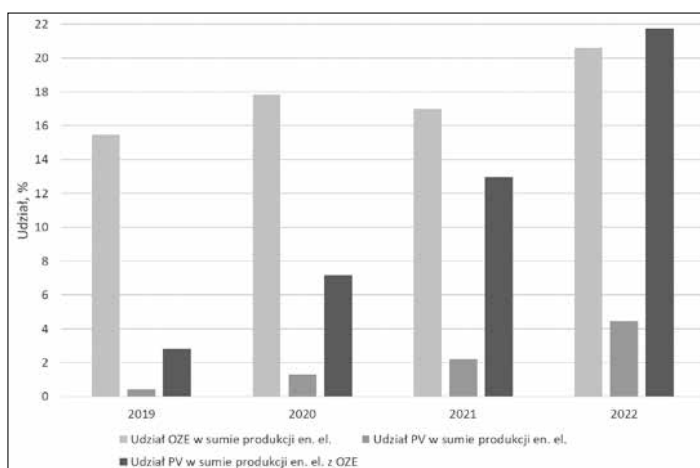
systematyczny przyrost udziału wolumenu energii elektrycznej generowanej z wykorzystaniem tych źródeł (rys. 3). W ostatnich latach największa w tym zasługa instalacji fotowoltaicznych, których udział w produkcji energii elektrycznej w 2022 r. wyniósł 4,5% i był wyższy od analogicznego okresu w roku 2019 o prawie 930% (rys. 3). Udział instalacji fotowoltaicznych

w generowaniu energii elektrycznej ze wszystkich źródeł OZE wyniósł w 2022 r. 21,7% i był wyższy od analogicznego okresu w roku 2019 o 670% (rys. 3) [1].

Najistotniejszymi parametrami dotyczącymi możliwości efektywnego wykorzystania energii promieniowania słonecznego do generowania energii elektrycznej są: natężenie promieniowania, nasłonecz-

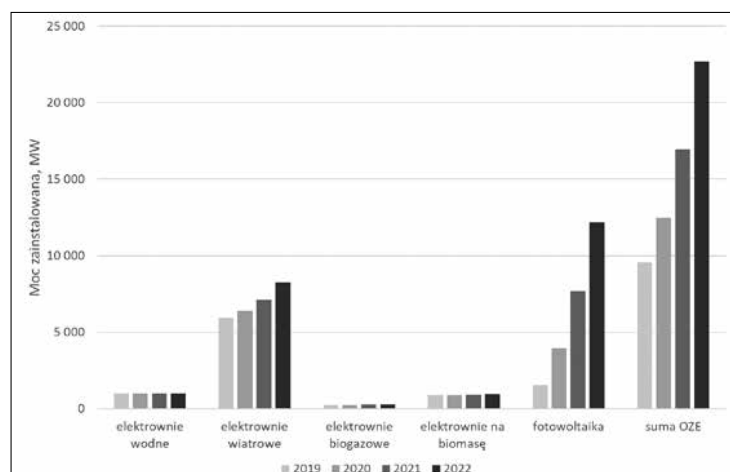
Rys. 3. Udział odnawialnych źródeł energii i instalacji fotowoltaicznych w produkcji energii elektrycznej. Opracowanie własne na podstawie [1]

Fig. 3. Shares of renewable energy sources and photovoltaic installations in electric power production. Own elaboration based on [1]



Rys. 1. Moc zainstalowana instalacji odnawialnych źródeł energii. Opracowanie własne na podstawie [1]

Fig. 1. The generating capacity of renewable energy sources installations. Own elaboration based on [1]



nienie i nasłonecznienie. Natężenie promieniowania słonecznego jest mocą promieniowania słonecznego odniesioną do jednostki powierzchni. Do górnej granicy atmosfery dociera strumień energii promieniowania słonecznego o wartości około 1366 W/m², która to wartość jest zwana stałą słoneczną. Część energii promieniowania słonecznego jest odbijana przez atmosferę, a część jest przez nią pochłaniana, w wyniku czego maksymalna wartość natężenia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi wynosi około 1000 W/m², a wartości chwilowe zmieniają się w zależności

od zachmurzenia zazwyczaj w przedziale od około 100 do 800 W/m². Usłonecznienie jest definiowane jako liczba godzin słonecznych, w którym to czasie do powierzchni Ziemi dociera bezpośrednio promieniowanie słoneczne. W warunkach polskich średnia wartość usłonecznienia wynosi około 1600 godzin rocznie. Im bliżej równika tym liczba dni słonecznych jest większa, a na równiku osiąga około 3000 godzin. Natężenie promieniowania słonecznego i usłonecznienie przekładają się na ilość energii promieniowania słonecznego docierającej do jednostki powierzchni gruntu w ciągu roku zwanej nasłonecznieniem. Dla warunków polskich w zależności od regionu zawiera się ono w przedziale 950-1200 kWh/(m²rok), a średnia wartość dla Polski wynosi około 1000 kWh/(m²rok). Ze względu na większe

promieniowania [3]. Ponadto można dostrzec odwrotną zależność dla obniżania temperatury ogniw fotowoltaicznych poniżej temperatury nominalnej, co skutkuje wzrostem mocy modułu [3]. Do określania wpływu parametrów pracy ogniw od jego temperatury, korzysta się ze współczynników temperaturowych podawanych przez producentów paneli fotowoltaicznych. Wyróżnia się trzy współczynniki: współczynnik temperaturowy prądu zwarcia (α), współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego (β), współczynnik temperaturowy maksymalnej mocy (γ), każdy podawany w %/°C, względem temperatury STC [4]. Charakterystyczne parametry pracy modułów, w tym wartości współczynników temperaturowych dla wybranych współcześnie stosowanych modułów zestawiono w tabeli 1.

