

## Badania i ocena efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznej dachowej 5,5 kWp

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono wyniki badań eksperymentalnych i analizy efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznej o mocy 5,5 kWp zintegrowanej z dachem, pracującej w systemie on-grid. W rozważaniach uwzględniono średni dzienny czas pracy, średnią gęstość mocy promieniowania słonecznego i temperaturę na powierzchni modułów, a także zachmurzenie. Określono wartość energii elektrycznej wytwarzanej przez instalację fotowoltaiczną w okresie maj-wrzesień w skali miesięcznej, i w wybranych czasokresach doby.

**Abstract.** The article presents results of an experimental research and an analysis of the energy efficiency of a 5.5 kWp photovoltaic roof installation working on-grid. Considerations included average daily working time of the PV system, average solar power density and temperature on the surface of the modules, as well as cloudiness. The value of the electricity produced by the photovoltaic installation from May to September was determined, per month and in selected time of the day. **(Research and assessment of energy efficiency of the 5.5 kWp photovoltaic roof installation)**

**Słowa kluczowe:** Instalacja fotowoltaiczna nadachowa, gęstość mocy promieniowania słonecznego, generacja energii, system on-grid.

**Keywords:** Photovoltaic roof installation, solar radiation power density, generation of energy, on-grid system.

### Wstęp

Konsumpcja energii elektrycznej w budownictwie stanowi 40% globalnej [1].

Roczne zasoby energii słonecznej na powierzchni poziomej w Polsce ocenia się na około 1100 kWh/m<sup>2</sup> do 1250 kWh/m<sup>2</sup> rocznie, z czego na miesiące od kwietnia do września przypada 780 kWh/m<sup>2</sup>.

Szacuje się, że pokrycie budynków modułami fotowoltaicznymi pozwoli na zabezpieczenie krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną w zakresie od 10% do 50% w skali roku. Wśród stosowanych w budownictwie systemów PV wyróżnia się zintegrowane z budynkiem BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*) i – z zastosowaniem oddzielnego systemu montażowego – BAPV (*Building Attached Photovoltaics*) [2, 3, 4, 5]. Rozwiązania typu BIPV znane są zasadniczo od lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku. Stosowane jako dachowe, ściennie oraz transparentne, funkcjonujące w szybach okiennych, różnią się mocą, technologią i aplikacjami, najczęściej współpracują z siecią [1, 2, 3, 6]. Zróżnicowana lokalizacja wymusza technologię, konstrukcję i orientację przestrzenną modułów [3–12]. BIPV, często obok funkcji generacji energii elektrycznej, stanowią również element izolacyjny, akustyczny i dekoracyjny [1, 2, 3, 12, 13].

Przykłady takich modułów pokazano na rysunku 1.



Rys. 1. Ogniw barwne Instytutu Fraunhofer [3]

Instalacja BIPV, zaprojektowana już na etapie koncepcji budynku, ze względu na dwufunkcyjność modułów, pozwala

na znaczne zredukowanie kosztów, np. w przypadku coraz częściej stosowanych dachówek i gontów PV, a także okładzin ściennych z aplikacjami PV. Najpopularniejsze są systemy dachowe BIPV o mocy do 1 MW [1, 3, 7, 8, 12, 14, 15, 16].

Instalacje BAPV stosowane są również najczęściej na dachach, przy czym pełnią wyłącznie funkcję produkcji energii elektrycznej. W rozwiązaniu BAPV stosuje się konstrukcje stacjonarne i niestacjonarne [3, 4].

Przykłady rozwiązań pokazano na rysunku 2 i 3.



