

WYDAJNOŚĆ INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH W WARUNKACH KLIMATU POLSKI

Elżbieta KOSSECKA*, Tomasz WALCZAK**

* Instytut Podstawowych Problemów Techniki PAN
Ul. Świętokrzyska 21, 00-049 Warszawa, e-mail: ekossec@ippt.gov.pl

** Instytut Podstawowych Problemów Techniki PAN
Ul. Świętokrzyska 21, 00-049 Warszawa, e-mail: twalczak@ippt.gov.pl

Streszczenie: Przeprowadzono analizę wydajności, w warunkach klimatu Polski, modułów fotowoltaicznych i instalacji połączonych z siecią, odpowiednich dla inwestorów indywidualnych.

Słowa kluczowe: ogniwa słoneczne, moduł PV, wydajność instalacji, promieniowanie słoneczne.

1. WPROWADZENIE

Promieniowanie słoneczne jest nośnikiem tzw. czystej energii, której zasoby nie ulegają wyczerpaniu w skali życia człowieka. Możliwości jego wykorzystania w celach gospodarczych zależą w istotny sposób od położenia geograficznego i związanych z nim lokalnych warunków klimatycznych. To one decydują o wydajności przetworników energii i opłacalności inwestycji.

Roczne sumy energii promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą na terenie Polski to około $1000 \text{ kWh/m}^2 \pm 10\%$. Dla porównania, na południu Europy to około 1500 kWh/m^2 ; natomiast w położonych na małych szerokościach geograficznych suchych rejonach Afryki i Ameryki około 2100 kWh/m^2 [5]. Wynika z tego, że w warunki klimatyczne w Polsce nie są zbyt korzystne pod względem możliwości produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem instalacji słonecznych.

W niniejszej pracy przedstawiono wyniki szacowania, w drodze analizy symulacyjnej, wydajności modułów i instalacji fotowoltaicznych, z użyciem godzinowych danych meteorologicznych reprezentatywnych dla danej lokalizacji. Przedstawione metody obliczania ich mocy, z wykorzystaniem charakterystyk elektrycznych elementów podawanych przez producentów, zapewniają dokładność wystarczającą na etapie projektowania.

Nieduże instalacje, składające się z kilkunastu modułów fotowoltaicznych, mogą być umieszczane na dachach

budynków jednorodzinnych, poprawiając w istotny sposób ich bilans energetyczny.

2. DOSTĘPNOŚĆ ENERGII PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO NA TERENIE POLSKI

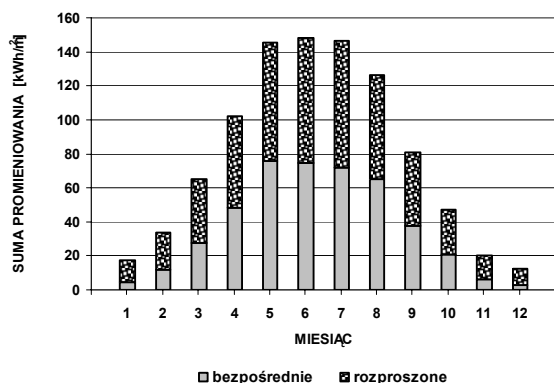
Pierwszy etap w analizie funkcjonowania systemów służących do pozyskiwania energii promieniowania słonecznego stanowi analiza samego promieniowania w aspekcie energetycznym. Jej celem jest obliczanie, czy też tylko mniej lub bardziej dokładne oszacowanie, energii promieniowania docierającego w określonym czasie do odbiorników, którymi w przypadku instalacji fotowoltaicznych są powierzchnie generujących prąd elektryczny modułów.