Analizując wartości podanych współczynników temperaturowych można zauważyć, że wraz ze wzrostem temperatury ogniw powyżej temperatury nominalnej nastąpi spadek napięcia obwodu otwartego i maksymalnej mocy oraz wzrost prądu zwarcia modułu.

Zmiana mocy modułu przy zmianie temperatury jego pracy będzie wynosiła:

$$\Delta P = P_{mpp} \cdot \frac{\gamma}{100}, \text{ W/K}$$

Zmiana napięcia obwodu otwartego modułu przy zmianie temperatury jego pracy została określona według zależności:

$$\Delta U_{oc} = U_{oc} \cdot \frac{\beta}{100}, \text{ V/K}$$

Natomiast zmiana natężenia prądu zwarcia wyniesie:

Tab. 1. Charakterystyczne parametry pracy wybranych paneli fotowoltaicznych [6][7]

Tab. 1. Characteristic parameters of selected photovoltaic modules performance [6][7]

Lp	Moduł	Technologia	A	P _{mpp}	U _{mpp}	I _{mpp}	U _{oc}	I _{sc}	η	α	β	γ
			m ²	W	V	A	V	A	%	%/°C	%/°C	%/°C
1	BRUK-BET, PEM.TS-455	moduł monokrystaliczny (half-cut)	2,185	455	34,85	13,06	41,49	13,69	20,82	0,040	-0,255	-0,328
2	LONGI, LR4-60HPH	moduł monokrystaliczny (half-cut)	1,818	380	34,80	10,92	41,30	11,69	20,90	0,048	-0,270	-0,350
3	LONGI, LR6-60HPH	moduł monokrystaliczny (half-cut)	1,658	320	33,90	9,43	40,90	10,02	19,30	0,057	-0,288	-0,370
4	SHARP, NUSC360	moduł monokrystaliczny	1,946	360	38,90	9,26	47,20	9,79	18,50	0,050	-0,290	-0,390
5	CanadianSolar, CS1H	moduł monokrystaliczny	1,686	320	36,20	8,85	44,00	9,41	18,98	0,050	-0,290	-0,370
6	EXE SOLAR, A-EXP 280	moduł polikrystaliczny	1,627	280	31,50	8,89	38,60	9,31	17,21	0,040	-0,300	-0,420
7	SHARP, ND-RB275	moduł polikrystaliczny	1,637	275	31,10	8,84	38,50	9,25	16,80	0,050	-0,320	-0,410
8	BOVIET, BVM6610P	moduł polikrystaliczny	1,625	260	30,60	8,50	37,90	8,98	16,00	0,050	-0,330	-0,430

usłonecznienie kraje południowej Europy cechują się nasłonecznieniem wynoszącym nawet powyżej 2000 kWh/(m²rok). Najlepsze warunki słoneczne są obserwowane na obszarze równika, gdzie nasłonecznienie wynosi około 2200 kWh/(m²rok).

Oprócz natężenia promieniowania i usłonecznienia wpływ na wartość wyprodukowanej energii elektrycznej ma również sprawność konwersji energii w ogniwach fotowoltaicznych. Sprawność współcześnie stosowanych paneli monokrystalicznych określona w warunkach referencyjnych nazywanych STC (Standard Test Conditions), które zakładają temperaturę ogniw wynoszącą 25°C, natężenie promieniowania słonecznego 1000 W/m² i masę powietrza AM 1,5 wynosi około 20-22%. W rzeczywistości ogniwa mogą pracować w znacznie różniących się od STC warunkach. Szczególnie istotnym parametrem jest temperatura ogniw, której wzrost znacznie wpływa na zmniejszenie ich sprawności. Jest to spowodowane tym, że pod wpływem promieniowania słonecznego dochodzi do nagrzania się stosowanego w ogniwie półprzewodnika, co skutkuje spadkiem napięcia na module. Dzieje się tak, gdyż krzem w wyniku wzrostu temperatury traci zdolność absorpcji

Tab. 2. Charakterystyczne parametry pracy paneli fotowoltaicznych podanych w tab. 1 dla temperatury ogniw innej niż w warunkach STC i natężenia promieniowania 1000 W/m²

Tab. 2. Characteristic parameters of photovoltaic modules performance given in tab. 1 for cell temperature in conditions other than STC and for solar irradiance of 1000 W/m²

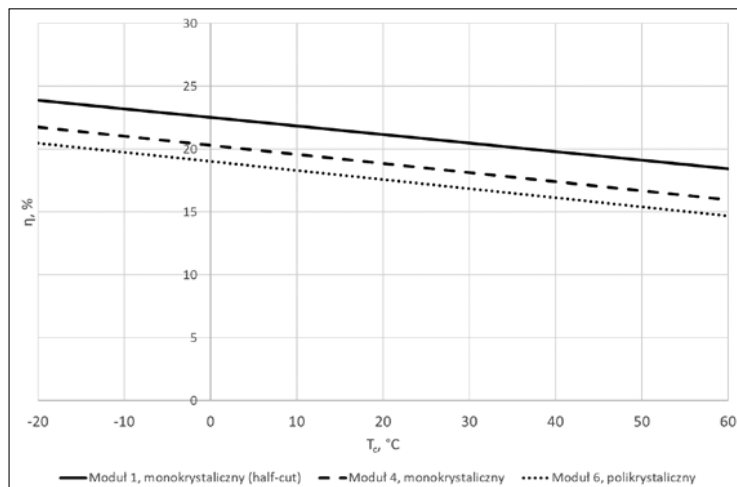
T _c , °C	wielkość	j.m.	1	2	3	4	5	6	7	8
			ΔP	ΔU _{oc}	ΔI _{sc}	P	U _{oc}	I _{sc}	η	
T _c = -20 °C	W/K		-1,492	-0,106	0,005	522	46,25	13,44	23,89	
	V/K		-1,330	-0,112	0,006	440	46,32	11,44	24,19	
	A/K		-1,184	-0,118	0,006	373	46,20	9,76	22,51	
			-1,404	-0,137	0,005	423	53,36	9,57	21,75	
T _c = 0 °C			-1,184	-0,128	0,004	373	49,74	9,20	22,14	
			-1,176	-0,116	0,004	333	43,81	9,14	20,46	
			-1,128	-0,123	0,005	326	44,04	9,04	19,90	
			-1,118	-0,125	0,004	310	43,53	8,78	19,10	
T _c = 20 °C (NOCT)			462	42,02	13,55	492	44,13	13,55	22,53	
			387	41,86	11,66	413	44,09	11,55	22,73	
			326	41,49	9,99	350	50,62	9,67	20,30	
			367	47,88	18,86	395	47,19	9,29	20,74	
T _c = 25 °C (STC)			286	39,18	13,88	309	41,50	9,22	19,02	
			281	39,12	11,89	303	41,58	9,13	18,52	
			266	38,53	9,96	288	41,03	8,87	17,72	
			266	38,53	16,34	288	41,03	8,87	17,72	
T _c = 40 °C			462	42,02	13,55	492	44,13	13,55	22,53	
			387	41,86	11,66	413	44,09	11,55	22,73	
			326	41,49	9,99	350	50,62	9,67	20,30	
			367	47,88	18,86	395	47,19	9,29	20,74	
T _c = 60 °C			286	39,18	13,88	309	41,50	9,22	19,02	
			281	39,12	11,89	303	41,58	9,13	18,52	
			266	38,53	9,96	288	41,03	8,87	17,72	
			266	38,53	16,34	288	41,03	8,87	17,72	