Rys. 2. Przykład rozwiązania BIPV: dachówka PV (Fotton) do montowania bezpośrednio na podłożu dachowym, foto: G. Frydrychowicz-Jastrzębska



Rys. 3. Przykład BAPV: stacjonarna dachowa konstrukcja nośna na wytwórni Frosta w Bydgoszczy, foto: G. Frydrychowicz-Jastrzębska

Systemy dachowe powinny odznaczać się dużą elastycznością, brakiem zacienienia i zanieczyszczeń oraz niską masą (np. technologia Smart Wire) [16]. Najbardziej efektywne rozwiązania charakteryzują się optymalnym kątem pochylenia do podłoża, ze względu na zysk energetyczny i zorientowaniem w kierunku południowym [3, 12, 14]. Dachowy system PV powinien być wyposażony w falownik, okablowanie i – w rozwiązaniu autonomicznym –

akumulator [3, 16, 17, 18]. W przypadku instalacji montowanych bezpośrednio na powierzchni dachu warto zastanowić się nad rodzajem podłoża, ze względu na temperaturę osiąganą przez moduł [14]. Na popularności zyskują zielone dachy z integracją PV. Pełnią rolę układu chłodzącego podłoża i poprawiają ekologię [6, 15, 19].

Dla warunków Polski szacuje się, że przy optymalnej orientacji przestrzennej modułów, dla instalacji dachowej o mocy 1,5 kWp wymagana jest powierzchnia 10 m<sup>2</sup> podczas gdy dla 15 kWp - odpowiednio – 100 m<sup>2</sup>.

Największa w Polsce instalacja PV nadachowa o mocy 1,2 MWp, zrealizowana przez FreeVolt w Bydgoszczy, składa się z 4800 modułów trzeciej generacji. Uzysk roczny to 1,44 GWh przy zmniejszeniu emisji CO<sub>2</sub> o 800 ton [16, 18]. Instalacja krajowa, o mocy 800 kWp, zlokalizowana na dachu terminala T1 lotniska im. Chopina w Warszawie w sezonie letnim zaspokaja 15-20% zapotrzebowania na energię elektryczną terminala. Jak większość rozwiązań, instalacja jest wyposażona w monitoring (Rys. 4), [17, 18, 20], pomiar energii realizowany jest w systemie Amaro.



Rys. 4. Monitoring pracy instalacji PV na lotnisku im. Chopina, 4.04.2017 godz.15.50, foto: G. Frydrychowicz-Jastrzębska

#### Charakterystyka badanego systemu fotowoltaicznego

Badany system zlokalizowany jest na dachu budynku mieszkalnego w Słupsku, w województwie pomorskim, (54,470°N, 17,019°E), jednym z najlepszych pod względem heliogeneryczności regionie w kraju. Jest to system nadachowy, o mocy zainstalowanej 5,5 kWp, na który składają się 22 moduły [21] rozmieszczone w dwóch panelach. Orientacja modułów jest południowa, pod kątem 36° do powierzchni Ziemi.

Rozpatrywana instalacja pracuje w systemie on-grid, czyli oddaje do sieci wyprodukowane nadwyżki energii, a w momentach niskiej generacji lub całkowitego jej niedoboru - pobiera energię z sieci. Z uwagi na ciągły dwukierunkowy przepływ energii nie jest wymagany zasobnik energii. Do systemu, oprócz generatora PV oraz inwertera, należy dwukierunkowy inteligentny licznik energii, monitoring, zabezpieczenia DC i AC oraz okablowanie.

Panel zachodni omawianej instalacji fotowoltaicznej pokazano na rysunku 5, a na rysunku 6 – odpowiednio jej panel wschodni. Zastosowano moduły polikrystaliczne krzemowe BEP o mocy jednostkowej 250 Wp [21]. Ich parametry konstrukcyjno – eksploatacyjne zawarto w tabeli 1. Producent gwarantuje pełną wydajność dla warunków STC, w przypadku niższych wartości gęstości mocy promieniowania, efektywność jest niższa. Przykładowo prąd zwarcia dla 600 W/m<sup>2</sup> maleje o niemal 40% w stosunku do warunków nasłonecznienia 800 W/m<sup>2</sup>.

Wyniki badań instalacji o takich modułach przedstawiono również w [12].

W układzie pracuje inwerter blueplanet 5.0 TL3 Firmy KACO new Energy o mocy znamionowej 5 kVA.

Napięcie jałowe jednego łańcucha wynosi 419,1 V, zakres napięciowy inwertera od 200 do 950 V (napięcie jałowe 1000 V).



Rys. 5. Panel zachodni badanego systemu PV, foto: P. Krawczyk

W przypadku prądu zwarcia łańcucha, dla zastosowanego połączenia szeregowego modułów, jego wartość wynosi 8,75 A. Maksymalny prąd wejściowy inwertera jest większy i osiąga 11 A. Spełnione są zatem warunki poprawnej pracy instalacji.