Metody stosowane przy analizie promieniowania słonecznego zależą od rodzaju posiadanych dla danej lokalizacji danych aktynometrycznych. Najpewniejsze wyniki otrzymuje się przy wykorzystaniu oryginalnych długo-okresowych danych pochodzących ze stacji pomiarowych; standardowo są to sumy godzinne promieniowania całkowitego i rozproszonego, ewentualnie też bezpośredniego. W przypadku dysponowania tylko danymi dotyczącymi promieniowania całkowitego, nasłonecznienia, lub danymi uśrednionymi np. po okresach miesięcznych, stosuje się odpowiednie metody przybliżone [1, 2, 3, 5].

Stacje aktynometryczne Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW) prowadzą ciągle pomiary promieniowania całkowitego i rozproszonego na płaszczyznę poziomą. Rejestrowane są sumy godzinne promieniowania, które odniesione są do lokalnego tzw. średniego czasu słonecznego. Dane tego typu, jakich dostarcza IMGW, wykorzystuje się do obliczania sum godzinnych i dobowych oraz średniego natężenia promieniowania całkowitego na płaszczyznę o dowolnym nachyleniu.

W obliczeniach promieniowania wykonanych na użytek tej pracy wykorzystane zostały dane godzinne ze stacji IMGW Warszawa – Bielany, pochodzące z lat 1976 – 1985 oraz dane z tej stacji wchodzące w skład tzw. Typowego Roku Meteorologicznego (TRM) dla Warszawy [4]. Przy obliczaniu sum promieniowania słonecznego na płaszczyzny nachylone zastosowano anizotropowy model Hay'a – Davies'a promieniowania rozproszonego nieba [2].

Na rys. 1 pokazano sumy miesięczne całkowitego promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą w Warszawie, z wydzieleniem promieniowania bezpośredniego i rozproszonego. Udział promieniowania rozproszonego w całkowitym na terenie Polski zmienia się od około 75% w grudniu do około 50% w miesiącach letnich. W tabeli 1 pokazano względne wartości, w stosunku do płaszczyzny poziomej, sum sezonowych i rocznych energii promieniowania słonecznego na płaszczyzny o orientacji południowej, o różnych kątach nachylenia w stosunku do poziomu.



Rys. 1. Sumy mies. promieniowania słonecznego w Warszawie
Fig. 1. Monthly solar radiation in Warsaw

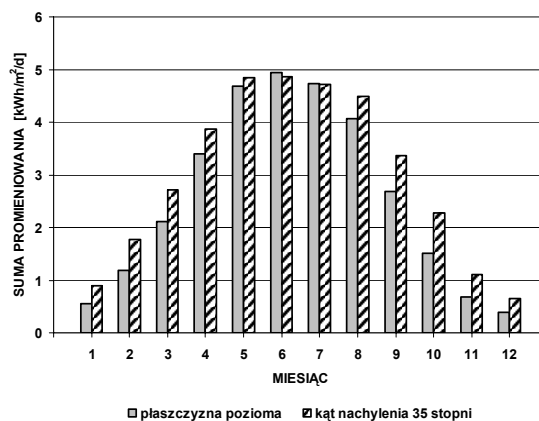
Tabela 1. Względne wartości promieniowania słonecznego na płaszczyzny nachylone o orientacji południowej.
Table 1. Relative values of solar radiation on inclined surfaces oriented South

β	0°	25°	30°	35°	40°	45°	60°	90°
Lato	1	1.07	1.07	1.07	1.05	1.03	0.95	0.66
Zima	1	1.36	1.41	1.46	1.49	1.52	1.56	1.39
Rok	1	1.13	1.14	1.15	1.14	1.14	1.07	0.81

W warunkach klimatu Polski, dla płaszczyzny nieruchomej o orientacji południowej, optymalny kąt nachylenia, ze względu ilość energii padającego na nią w ciągu roku promieniowania słonecznego, to około 35°. Jednakże róż-

nice energii promieniowania przy zmianie kąta nachylenia w granicach $\pm 10^\circ$ są bardzo małe, tak więc praktycznie kąty nachylenia w przedziale $[25^\circ, 45^\circ]$ są równie dobre. Podobnie zmiany azymutu płaszczyzny w granicach $\pm 15^\circ$ nie wpływają w istotny sposób na roczną sumę energii pozyskiwanego promieniowania.