$$\Delta I_{sc} = I_{sc} \cdot \frac{\alpha}{100}, \text{ A/K}$$

Uzyskiwaną sprawność paneli można określić z zależności:

$$\eta = \frac{P}{A \cdot G} \cdot 100, \%$$

W Polsce temperatura pracy ogniwa może osiągać nawet 70°C [5], a tym samym uzyskiwane parametry pracy mogą znacznie różnić się od parametrów w warunkach STC. W polskich warunkach bardziej miarodajnym standardem jest NOCT (Normal Operating Cell Temperature), dla którego temperatura ogniwa wynosi 20°C, natężenie promieniowania słonecznego – 800 W/m², spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery – AM 1,5 oraz prędkość wiatru 1 m/s. Wartości osiąganych parametrów (mocy, napięcia obwodu otwartego, prądu zwarcia oraz sprawności) dla wybranych modułów zaprezentowano w tabeli 1, a zmianę tych parametrów dla temperatury pracy ogniwa różnej od warunków STC i natężenia promieniowania słonecznego wynoszącego 1000 W/m² przedstawiono w tabeli 2. Na rysunku 4 przedstawiono wpływ zmiany temperatury wybranych modułów wykonanych w różnych technologiach na ich sprawność.



Wpływ warunków atmosferycznych

Istotnym czynnikiem mającym wpływ na konwersję energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną mają warunki atmosferyczne. Wpływają one m.in. na temperaturę pracy ogniw fotowoltaicznych czy ilość energii promieniowania słonecznego docierającej do nich. Do najważniejszych czynników zaliczyć można: natężenie promieniowania słonecznego, temperaturę otoczenia, prędkość wiatru,

opady atmosferyczne oraz pył i inne zanieczyszczenia.

Natężenie promieniowania

Natężenie promieniowania, jak zostało określone we wstępie, to moc promieniowania słonecznego przypadająca na

jednostkę powierzchni poziomej. W Polsce wartość ta zazwyczaj oscyluje w granicach od 200 do 600 W/m² [4]. Moc wyjściowa ogniwa PV jest wprost proporcjonalna do nasłonecznienia w danych warunkach klimatycznych, jednakże wraz ze wzrostem natężenia promieniowania

Rys. 5.

Wpływ natężenia promieniowania na temperaturę pracy modułu na podstawie modelu: Mondol i in. I (na górze), Tselepis (na dole):

A – $T_a = -20^\circ\text{C}$;

B – $T_a = -10^\circ\text{C}$;

C – $T_a = 0^\circ\text{C}$;

D – $T_a = 10^\circ\text{C}$;

E – $T_a = 20^\circ\text{C}$;

F – $T_a = -30^\circ\text{C}$;

G – $T_a = 40^\circ\text{C}$

Fig. 5. The influence of solar irradiance on module's temperature based on Mondol's formula (up) and Tselepis's formula (down):

A – $T_a = -20^\circ\text{C}$;

B – $T_a = -10^\circ\text{C}$;

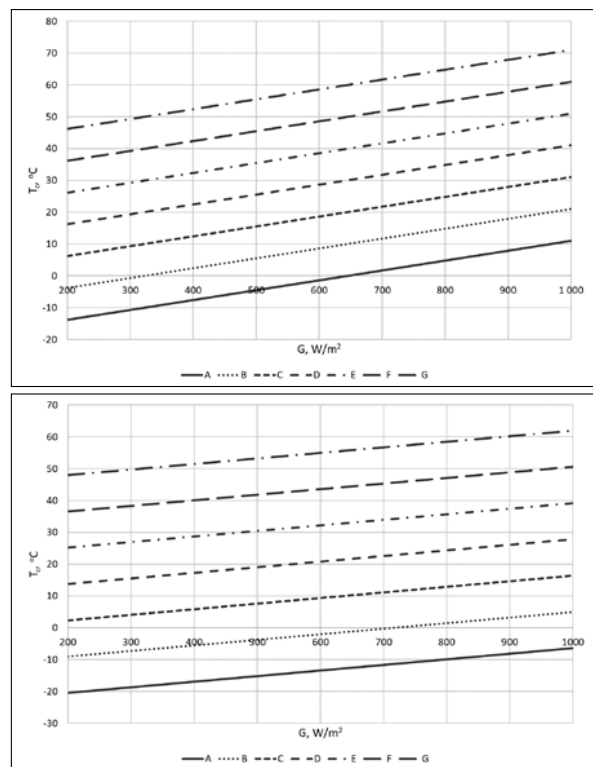
C – $T_a = 0^\circ\text{C}$;