Rys. 6. Panel wschodni badanego systemu PV, foto: P. Krawczyk

Tabela 1. Parametry konstrukcyjno-eksploatacyjne modułów polikrystalicznych BEP 250 Wp [ 21 ]

	Prąd zwarcia	8,75 A
	Napięcie jałowe	38,1 V
	Prąd w PMM	8,25 A
	Napięcie w PMM	30,35 V
	Sprawność	15,4 %
	Temperaturowy współczynnik mocy	-0,41%/°C
	Wymiary geometryczne	1640x992x38 mm x mm x mm
	Masa	18 kg
	Klasa stosowania	A
	Warunki pracy NOCT	800 W/m <sup>2</sup> , 20°C, AM 1,5, 1 m/s

#### Czasokres i metodyka prowadzonych badań

Badania prowadzono w okresie letnim, przez cztery miesiące. Rozruch instalacji nastąpił 24 maja 2016 roku, ostatnie pomiary przeprowadzono w dniu 20 września. Z rozpatrywanego okresu wyłączono czas, w którym wystąpiły awarie, skutkujące obniżonym napięciem łańcucha lub jego przetopionym przewodem i zerową wartością prądu.

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów, dla wzmiankowanego letniego okresu badań stwierdzono, że średni dzienny czas pracy instalacji zawiera się w przedziale od 12,5 h (druga połowa września), do – 16,5 h (przełom czerwca i lipca). Szacowany średni dzienny czas pracy instalacji w poszczególnych miesiącach ustalono odpowiednio: czerwiec 16:33:45, lipiec 16:06:26, maj 15:54:25, sierpień 13:54:41, wrzesień 12:47:57. Po najdłuższym cyklu pracy zmniejsza się on każdorazowo w odniesieniu do poprzedzającego. Taki trend trwa do końca grudnia.

Pomiary rozkładu temperatury prowadzono za pomocą pirometru 650 C, gęstość mocy promieniowania słonecznego na powierzchni modułów wyznaczono piranometrem z wyświetlaczem. w różnych warunkach atmosferycznych i w dwóch porach dnia. Pomiarów temperatury dokonywano w dziewięciu punktach każdego modułu, przy czym z uwagi na utrudniony dostęp do czterech z nich, nie poddano ich pomiarom. Gęstość mocy monitorowano w sześciu punktach na powierzchni każdego z odbiorników, z wyłączeniem uprzednio pominiętych.

W Tabeli 2.a i 2.b przedstawiono rozkład średniej temperatury dla 20 sierpnia 2016 roku, od 11.35 do 11.58 oraz – w tabeli 3.a i 3.b - dla okresu od 14.15 do 14.32.

Tabela 2.a. Rozkład średniej temperatury dla dnia 20 sierpnia 2016 roku w godz. od 11.35 do 11.58 (panel zachodni)

Średnia temperatura na powierzchni modułów [°C]				
21,9	22,1	21,8	21,8	21,9
brak danych	21,5	21,6	brak modułu	brak modułu
brak danych	21,5	brak modułu	brak modułu	brak modułu
21,2	21,5	brak modułu	brak modułu	brak modułu

Tabela 2.b. Rozkład średniej temperatury dla dnia 20 sierpnia 2016 roku w godz. 11.35 a 11.58 (panel wschodni)

Średnia temperatura na powierzchni modułów [°C]		
brak modułu	22,1	22,0
21,3	21,3	brak danych
21,3	21,2	brak danych
brak modułu	21,4	21,2

Tabela 3.a. Rozkład średniej temperatury dla dnia 20 sierpnia 2016 roku w godz. od 14.15 do 14.32 (panel zachodni)

Średnia temperatura na powierzchni modułów [°C]				
31,3	31,6	31,6	31,1	31,9
brak danych	28,6	27,1	brak modułu	brak modułu
brak danych	28,6	brak modułu	brak modułu	brak modułu
21,2	27,6	brak modułu	brak modułu	brak modułu

Tabela 3.b. Rozkład średniej temperatury dla dnia 20 sierpnia 2016 roku w godz. 14.15 a 14.32 (panel wschodni)