Na rys. 2. pokazano średnie dobowe, dla poszczególnych miesięcy, sumy całkowitego promieniowania słonecznego na płaszczyznę nachyloną pod kątem 35° w zestawieniu z płaszczyzną poziomą, obliczone przy wykorzystaniu danych dla Warszawy. Jak widać, różnice są znaczące jedynie dla miesięcy zimowych, kiedy promieniowanie jest słabe. W środku lata płaszczyzna o optymalnym nachyleniu pozyskuje tyle samo promieniowania, co płaszczyzna pozioma. Średnie dobowe sumy promieniowania na płaszczyznę o optymalnym nachyleniu, jedynie w miesiącach maj – sierpień przekraczają poziom 4 kWh/m².



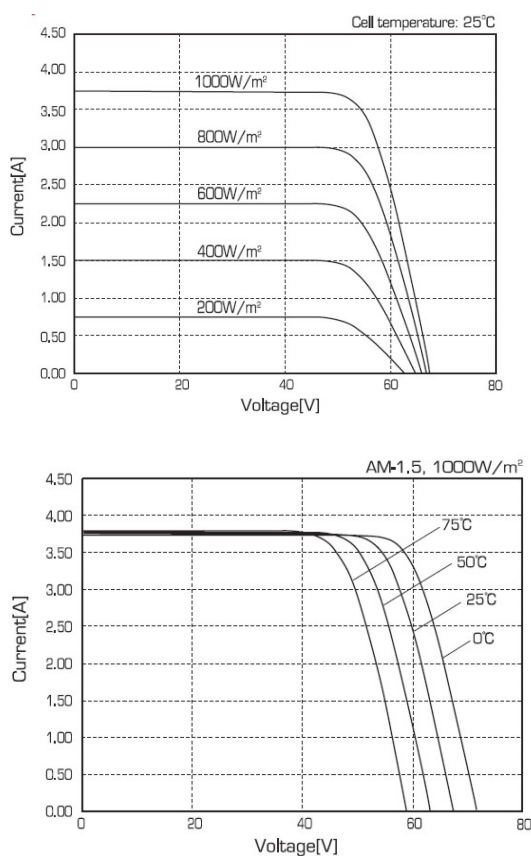
Rys. 2 Średnie sumy dobowe promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą i nachyloną pod kątem 35°
Fig. 2 Average daily radiation on the horizontal and inclined surface oriented South (inclination angle 35°)

3. OCENA WYDAJNOŚCI MODUŁÓW ORAZ INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

3.1. Modelowanie funkcjonowania modułów fotowoltaicznych

Szczegółowe modelowanie przepływu prądu w ogniwie fotowoltaicznym wymaga, na dobrą sprawę, rozwiązywania zagadnieniami transportu ładunku w półprzewodniku i stanowi poważny problem numeryczny. Modele obwodów równoważnych, które stosują się do ogniw krzemowych, są przedstawione w opracowaniach monograficznych, np. [2, 3]. Do celów oceny wydajności instalacji fotowoltaicznych (PV) na etapie projektowania wykorzystuje się proste metody przybliżone, w których parametrami są charakterystyki elektryczne poszczególnych elementów [1, 6].

Typowe charakterystyki prądowo – napięciowe $I-V$ modułu fotowoltaicznego są pokazane na rys. 3. Natężenie prądu przy zerowym napięciu, zależne od natężenia promieniowania słonecznego, to tzw. prąd zwarciovowy (short circuit current), oznaczany I_{sc} . Napięcie przy zerowym natężeniu prądu to tzw. napięcie obwodu otwartego (open circuit voltage), oznaczane V_{oc} [6]. Wielkości te zależą od typu, ilości i sposobu połączenia ogniw fotowoltaicznych, wchodzących w skład danego modułu. Charakterystyki $I-V$ dla określonego natężenia promieniowania leżą wewnątrz prostokątów wyznaczonych przez wartości I_{sc} i V_{oc} ; w dużym zakresie napięć są prawie płaskie.