D – $T_a = 10^\circ\text{C}$;

E – $T_a = 20^\circ\text{C}$;

F – $T_a = -30^\circ\text{C}$;

G – $T_a = 40^\circ\text{C}$



Rys. 4. Wpływ temperatury modułu na jego sprawność

Fig. 4. The influence of temperature of a PV module on its efficiency

wzrasta także temperatura pracy ogniwa fotowoltaicznego, która powoduje spadek sprawności ogniw. Natężenie promieniowania jest bezpośrednim i dominującym czynnikiem wpływającym na wzrost temperatury ogniwa. W literaturze istnieje wiele modeli opisujących wpływ natężenia promieniowania na temperaturę ogniwa. Wybrane z nich będące funkcją natężenia promieniowania i temperatury otoczenia zestawiono w tabeli 3, a zmianę temperatury ogniwa w funkcji natężenia promieniowania dla modeli Mondol i in. oraz Tselepis [8] zaprezentowano na rys. 5.

Jak można zaobserwować na przedstawionych wykresach, temperatura ogniwa

Tab. 3. Wybrane modele służące do określania temperatury ogniwa zależnie od natężenia promieniowania słonecznego i temperatury otoczenia [8]

Tab. 3. Selected models used to determine photovoltaic cell temperature depending on solar irradiance and ambient temperature [8]

Autorzy	Równanie	Uwagi
Durisch i in.	$T_C = T_a + k \cdot G$	$k = 0,02 - 0,04^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2/\text{W}$
Krauter	$T_C = T_a + k \cdot G$	$k = 0,03, 0,012 \text{ lub } 0,0058^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2/\text{W}$
Mondol i in. I	$T_C = T_a + 0,031 \cdot G$	dla prędkości wiatru powyżej 1 m/s
Mondol i in. II	$T_C = T_a + 0,031 \cdot G - 0,058$	dla prędkości wiatru powyżej 1 m/s
Nordmann i Clavaderscher	$T_C = T_a + k \cdot G$	$k = 0,02 - 0,056^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2/\text{W}$ – dla BIPV (moduły zintegrowane z budynkiem)
Tselepis	$T_C = 30 + 0,0175 \cdot (G - 150) + 1,14 \cdot (T_a - 25)$	dla ogniw z wykonanych z krzemu amorficznego (a-Si)

zmienia się liniowo wraz ze wzrostem natężenia promieniowania, a według przedstawionych modeli wzrost natężenia promieniowania o 100 W/m^2 przy nie zmienionej temperaturze otoczenia powoduje wzrost temperatury ogniwa o $3,1^\circ\text{C}$ w przypadku modelu Mondol i in. i o $1,75^\circ\text{C}$ w przypadku modelu Tselepis. W rzeczywistości wartość tego współczynnika nie jest uniwersalna i zależy od rodzaju modułu, a jego wartości mogą zawierać się zazwyczaj pomiędzy $1,8$ a $4,93^\circ\text{C}$ [8].

Temperatura otoczenia

Temperatura otoczenia jest kolejnym ważnym parametrem atmosferycznym mającym wpływ na temperaturę ogniwa fotowoltaicznego. Co prawda wzrost temperatury otoczenia bezpośrednio wpływa tylko na ogrzanie ogniwa do temperatury otoczenia, jednakże jej wzrost powoduje również zmniejszenie intensywności chłodzenia modułu, a przez to pośrednio wpływa na zwiększenie temperatury ogniwa.

W Polsce temperatura otoczenia może zmieniać się w bardzo szerokim zakresie ($-20 - +40^\circ\text{C}$). Szczególnie istotny jest wpływ wysokiej temperatury otoczenia w miesiącach letnich w połączeniu z wysokim natężeniem promieniowania co wpływa na znaczący wzrost temperatury ogniwa. W literaturze występuje wiele modeli opisujących wpływ temperatury otoczenia na temperaturę ogniwa. W tabeli 3 zaprezentowano wybrane modele, będące zależnościami temperatury otoczenia i natężenia promieniowania, a w tabeli 4, dla któ-

rych temperatura ogniwa jest zależna od temperatury otoczenia, natężenia promieniowania i prędkości wiatru. Natomiast na rys. 6 przedstawiono zmianę temperatury ogniwa w funkcji temperatury otoczenia dla modeli Mondol i in. i Tselepis.

Jak można zaobserwować na wykresach zmiana temperatury otoczenia powoduje liniową zmianę temperatury ogniwa, a wzrost temperatury otoczenia o 1°C powoduje podwyższenie temperatury ogniwa również o około 1°C , natomiast zmiana ta zależy od typu modułu fotowoltaicznego [8]. Dla przedstawionych na rys. 6 modeli wzrost temperatury otoczenia o 1°C przy stałym natężeniu promieniowania słonecznego powoduje wzrost temperatury ogniwa o 1°C w przypadku modelu Mondol i in. i o $1,1^\circ\text{C}$ w przypadku modelu Tselepis.