Średnia temperatura na powierzchni modułów [°C]		
brak modułu	33,7	33,8
28,5	29,2	brak danych
29,5	28,9	brak danych
brak modułu	30,1	30,4

Wyniki pomiarów rozkładu średniej gęstości mocy promieniowania słonecznego na powierzchni modułów panelu zachodniego, dla przykładowo wybranego dnia 20.08.16. w godz. od 14.33 do 14.50 podano w tabeli 4.a i tabeli 4.b. oraz - odpowiednio – dla panelu wschodniego, w tabeli 5.a i tabeli 5.b.

Tabela 4.a. Rozkład średniej gęstości mocy promieniowania dla 20 sierpnia 2016 roku, w godz. od 12 do 12.20 (panel zachodni)

Średnia gęstość mocy promieniowania na powierzchni modułów [W/m <sup>2</sup> ]				
315	314	315	309	282
brak danych	brak danych	314	brak modułu	brak modułu
brak danych	brak danych	brak modułu	brak modułu	brak modułu
335	321	brak modułu	brak modułu	brak modułu

Tabela 4.b. Rozkład średniej gęstości mocy promieniowania dla 20 sierpnia 2016 roku w godz. od 12 do 12.20 (panel wschodni)

Średnia gęstość mocy promieniowania na powierzchni modułów [W/m <sup>2</sup> ]		
brak modułu	278	282
brak danych	brak danych	brak danych
307	brak danych	brak danych
brak modułu	284	279

Tabela 5.a. Rozkład średniej gęstości mocy promieniowania dla 20 sierpnia 2016 roku w godz. od 14.33 do 14.50 (panel zachodni)

Średnia gęstość mocy promieniowania na powierzchni modułów [W/m <sup>2</sup> ]				
840	879	835	807	845
brak danych	brak danych	800	brak modułu	brak modułu
brak danych	brak danych	brak modułu	brak modułu	brak modułu
688	749	brak modułu	brak modułu	brak modułu

Tabela 5.b. Rozkład średniej gęstości mocy promieniowania dla 20 sierpnia 2016 roku w godz. od 14.33 do 14.50 (panel wschodni)

Średnia gęstość mocy promieniowania na powierzchni modułów [W/m <sup>2</sup> ]		
brak modułu	762	872
brak danych	brak danych	brak danych
558	brak danych	brak danych
brak modułu	595	658

### Efektywność badanej instalacji fotowoltaicznej

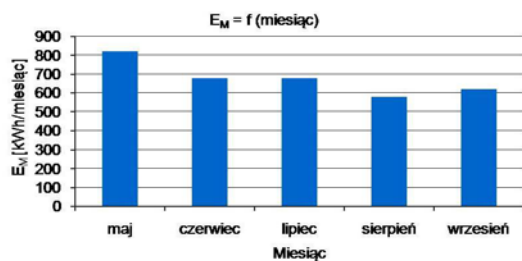
Ilość produkowanej energii elektrycznej jest głównym wyznacznikiem efektywności energetycznej systemu PV. Stanowi rezultat produkowanej przez instalację mocy elektrycznej w jej rzeczywistym czasie pracy w aspekcie warunków środowiskowych. Decydującym czynnikiem może okazać się czas pracy, w innym przypadku rozstrzygające są wartości mocy pozyskiwanej z konwersji. Nawet krótkotrwałe zachmurzenie może skutkować niekorzystnym wpływem na efekty pracy instalacji PV. Podczas badań odnotowano zachmurzenie w lipcu i sierpniu o wartościach 5,4 - 6,3 (oznacza to niebo zakryte chmurami w 75%) [22].

Na rysunku 7 zestawiono ilość energii elektrycznej pozyskiwanej z badanego systemu w skali miesięcznej.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że badana instalacja wyprodukowała najwięcej energii (829,87 kWh) w maju.