Rys 3. Zależność charakterystyk $I-V$ modułu fotowoltaicznego od natężenia promieniowania słonecznego i temperatury.
Fig. 3. Irradiance and temperature dependence of the $I-V$ characteristics of a solar module.

Moc maksymalna P_{max} osiągana jest w tym punkcie charakterystyki, w którym iloczyn $V \cdot I$ osiąga maksimum; wartości prądu i napięcia w tym punkcie są oznaczane odpowiednio I_{mpp} i V_{mpp} . W większych instalacjach, składających się z wielu modułów, stosuje się regulatory ustawiające punkt pracy tak, aby moc była największa (maximum power point tracker).

Współczynnik wypełnienia FF (fill factor) definiuje się jako stosunek mocy maksymalnej do iloczynu prądu zwarciovowego i napięcia obwodu otwartego:

$$P_{max} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (1)$$

$$FF = P_{max} / (I_{sc} \cdot V_{oc}) \quad (2)$$

W obliczeniach dla celów projektowania przyjmowane jest grube założenie, że współczynnik FF można przyjąć jako stały, niezależny od I i V [6].

Charakterystyki prądowo – napięciowe ogniw oraz modułów fotowoltaicznych zależą od ich temperatury (rys. 3). Przy stałym natężeniu promieniowania, zmiany prądu zwarciovowego przy zmianach temperatury w granicach 25°C są niewielkie; zmiany napięcia otwartego obwodu są bardziej istotne.

Charakterystyki elektryczne modułów PV, podawane przez producentów, obejmują parametry mierzone w tzw. standardowych warunkach badania (Standard Test Conditions; STC) i przy znamionowej temperaturze roboczej ogniwa (Nominal Operating Cell Temperature; NOCT). Standardowe warunki badania to natężenie promieniowania 1000 W/m², spektrum AM 1.5 i temperatura ogniw 25°C, natomiast warunki odpowiadające znamionowej temperaturze roboczej ogniwa to natężenie promieniowania 800 W/m², spektrum AM 1.5, temperatura otoczenia 20°C i prędkość wiatru 1 m/s. Spektrum AM 1.5 oznacza wzorcowe widmo promieniowania słonecznego, odpowiadające wartości optycznej masy atmosfery (air mass) 1.5.

Sprawność pojedynczego ogniwa, jak i modułu fotowoltaicznego, oznaczana η i podawana w procentach, określa stosunek maksymalnej elektrycznej mocy wyjściowej do natężenia promieniowania padającego na jego powierzchnię, z uwzględnieniem jej własności optycznych. Sprawności znamionowe odniesione są do standardowych warunków badania. Sprawności modułów są mniejsze niż sprawności samych ogniw, z których są one złożone, ze względu na straty mocy na połączeniach i nieaktywne fragmenty powierzchni, zajmowane przez obramowanie.

Współczynniki temperaturowe określają zależności od temperatury mocy maksymalnej, napięcia otwartego obwodu i prądu zwarciovowego, jak również napięcia i prądu w punkcie mocy maksymalnej, przy założeniu liniowości. Współczynniki temperaturowe mocy podawane są w jednostkach [%/K], napięcia w [%/K] lub [V/K], prądu w [%/K] lub [mA/K]. Ich wartości dla mocy i napięcia są ujemne, natomiast dla prądu są dodatnie.

Przy obliczaniu wydajności instalacji do celów projektowania, temperaturę ogniw modułu fotowoltaicznego, T_c , pracującego przy temperaturze powietrza T_a i natężeniu promieniowania G , wyznacza się z równania [1, 6]:

$$T_c - T_a = \frac{G}{G_{NOCT}} (NOCT - T_{aref}) \quad (3)$$

$$T_{aref} = 20^\circ C; \quad G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$$

NOCT oznacza tu znamionową temperaturę roboczą ogniwa. U podstaw tego wzoru leży upraszczające założenie o stałej stratności, niezależnej w szczególności od prędkości wiatru. Wyznaczona z niego temperatura T_c może być uważana jako średnia dla danych warunków temperatury powietrza i promieniowania; szczegółowe modelowanie radiacyjnej i konwekcyjnej wymiany ciepła z otoczeniem w warunkach naturalnych, przy dowolnej geometrii, jest zadaniem zbyt złożonym.