Wiatr

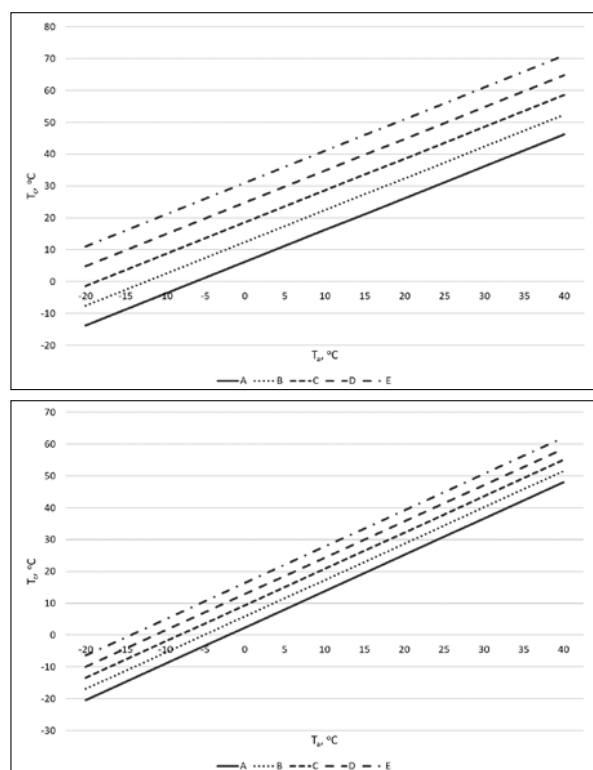
Wiatr wpływa na pracę instalacji fotowoltaicznych w kilku obszarach. Jednym z nich jest aspekt wytrzymałościowy. Uwzględnienie działania wiatru jest kluczową kwestią i należy wziąć ten czynnik pod uwagę podczas projektowania instalacji fotowoltaicznych wolnostojących lub na dachach budynków, by zapewnić prawidłowe oraz bezpieczne ich działanie. Pod wpływem obciążenia powodowanego oddziaływaniem wiatru, panel musi zachować stabilność i być odporny na duże ciśnienia wynikające z nacisku wiatru na jego powierzchnię. W zależności od kąta nachylenia i miejsca posadowienia instalacji, zewnętrzna strona instalacji narażona jest na parcie wiatru, a zewnętrzna – na ssanie wiatru [9]. Mniejsze wartości obciążenia wiatrem będą uzyskiwały instalacje przymocowane do poszycia dachowego, lub dla strony zewnętrznej w części środkowej dachu dwuspadowego, niż instalacje naziemne, czy instalacje przy których siły wiatru działają prostopadle do powierzchni ogniw fotowoltaicznych [9].

Innym następstwem działania wiatru na panele fotowoltaiczne jest nanoszenie różnego rodzaju zanieczyszczeń, takich jak pyłki, kurz, liście co w konsekwencji wpływa na obniżenie sprawności i uzyskiwanej mocy z modułów, poprzez częściowe ich zasłonięcie. W tym aspekcie wiatr może mieć również pozytywny skutek usuwając (zdmuchując) zanieczyszczenia z powierzchni modułów.

Jednakże najistotniejszym czynnikiem związanym z oddziaływaniem wiatru na moduły PV jest umożliwienie ich chłodzenia, poprzez zwiększenie wartości współczynnika przejmowania ciepła, co powoduje naturalne obniżenie temperatury ogniw i neutralizuje niekorzystny wpływ wzrostu temperatury otoczenia na ich parametry pracy. Wiatr wpływa więc na wzrost sprawności i wydajności modułów [10]. Autorzy w [11] zaobserwowali podczas badań laboratoryjnych, że symulowany nawiew o prędkości do 7 m/s powoduje ochłodzenie modułu o ok. 7°C przy stałym oświetleniu lampą halogenową. Wzrost prędkości wiatru powodujący spadek temperatury modułu skutkuje zwiększeniem wartości napięcia obwodu otwartego o ok. $0,8 \text{ V}$ przy napięciu maksymalnym obwodu otwartego wynoszącym $21,6 \text{ V}$, tj. o $3,7\%$ [11].

W literaturze istnieje wiele modeli opisujących wpływ prędkości wiatru na temperaturę ogniwa. Wybrane modele zestawiono w tabeli 4, a zmianę temperatury ogniwa w funkcji prędkości wiatru dla modeli Markvart oraz Kurtz i in. zaprezentowano na rys. 7, a na rys. 8 dla modułów polikrystalicznych według modeli Chenni i in. oraz Skoplaki i Palyvos. Według przedstawionych modeli, w zależności od technologii, średnie obniżenie temperatury ogniwa zawiera się w przedziale od $0,6$ do 2°C na 1 m/s prędkości wiatru. Najbardziej dynamiczny spadek temperatury ogniwa obserwowany jest przy niskiej prędkości wiatru, co najbardziej jest widoczne w przypadku modelu Skoplaki i Palyvos.

Pod pojęciem „pył” określa się drobne zanieczyszczenia przemieszczające się drogą lotną, takie jak: piasek, popiół, węgiel, wapnia, cement, wapieni, pyłki roślin



Rys. 6. Wpływ temperatury otoczenia na temperaturę pracy modułu na podstawie modelu: Mondol i in. (na górze), Tselepis (na dole):

- A – $G = 200 \text{ W/m}^2$;
- B – $G = 400 \text{ W/m}^2$;
- C – $G = 600 \text{ W/m}^2$;
- D – $G = 800 \text{ W/m}^2$;
- E – $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Fig. 6. The influence of ambient temperature on module's temperature based on Mondol's formula (up) and Tselepis's formula (down):