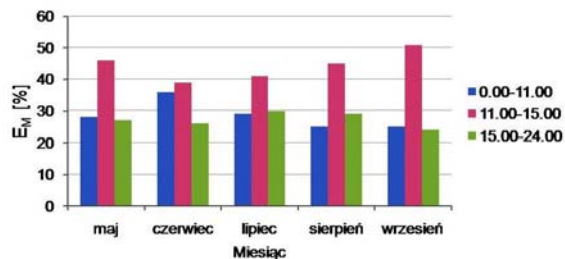
Wyznaczono również średnią wartość energii elektrycznej produkowanej w trzech przedziałach czasowych w ciągu dnia, w skali miesiąca. Doświadczalnie wykazano, że iloczyn średniej arytmetycznej z pomiarów mocy wyjściowej AC (z krokiem pięciominutowym) i czasu pracy instalacji w danym dniu jest równy podanej przez monitoring wartości produkcji energii (błąd względny nie przekracza 1 %).





Rys. 7. Średnia wartość energii elektrycznej produkowanej przez badaną instalację PV w miesiącach maj-wrzesień

Wyniki obliczeń średniej wartości energii w trzech przedziałach czasowych dnia przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Średnia wartość energii elektrycznej produkowanej przez instalację PV w miesiącach maj-wrzesień w poszczególnych porach doby, tj. od godz. 00 do godz.11, od 11 do 15, od 15 do 24

## Wnioski

1. Badania potwierdziły, że w Polsce najkorzystniejszym okresem pracy dla instalacji PV jest okres od kwietnia do września.
2. Najdłuższe średnie dzienne okresy pracy systemu odnotowano w czerwcu, osiągały nieznacznie ponad 16,5 h.
3. Wyniki długości czasu pracy instalacji w skali dnia nie pokrywają się z wartością średniej dziennej produkcji energii elektrycznej w wyniku konwersji fotowoltaicznej. Osiągnęła ona wyższe wartości w maju, co jest wynikiem braku zachmurzenia w tym okresie [22].
4. W sierpniu uzyskano gorsze wyniki średniej wartości pomierzonej energii niż we wrześniu wskutek znacznego stopnia zachmurzenia w dwóch pierwszych dekadach (zachmurzenie osiągnęło wówczas wartość 6,3) [22].
5. Wyniki pomiarów mocy chwilowej instalacji pozwalają wnioskować o jej stochastycznym charakterze. Przykładowo, w dniu 19.08.16, w przedziale czasowym 11.40-12.20, moc chwilowa przyjmuje wartości od 1,4 kW do 4,5 kW, natomiast dzień później, w analogicznym czasie, poziom mocy chwilowej był stały, ale nie przekraczał 0,5 kW. W godzinach późniejszych, w dniu 20.08. wartość mocy chwilowej zmieniała się od 1,8 - 3,6 kW.
6. Wyniki pomiarów mocy chwilowej potwierdzają równoległe wyniki gęstości mocy promieniowania oraz temperatury, co jest skutkiem wpływu chwilowego zachmurzenia na pozyskiwaną moc. Zmiany irradiancji osiągają niekiedy w bardzo krótkim czasie wartość 300 W/m<sup>2</sup>, co implikuje znaczne zmiany mocy chwilowej.
7. Największy udział w produkcji energii z konwersji PV ma miejsce w godzinach od 11 do 15, i w skali miesiąca przyjmuje średnie wartości od 38 % do 51 % całkowitej wyprodukowanej w ciągu doby energii.
8. Udział środkowego przedziału czasowego wzrasta w miarę przechodzenia do okresu jesienno-zimowego.
9. Korzystnym rozwiązaniem dla zwiększenia efektywności energetycznej systemu są zielone dachy zintegrowane z PV [6, 15, 19]. Stanowią one stabilne podłoże, a jednocześnie podnoszą wydajność modułów w wyniku obniżenia

temperatury otoczenia. Możliwa jest również redukcja temperatury modułów przez współpracę z kolektorami [3].