Napięcie otwartego obwodu, przy temperaturze ogniwa T_c , oblicza się z wzoru:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(T_{STC}) [1 + (\mu_{Voc} / 100) \cdot (T_c - T_{STC})] \quad (4)$$

$$[\mu_{Voc}] = [\%/K]; \quad T_{STC} = 25^\circ C$$

Prąd zwarcia oblicza się przy założeniu, że jest on proporcjonalny do natężenia promieniowania G :

$$I_{sc}(G, T_c) = \frac{G}{G_{STC}} I_{sc}(G_{STC}, T_{STC}) [1 + (\mu_{Isc} / 100) \cdot (T_c - T_{STC})] \quad (5)$$

$$[\mu_{Isc}] = [\%/K]; \quad G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$$

Wzory (5) i (6) mają nieco inną postać, gdy liniowe zależności od temperatury wyrażone są poprzez współczynniki o wymiarach [V/K] i [mA/K].

W przypadku małych instalacji, połączonych z bateriami akumulatorów, w których nie montuje się regulatorów śledzących punkt maksymalnej mocy, moc wyjściowa modułu P jest proporcjonalna do napięcia baterii V_{bat} i oblicza się ją w sposób przybliżony jako iloczyn [6]:

$$P = I_{sc} \cdot V_{bat} \quad (6)$$

Natomiast moc wyjściową modułu stanowiącego część większej instalacji, w której funkcjonuje regulator śledzący punkt maksymalnej mocy, oblicza się w sposób uproszczony, na podstawie wzoru (2), jako iloczyn:

$$P_{max} = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc} \quad (7)$$

Współczynnik wypełnienia FF wyznacza się dla standardowych warunków badania.

Jeżeli dany jest współczynnik temperaturowy mocy maksymalnej, można ją obliczyć według wzoru:

$$P_{max}(G, T_c) = P_{max}(T_{STC}) \frac{G}{G_{STC}} [1 + (\mu_{Pmax} / 100) (T_c - T_{STC})] \quad (8)$$

$$[\mu_{Pmax}] = [\%/K]; \quad T_{STC} = 25^\circ C$$

Moc wyjściową instalacji, składającej się z wielu modułów, oblicza się jako sumę mocy poszczególnych modułów. Moc efektywna instalacji jest mniejsza niż jej moc wyjściowa; przy jej obliczaniu należy uwzględnić straty powodowane przez urządzenia wchodzące w skład całego systemu oraz przewidzieć pewien zakres strat różnego pochodzenia, o charakterze losowym. Przy braku szczegółowych danych sprawność inwertera, zamieniającego prąd stały na zmienny, o standardowym napięciu, szacuje się na 90%, sprawność baterii akumulatorów na 85%, a straty różnego pochodzenia na 5% [1]. W polskich warunkach klimatycznych, w okresie zimy, czynnikiem ograniczającym wydajność instalacji fotowoltaicznych może być zalegająca przez pewien czas pokrywa śnieżna [7].

3.2. Analiza symulacyjna wydajności wybranych modułów fotowoltaicznych

Oferta rynkowa w zakresie elementów instalacji fotowoltaicznych jest obecnie bardzo bogata. Wśród producentów są wielkie koncerny energetyczne, jak np. General Electric, Shell i British Petroleum. Każdego roku oferowane są nowe modele modułów PV, o coraz lepszych charakterystykach. Parametry techniczne modeli przedstawiane są w ofertach w sposób zunifikowany. O ich konkretnym zastosowaniu decydują – oprócz ceny – charakterystyki elektryczne, w tym przede wszystkim moc znamionowa i napięcie wyjściowe, oraz szczegóły techniczne, takie jak zewnętrzne wymiary, sposób montażu itd. W zakresie sprawności, standardowe wyroby czołowych producentów niewiele różnią się od siebie.