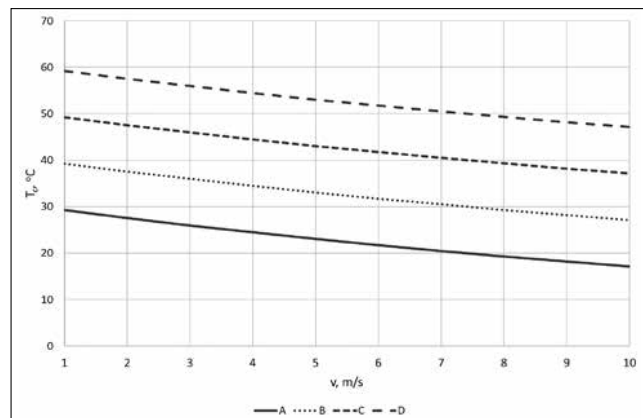
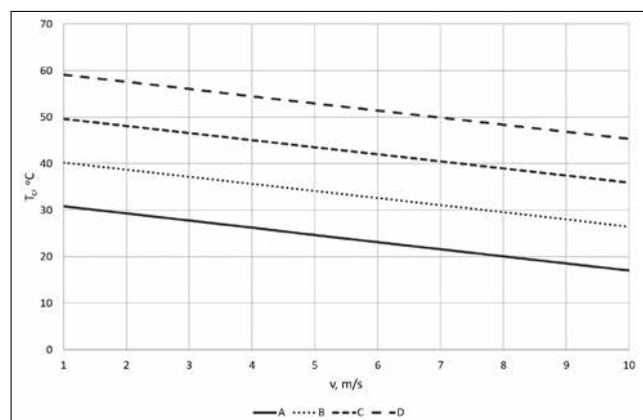
- A – $G = 200 \text{ W/m}^2$;
- B – $G = 400 \text{ W/m}^2$;
- C – $G = 600 \text{ W/m}^2$;
- D – $G = 800 \text{ W/m}^2$;
- E – $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Tab. 4. Wybrane modele służące do określania temperatury ogniwa zależnie od natężenia promieniowania słonecznego, temperatury otoczenia i prędkości wiatru [8]

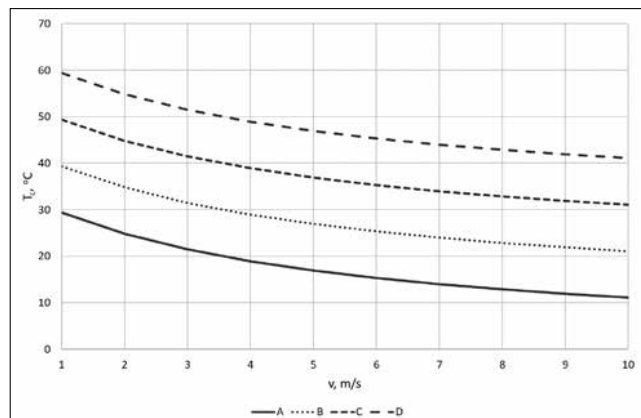
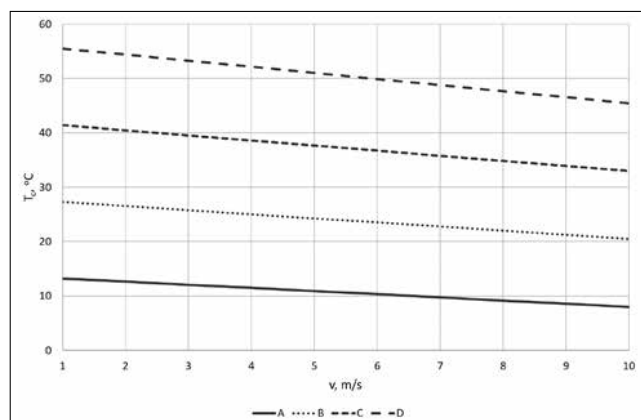
Tab. 4. Selected models used to determine solar cell temperature depending on solar irradiance, ambient temperature and wind velocity [8]

Autorzy	Równanie	Uwagi
Akyuz i in.	$T_C = 0,95 \cdot T_a + 3,1 + 0,025 \cdot G - 0,3 \cdot V_w$	
Chenni i in.	$T_C = T_a + 0,0138 \cdot G \cdot (1 + 0,031 \cdot T_a) \cdot (1 - 0,042 \cdot V_w)$	dla modułów polikrystalicznych
Coskun i in.	$T_C = 1,4 \cdot T_a + 0,01 \cdot (G - 500) - V_w^{0,8}$	dla modułów polikrystalicznych
Kurtz i in.	$T_C = T_a + G \cdot e^{-3,473 - 0,0594 \cdot V_w}$	
Markvart	$T_C = 0,943 \cdot T_a + 4,3 + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot V_w$	
Muzathik	$T_C = 0,943 \cdot T_a + 0,3529 + 0,0195 \cdot G - 1,528 \cdot V_w$	
Skoplaki i Palyvos	$T_C = T_a + \frac{0,32}{8,91 + 2 \cdot V_w} \cdot G$	dla modułów polikrystalicznych
Skoplaki i in.	$T_C = T_a + \frac{0,25}{5,7 + 3,8 \cdot V_w} \cdot G$	

runków atmosferycznych otoczenia może wynosić nawet do 10 g/m². Według badań, taka ilość skutkuje podniesieniem temperatury modułu o 6 – 8%, a także spadkiem efektywności o 15-60% [14]. Wskazuje to na znaczący wpływ na pracę modułów. Warto jednak podkreślić, że stężenie pyłu w atmosferze może znacznie się różnić w zależności od lokalizacji, topografii terenu, rodzaju klimatu oraz działalności rolniczej i przemysłowej. W związku z tym wartości niekorzystnego wpływu pyłu na efektywność modułów fotowoltaicznych mogą się znacząco różnić dla warunków atmosferycznych krajów europejskich.



Rys. 7. Wpływ prędkości wiatru na temperaturę modułu dla $G = 1000 \text{ W/m}^2$ na podstawie modelu Markvart (na górze) oraz Kurtz i in. (na dole): A – $T_a = 0^\circ\text{C}$; B – $T_a = 10^\circ\text{C}$; C – $T_a = 20^\circ\text{C}$; D – $T_a = 30^\circ\text{C}$
Fig. 7. The influence of wind velocity on module's temperature for $G = 1000 \text{ W/m}^2$ based on Markvart's formula (up) and Kurtz's formula (down): A – $T_a = 0^\circ\text{C}$; B – $T_a = 10^\circ\text{C}$; C – $T_a = 20^\circ\text{C}$; D – $T_a = 30^\circ\text{C}$