**Autorzy:** dr hab. inż. Grażyna Frydrychowicz-Jastrzębska Prof. Politechniki Poznańskiej Instytut Elektrotechniki Przemysłowej  
Email: [grazyna.jastrzebska@put.poznan.pl](mailto:grazyna.jastrzebska@put.poznan.pl), inż. Przemysław Krawczyk, E-mail: [przemek.krawczyk9999@gmail.com](mailto:przemek.krawczyk9999@gmail.com), Politechnika Poznańska Piotrowo 3a, 60-965 Poznań

## LITERATURA

- [1] Madessa H.B., Performance analysis of roof-mounted photovoltaic systems – The case of a Norwegian residential building, *Energy Procedia*, 83 (2015), 474-483.
- [2] Benemann J., Chehab O., Schaar-Gabriel E., Building integrated PV modules, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 67 (2001), nr 1-4, 345-354.
- [3] Jastrzębska G.: Ogniwa słoneczne. Budowa, technologia, zastosowanie, WKŁ Warszawa (2013).
- [4] Muyingo H. Organizational Challenges in the Adoption of Building Applied Photovoltaics in the Swedish Tenant-Owner Housing Sector, *Sustainability* (2015), nr 7, 3637-3664.
- [5] Schuetze T.: Integration of Photovoltaics in Buildings—Support Policies Addressing Technical and Formal Aspects, *Energies*, (2013), nr 6, 2982-3001.
- [6] Perez M., Wight N., Ho C., Fthenakis V., Green-Roof Integrated PV Canopies – an Empirical Study and Teaching Tool For Low Income Students in the South Bronx. *World Renewable Energy Forum*; Denver, CO, USA, 13-17.05.2012.
- [7] Angulo N., Pulido A., Díaz F., Déniz F., Sánchez E., Sánchez R., Roof Integrated Grid Connected PV Systems Capacity in Gran Canaria Island, *Przegląd Elektrotechniczny* (2012), nr 1a 181-183.
- [8] Bergamasco L, Asinari P., Scalable Methodology for the Photovoltaic Solar Energy Potential Assessment Based on Available Roof Surface Area: Application to Piedmont Region (Italy), *Solar Energy*, 85 (2011), 1041-1055.
- [9] Rütther R., Dacoregio M.M., Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil, *Progress in Photovoltaics*, 8 (2000), nr 2, 257-266.
- [10] Schoen, T.J.N., Building-integrated PV installations in the Netherlands: Examples and operational experiences, *Solar Energy*, 70 (2001), nr 6, 467-477.
- [11] Zogou O., Stapountzis H.: Energy analysis of an improved concept of integrated PV panels in an office building in central Greece, *Applied Energy*, 88 (2011), nr 3, 853-866.
- [12] Matuszczyk P., Popławski T., Flaszka J.: Analiza parametrów elektrycznych systemów fotowoltaicznych różnych typów w warunkach rzeczywistych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 93 (2017), nr 1, 169-172.
- [13] Muszyńska-Łanowy M., Malowane słońcem szkło artystyczne z ogniwami fotowoltaicznymi, *Świat Szkła*, 19 (2014), nr 4, 22-25, 29.
- [14] Głuchy D., Kurz D., Trzmiel G., Studying the impact of orientation and roof pitch on the operation of photovoltaic tiles, *Przegląd Elektrotechniczny*, 79 (2013), nr 6, 281-283.
- [15] Hui S.C.M., Chan S.C.: Integration of Green Roof and Solar Photovoltaic Systems, *Proc. of Joint Symposium 2011, Integrated Building Design in the New Era of Sustainability*, (2011), 1.1-1.10.
- [16] [www.FreeVolt.com](http://www.FreeVolt.com)
- [17] Węgierek P., Konarski M., Monitoring of photovoltaic microinstallations *Przegląd Elektrotechniczny*, 93 (2017), 3, 238-241.
- [18] Flizikowski J., Mroziński A.: Inżynieria instalacji fotowoltaicznych, Grafpol Bydgoszcz (2016).
- [19] Mahmoud A.S., Asif M., Hassanain M. A., Babsail M.O., Sanni-Anibire M.O., Energy and Economic Evaluation of Green Roofs for Residential Buildings in Hot-Humid Climates, *Buildings*, 30, (2017), nr 7, 1-14.
- [20] Omer S.A., Wilson R., Riffat S.B.: Monitoring results of two examples of building integrated PV systems in the UK, *Renewable Energy*, (2003), nr 9, 387-1399.
- [21] BRUK-BET SOLAR ([solar.bruk-bet.pl](http://solar.bruk-bet.pl))
- [22] Dane meteorologiczne z IMGW w Ustce.