Do przykładowych symulacji wybrane zostały dwa typy nowoczesnych produktów dla energetyki słonecznej: model SW175 firmy SolarWorld [10], reprezentujący technologię krzemu monokrystalicznego, i model HIP-205BA3 firmy SANYO [8], zbudowany z krzemowych ogniwa hybrydowych, z warstwą monokrystaliczną pokrytą ultra cienkimi warstwami krzemu amorficznego; ich dane techniczne podane są w dalszym ciągu.

Obliczenia ilości energii elektrycznej, produkowanej przez moduły PV, wykonano dla przy założeniu orientacji południowej i kąta nachylenia 35° dla danych TRM dla Warszawy. Średnie sumy dobowe energii produkowanej w poszczególnych miesiącach pokazano na rys. 4.

Moduł PV SolarWorld SW 175

Długość 1610 mm, szerokość 810 mm, grubość 34 mm; powierzchnia 1.30 m^2 . Rama aluminiowa; waga 15 kg

Charakterystyki elektryczne

Dane dla standardowych warunków badania (STC)

Moc maksymalna [W]	P_{max}	175
Sprawność modułu [%]	η	13.4
Napięcie otwartego obwodu [V]	V_{oc}	44.4

Prąd zwarciový [A]	I_{sc}	5.30
Napięcie przy maks. mocy [V]	V_{mpp}	35.8
Prąd przy maksym. mocy [A]	I_{mpp}	4.89

Znamionowa temperatura robocza ogniów [°C]	NOCT	46.0
--	------	------

Współczynniki temperaturowe SW 175

μV_{oc} [%/K]	-0.33
μI_{sc} [%/K]	0.036

Moduł PV SANYO HIP-205BA3

Długość 1319 mm, szerokość 894 mm, grubość 35 mm; powierzchnia 1.18 m². Rama aluminiowa; waga 14 kg

Charakterystyki elektryczne

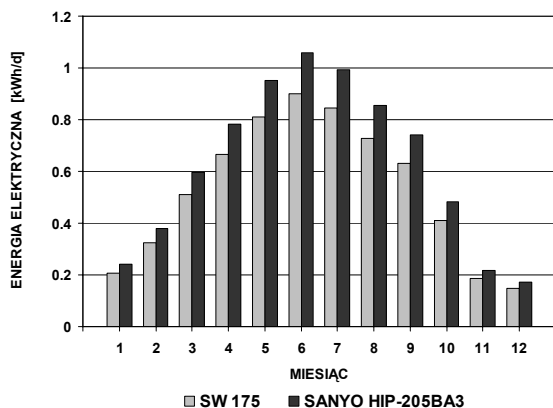
Dane dla standardowych warunków badania (STC)

Moc maksymalna [W]	P_{max}	205
Sprawność modułu [%]	η	17.4
Napięcie otwartego obwodu [V]	V_{oc}	68.8
Prąd zwarciový [A]	I_{sc}	3.84
Napięcie przy maks. mocy [V]	V_{mpp}	56.7
Prąd przy maksym. mocy [A]	I_{mpp}	3.62

Znamionowa temperatura robocza ogniów [°C]	NOCT	44.2
--	------	------

Współczynniki temperaturowe SANYO HIP-205BA3

μP_{max} [%/K]	-0.29
αV_{oc} [V/K]	-0.172
αI_{sc} [mA/K]	0.88



Rys. 4. Średnie sumy dobowe energii elektrycznej produkowanej przez moduły PV (kąt nachylenia 35°, TRM dla Warszawy)
Fig 4. Daily electric energy delivered by the PV modules (inclination angle 35°, TMY for Warsaw)

3.3. Dobowa i sezonowa wydajność instalacji

Zbadano wydajność dwu rodzajów średniej wielkości instalacji fotowoltaicznych, które mogą być umieszczone

na dachach niedużych budynków. Założono, że instalacje przekazują prąd do sieci elektrycznej (pracują w trybie „on grid”), z którą są połączone poprzez inwertery, przekształcające wytwarzany przez ogniwa PV prąd stały na zmienny, o standardowym napięciu i częstotliwości.