Rys. 8. Wpływ prędkości wiatru na temperaturę modułów polikrystalicznych dla $G = 1000 \text{ W/m}^2$ na podstawie modelu Chenni i in. (na górze) oraz Skoplaki i Palyvos (na dole): A – $T_a = 0^\circ\text{C}$; B – $T_a = 10^\circ\text{C}$; C – $T_a = 20^\circ\text{C}$; D – $T_a = 30^\circ\text{C}$
Fig. 8. The influence of wind velocity on polycrystalline modules' temperature for $G = 1000 \text{ W/m}^2$ based on Chenni's formula (up) and Skoplaki's and Palyvos's formula (down): A – $T_a = 0^\circ\text{C}$; B – $T_a = 10^\circ\text{C}$; C – $T_a = 20^\circ\text{C}$; D – $T_a = 30^\circ\text{C}$

czy pyły powstałe ze spalania paliw kopalnych. Te substancje mogą być niekorzystne dla pracy instalacji fotowoltaicznych, ponieważ przylepiają się do powierzchni modułów, a przy wysokiej wilgotności otoczenia mogą wchodzić z nią w reakcje i tworzyć warstwę trudną do usunięcia za pomocą zwykłych metod czyszczenia [12]. Pył ma wpływ na pracę modułów fotowoltaicznych w dwóch aspektach: elektrycznym oraz cieplnym. Wykazano bowiem powiązanie gromadzenia pyłów na powierzchni paneli ze spadkiem mocy, ze względu na tworze-

nie zacielenia na ich powierzchni. Wyniki badań pokazały również, że w warunkach naturalnych, gdzie występowanie pyłów jest bardzo wysokie, temperatura ogniw fotowoltaicznych dla modułu zanieczyszczonego osiąga wyższe wartości niż modułu, który jest poddawany czyszczeniu. Maksymalna różnica temperatury ogniw czyszczonego i nieczyszczonego występowała w południe, kiedy moduły osiągały temperaturę maksymalną w ciągu dnia i wynosiła około 12 °C [13]. Zagęszczenie pyłu w zależności od położenia geograficznego i wa-

Opady atmosferyczne

Opady atmosferyczne wpływają na pracę paneli fotowoltaicznych w wielu aspektach. Deszcz uznawany jest za pozytywny dla pracy paneli ze względu na funkcję oczyszczania powierzchni z pyłów i innych zanieczyszczeń, które zalegając na szklanej warstwie wierzchniej modułu, ograniczają dopływ promieni słonecznych, przez co moduły produkują mniejszą ilość energii. Oznacza to, że woda usuwająca zanieczyszczenia z powierzchni paneli przyczynia się bezpośrednio do

poprawy ich wydajności. Deszcz pełni również ważną rolę w chłodzeniu paneli. Temperatura kropli jest zazwyczaj niższa niż temperatura otoczenia ze średnią różnicą od 2 do 10°C. Biorąc pod uwagę, że moduł fotowoltaiczny w miesiącach letnich może nagrzewać się do ponad 60°C, chłodzący wpływ, jaki zapewnia deszcz, jest znaczący dla pracy modułu [15].

Jako inną formę wpływu wody na działanie paneli warto uwzględnić rosę. Określeniem rosa definiuje się skroploną parę wodną, która gromadzi się na powierzchniach o temperaturze poniżej temperatury punktu rosy otaczającego powietrza lub nawet powyżej, gdy mamy do czynienia z higroskopijnym pyłem na szklanej powierzchni panelu. Pojawia się ona w nocy i jest często obserwowana na modułach fotowoltaicznych w godzinach porannych, a dla niektórych regionów może utrzymywać się także w ciągu dnia w zależności od warunków pogodowych. Obecność rosy zwiększa możliwość przywierania pyłów oraz cząsteczek do powierzchni paneli, co wpływa niekorzystnie na ich wydajność. Wpływ rosy na pracę paneli jest również uwarunkowany kątem padania promieni słonecznych. Dla kątów $\theta_i \leq 30^\circ$ krople nie mają wpływu na wygenerowane natężenie prądu, moc maksymalną oraz efektywność zamiany energii w ogniwach fotowoltaicznych, natomiast dla kątów $\theta_i > 30^\circ$ wykazano znaczny spadek wydajności ogniw [16].

Kolejnym opadem atmosferycznym mającym znaczący wpływ na pracę modułów fotowoltaicznych jest śnieg. Wykazuje on niekorzystny wpływ na pracę paneli ze względu na swoją budowę. Zalegający na powierzchni modułu śnieg tworzy warstwę redukującą przepuszczalność promieni słonecznych, zasłaniając część lub całą powierzchnię paneli, skutkuje obniżeniem generowanej energii elektrycznej. Dla obszarów o klimacie łagodnym, gdzie odnotowuje się w zimie często temperaturę powyżej 0°C oraz niewielkie opady śniegu (Monachium, Kingston, Utah), straty spowodowane śniegiem nie są znaczące i w skali roku wynoszą 0,1-3,5%. Dla obszarów o klimacie surowym, w których w okresie zimowym wartości temperatury utrzymują się poniżej 0°C oraz występują znaczące opady śniegu (Truckee, Calumet), roczne straty spowodowane zalegającym śniegiem wynoszą 5-34% [17].

Podsumowanie

Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego do generacji energii elektrycznej w modułach fotowoltaicznych zyskuje coraz większy udział w bilansie energetycznym Polski. Niestety sprawność tej konwersji nie jest na zbyt wysokim

poziomie i wynosi około 20%. Dodatkowo ten sposób konwersji energii cechuje się spadkiem sprawności w okresie gdy warunki słoneczne są korzystne, co jest spowodowane wzrostem temperatury ogniw związanych z wysokimi wartościami temperatury otoczenia oraz natężenia promieniowania słonecznego. Modele służące do określania temperatury ogniw pokazują, że zwiększenie temperatury o 1°C powoduje wzrost temperatury ogniw również o około 1°C, natomiast wzrost natężenia promieniowania o 100 W/m² wpływa na zwiększenie temperatury ogniw od 1,75 do nawet 5°C w zależności od technologii wykonania modułów. Wzrost temperatury ogniw wpływa w bezpośredni sposób na spadek sprawności modułu. Współczynnik temperaturowy mocy, który określa jak bardzo spada moc generowana w instalacji fotowoltaicznej wraz ze wzrostem temperatury ogniw, zawiera się zazwyczaj w przedziale - 0,3 do - 0,5%/°C, co oznacza, że na każde 10°C wzrostu temperatury ogniw, moc instalacji spada 3-5%.