Charakterystykę inwertera dobiera się odpowiednio do charakterystyk układu modułów PV i ich warunków pracy w taki sposób, aby nie dochodziło do jego przeciążenia i aby równocześnie zapewnić jak największą wydajność całej instalacji. Metoda obliczenia mocy inwertera, odpowiedniego dla danego układu modułów PV, przedstawiona jest w [3]. Na stronie internetowej firmy SMA America, Inc., wiodącego producenta tych urządzeń, zamieszczony jest kalkulator, który ułatwia właściwy dobór ilości łączonych równolegle szeregów modułów PV danego typu do konkretnego modelu [9]. Zaleca się, aby moc nominalna inwertera była nieco mniejsza niż moc nominalna układu modułów PV. Chodzi o to, aby przez większość czasu pracował on w tym zakresie mocy, w którym jego sprawność jest największa; bowiem dla małych mocy sprawność gwałtownie opada. Zakłada się przy tym, że moc generowana przez moduły PV rzadko osiąga poziom w granicach mocy nominalnej i odpowiednio rzadko pojawia się zagrożenie przeciążenia inwertera.

W przykładowych obliczeniach wydajności instalacji PV, których wyniki przedstawione są poniżej, przyjęto nominalną sprawności inwerterów, podane przez producentów, założono jednakże „straty różne” w wysokości 10%, tj. nieco wyższej niż się to robi rutynowo. Chodziło o uwzględnienie faktu, że w polskich warunkach klimatycznych, w okresie jesienno-zimowym, średnie natężenie promieniowania słonecznego jest nieduże, mała jest zatem moc instalacji PV, i w tych warunkach duże są straty przy przetwarzaniu prądu stałego na zmienny. Dokładne uwzględnienie tego efektu wymagałoby szczegółowej znajomości krzywych opisujących sprawności inwerterów w funkcji przetwarzanej mocy.

Pierwsza z rozpatrywanych instalacji obejmuje układ 16-tu modułów SW 175, połączonych w układzie szeregowo równoległym 8 × 2, o łącznej mocy nominalnej 2800 W i powierzchni 20.9 m². Odpowiednim dla takiego układu inwerterem jest np. SunnyBoy SWR 2500 U, firmy SMA America, Inc., o mocy nominalnej 2500 W i sprawności nominalnej 94% [9]. Przy uwzględnieniu „strat różnych” na poziomie 10%, sprawność przetwarzania mocy generowanej przez moduły PV wynosi 84.6%.

Średnia moc dostarczana przez instalację w czasie operacji Słońca to latem około 25% mocy nominalnej układu modułów PV, zimą około 16%, a w ciągu całego roku średnio 21%. Moc nominalna jest osiągnięta sporadycznie. Dobową i sezonową wydajność takiej instalacji reprezentują dane w tabeli 2. Szacunkowa średnia ilość produkowanej energii elektrycznej, po uwzględnieniu strat, wynosi 7.2 kWh na dobę i 2622 kWh na rok; jest około dwu i

pół razy wyższa w sezonie wiosenno - letnim niż w jesienno - zimowym

Tabela 2. Dobowa i sezonowa wydajność oraz sprawność instalacji zbudowanej z użyciem 16-tu modułów SW 175
Table 2. Daily and seasonal electric energy delivered by a solar system composed of 16 PV modules SW 175

Okres	Doba [kWh/d]	Suma [kWh]	η [%]
Lato	10.3	1890	11.3
Zima	4.0	732	12.0
Rok	7.2	2622	11.5

Średnia roczna sprawność instalacji wynosi 11.5%. Jest nieco większa (12%) w okresie jesienno-zimowym, od października do marca, a mniejsza (11.3%) w okresie wiosenno – letnim, od kwietnia do września, ponieważ sprawność ogniw PV maleje wraz z temperaturą.

Druga z rozpatrywanych instalacji obejmuje układ 30-tu modułów SANYO HIP-205BA3, połączonych w układzie szeregowo równoległym 5×6 , o łącznej mocy nominalnej 6150 W i powierzchni 35.4 m². Odpowiednim dla takiego układu inwerterem jest np. SunnyBoy SB 6000 U, o mocy nominalnej 6000 W i sprawności nominalnej 96% [9].

Tabela 3 Wydajność i sprawność instalacji zbudowanej z użyciem 30-tu modułów SANYO HIP-205BA3

Table 3. Daily and seasonal electric energy delivered by a solar system composed of 30 PV modules SANYO HIP-205BA3

Okres	Doba [kWh/d]	Suma [kWh]	η [%]
Lato	23.0	4214	14.8
Zima	9.0	1629	15.5
Rok	16.0	5844	15.0

Średnia moc dostarczana przez instalację w czasie operacji Słońca to latem około 25% mocy nominalnej układu ogniw PV, zimą około 16%, a w ciągu całego roku średnio 22%. Podobnie jak w przypadku instalacji zbudowanej z użyciem modułów SW 175, moc maksymalna osiągnięta jest w kwietniu i jest zbliżona do nominalnej.

Dobową i sezonową wydajność takiej instalacji prezentują dane w tabeli 3. Szacunkowa średnia ilość użytecznej energii elektrycznej produkowanej przez analizowaną instalację fotowoltaiczną, po uwzględnieniu strat, wynosi 16 kWh na dobę i 5844 kWh na rok; jest około dwa i pół

razy wyższa w sezonie wiosenno - letnim niż w jesienno – zimowym.

Średnia roczna sprawność instalacji wynosi 15.0%; w okresie jesienno-zimowym jest to 15.5%, a w wiosenno – letnim 14.8%. Średnia sprawność instalacji zbudowanej z użyciem modułów SANYO HIP-205BA3 jest 3.5% wyższa niż instalacji zbudowanej z użyciem modułów SW 175.

EFFECTIVENESS OF THE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN THE CLIMATIC CONDITIONS OF POLAND

Summary: Effectiveness of the photovoltaic modules and on-grid systems appropriate for family-houses, in the climatic conditions of Poland, has been analyzed.

Literatura

- [1] *Clean Energy Project Analysis: Photovoltaic Project Analysis Chapter*, RETScreen® Engineering and Cases Textbook, www.retscreen.net.
- [2] Duffie J. A., Beckman W. A.: *Solar engineering of thermal processes; Third Edition*. John Wiley & Sons, Inc., 2006.
- [3] Eicker U.: *Solar Technologies for Buildings*, John Wiley & Sons, Chichester, England, 2003.
- [4] Gawin D., Kossecka E. [red.]: *Typowy Rok Meteorologiczny do symulacji procesów wymiany ciepła i masy w budynkach*, Wyd. Pol. Łódzkiej, Łódź 2002.
- [5] Luque A., Hegedus S., [Eds]: *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley & Sons, Chichester, England, 2006.
- [6] Markvart T. [Ed.]: *Solar Electricity; Second Edition*. John Wiley & Sons, 2005.
- [7] Pietruszko S.M., Gradzki M.: *1 kW grid-connected PV system after two years of monitoring*. *Opto-Electronics Review* 12(1), 91-93 (2004).
- [8] *Strona internetowa Sanyo Energy Corporation*: www.sanyo.com
- [9] *Strona internetowa SMA America, Inc.*: www.sma-america.com.
- [10] *Strona internetowa SolarWorld, The Sunpowered Company*: www.solarworld.de