Na zmniejszenie ilości uzyskiwanej energii elektrycznej wpływają również inne czynniki takie jak zabrudzenie powierzchni modułów przez pyły, kurz, pyłki roślin, odchody ptaków, liście i inne, okresowe zaleganie śniegu w porze zimowej utrudniające dostęp promieniowania słonecznego do ogniw czy pojawianie się rosy i szronu o poranku. Wszystkie te czynniki w różnym stopniu i różnych porach roku wpływają na mniejszą generację energii elektrycznej niż byłoby to możliwe przy systematycznej kontroli i czyszczeniu modułów fotowoltaicznych. W przypadku małych instalacji fotowoltaicznych wpływ spadku efektywności w wyniku wzrostu temperatury ogniw i zanieczyszczenia powierzchni modułów nie jest zbyt odczuwalny przez użytkowników instalacji, jednakże biorąc pod uwagę duże instalacje fotowoltaiczne czy też sumaryczną moc zainstalowaną instalacji PV w Polsce, wzrost efektywności nawet o ułamek procenta ma duże znaczenie. Przy rocznej produkcji energii elektrycznej w Polsce przy pomocy fotowoltaiki w roku 2022 wynoszącej 8008 GWh [1], wzrost sprawności konwersji energii o 1 pp. spowodowałby zwiększenie produkcji o 400 GWh (przy założeniu, że średnia sprawność instalacji PV wynosi 20%), co jest znaczącą wartością. Zwiększenie sprawności konwersji energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną przy pomocy modułów fotowoltaicznych można uzyskać poprzez systematyczne czyszczenie powierzchni modułów, również w zimie z zalegającego śniegu oraz obniżanie temperatury ogniw fotowoltaicznych poprzez stosowanie systemów ich chłodzenia.

LITERATURA

- [1] Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny Agencji Rynku Energii S.A.
- [2] Pomorski M., Nemś A., Kolański P., Malecha Z., Chorowski M., Analiza wpływu magazynowania energii elektrycznej na opłacalność prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej. Instal. 2022, nr 9, s. 26-32, DOI:10.36119/15.2022.9.2
- [3] Ćwikłowska A., Michalski M., Pomorski M., Influence of module temperature on the operating parameters of photovoltaic modules, Instal. nr 6, 16-20, 2022, doi: 10.36119/15.2022.6.2
- [4] Marszałek K., Dynała K., Lewińska G., Fotowoltaika, AGH, 2021
- [5] Matuszczyk P., Popławski T., Flaszka J., Wpływ natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu na wybrane parametry i moc znamionową paneli fotowoltaicznych, Przegląd Elektrotechniczny, vol. 1, no. 12. pp. 161-164, 2015, doi: 10.15199/48.2015.12.40
- [6] <https://fotowoltaika.bruk-bet.pl/do-pobrania/>
- [7] <https://www.sunbenefit.pl/do-pobrania/moduly/>
- [8] de Oliveira Santos L., de Carvalho P. C. M., de Oliveira Carvalho Filho, Photovoltaic Cell Operating Temperature Models: A Review of Correlations and Parameters, IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 12, no. 1, pp. 179-190, 2022, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3113156
- [9] Głuchy D., Kurz D., Trzmiel G., Wpływ wiatru i śniegu na instalacje fotowoltaiczne w Polsce, Poznań University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, (74), 253-260, 2013
- [10] Figura R., Zientarski W., Analiza parametrów pracy modułu fotowoltaicznego, Autobus: technika, eksploatacja, systemy transportowe, R. 17 nr 12, 602-611, 2016
- [11] Lichograj P., Zdyb A., Wpływ nasłonecznienia i wiatru na działanie krzemowych modułów polikrystalicznych, Inżynieria Ekologiczna, (50), 58-62, 2016
- [12] Kazem H. A., Chaichan M. T., Al-Waeli A. H., Sopan K. B., Effect of dust and cleaning methods on mono and polycrystalline solar photovoltaic performance: An indoor experimental study, Solar Energy, 236 (2022), 626-643, DOI:10.1016/j.solener.2022.03.009
- [13] Kazem H. A., Chaichan M. T., Al-Waeli A. H., Al-Badi R., Fayad M. A., Gholami A., Dust impact on photovoltaic/thermal system in harsh weather conditions, Solar Energy, 245 (2022), 308-321, DOI:10.1016/j.solener.2022.09.012
- [14] Gholami A., Ameri M., Zandi M., Gavagzas-Ghoachani R., Eslami S., Pierfederici S., Photovoltaic potential assessment and dust impacts on photovoltaic systems in Iran: Review Paper, IEEE Journal of Photovoltaics, 10 (3), 2020, 824-836, DOI:10.1109/JPHOTOV.2020.2978851
- [15] Del Pero C., Aste N., Leonforte F., The effect of rain on photovoltaic systems, Renewable Energy, 179 (5), 2021, 1803-1814, DOI:10.1016/j.renene.2021.07.130
- [16] Simsek E., Williams M. J., Pilon L., Effect of dew and rain on photovoltaic solar cell performances, Solar Energy Materials and Solar Cells, 222 (5): 110908, 2021, DOI:10.1016/j.solmat.2020.110908
- [17] Pawluk R. E., Chen Y., She Y., Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 107: 171-182, 2019, DOI:10.1016/j.rser.2018.12.031