

# Symulacja wpływu zmienności nasłonecznienia na zasilanie odbiornika z instalacji fotowoltaicznej

Jakub Jurasz, Jerzy Mikulik – AGH Akademia Gorniczo-Hutnicza w Krakowie

## Wstęp

Dywersyfikacja źródeł, z jakich dostarczana jest energia elektryczna, jest jednym z podstawowych warunków zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Dzięki gwałtownemu rozwojowi odnawialnych źródeł energii oraz spadku cen technologie te stają się dostępne dla podmiotów, które do tej pory tworzyły tylko stronę popytową rynku energii. W efekcie to konsument, dla którego stworzono termin prosument, ma możliwość zwiększenia swojego bezpieczeństwa w zakresie dostaw energii poprzez wykorzystanie alternatywnych źródeł energii. Zagadnienie to było przedmiotem badań autorów w pracach [6, 7]. Na obszarze miejskim, ze względu na ograniczoną dostępną przestrzeń, zasadne wydaje się wykorzystanie energetyki słonecznej. Wprawdzie wymaga ona dużej powierzchni na jednostkę zainstalowanej mocy, w porównaniu z innymi źródłami energii, w mieście jest ona jednak dostępna w postaci niezagospodarowanych powierzchni dachów czy też fasad. Podstawowym atutem systemów fotowoltaicznych jest ich modularność, która umożliwia rozbudowę w miarę zmieniających się potrzeb, wadą – duża zależność od chwilowych warunków atmosferycznych. W mieście możliwe jest również, chociaż w ograniczonym zakresie, stosowanie turbin wiatrowych o pionowej osi obrotu oraz pomp ciepła. Mimo iż instalacje geotermalne nie wymagają dużej przestrzeni, wiążą się ze znacznymi nakładami finansowymi oraz ryzykiem związanym z wierceniami (duże ryzyko geologiczne, pomimo wcześniejszych pomiarów woda nie wypływa lub jest jej mniej niż zakładano), tak więc inwestycje te nie są powszechnie realizowane. W artykule poruszono zagadnienia związane z wykorzystaniem systemów fotowoltaicznych, przy czym główny nacisk położono na wpływ zmienności nasłonecznienia na uzysk energetyczny oraz możliwość budowy systemu autonomicznego typu PV-akumulator. Układ taki zbudowany jest z paneli fotowoltaicznych, kontrolera ładowania akumulatora oraz akumulatora. Parametry poszczególnych komponentów powinny pozwolić na realizację zasilania bez korzystania z innych źródeł energii niż konwersja fotowoltaiczna.

## Niezawodność zasilania

Jak podano w publikacji [1], niezawodność to zdolność systemu do realizacji przynależnych mu funkcji, zgodnie z wymaganiami dotyczącymi jego funkcjonowania i bezpieczeństwa. Niezawodność obejmuje zagadnienia związane z gotowością (dyspozycyjnością) oraz bezpieczeństwem, rozumianą jako przysposobienie do unikania zagrożeń. W artykule za kryterium

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono wpływ zmienności nasłonecznienia na uzysk energetyczny z instalacji fotowoltaicznej. Analizie poddano zachowanie systemu autonomicznego zasilającego odbiornik o dziennym zapotrzebowaniu na energię elektryczną równym 1 kWh. Konfiguracja systemu pod kątem uzyskania założonej niezawodności została przeprowadzona w oparciu o symulację zmian nasłonecznienia.

Słowa kluczowe: system fotowoltaiczny, niezawodność zasilania, nasłonecznienie, akumulator

niezawodności przyjęto parametr LOLP. Zdefiniowany jest on obecnie jako prawdopodobieństwo, że zapotrzebowanie przekroczy zdolność wytwórczą systemu, a wyraża się go wzorem:

$$LOLP = \frac{\sum D}{\sum Z} \quad (1)$$

gdzie:

$D$  – deficyt energii;

$Z$  – zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Jak stwierdzono w pracy [3], ze względu na stochastyczną naturę promieniowania słonecznego parametr ten zawsze przyjmuje wartość większą od zera, nawet jeśli system fotowoltaiczny nigdy nie ulegnie awarii. Na niezawodność zasilania z instalacji fotowoltaicznej wpływ mają dwa niezależne zdarzenia, określone wcześniej zdefiniowanym prawdopodobieństwem wystąpienia. Pierwsze z tych zdarzeń to awaria natury technicznej, mająca miejsce, gdy uszkodzeniu ulega jeden lub wiele elementów systemu, natomiast drugie to sytuacja, gdy układ PV-akumulator nie jest w stanie pokryć zapotrzebowania na energię elektryczną. Wspomniane prawdopodobieństwo pierwszego zdarzenia można określić na podstawie analizy literatury, natomiast drugie zjawisko opisywane jest wzorem (1). Awaria natury technicznej nie jest jednak przedmiotem niniejszego artykułu.

Praca [3] jest krytycznym przeglądem wykorzystywanych metod projektowania autonomicznych systemów fotowoltaicznych. Zdaniem autorów, otrzymywane wyniki różnią się głównie ze względu na założenia dotyczące modelowania promieniowania

padającego na płaszczyznę nachylonych modułów PV. Analiza problemu projektowania układów PV pozwoliła stwierdzić, iż statystycznie nie jest istotne jak model wiarygodnie oddaje zachowanie systemu PV, ale jego zdolność do wykorzystywania na szeroką skalę. Autorzy podkreślają, iż w wypadku zastosowania metod wymiarowania dla dużej liczby odbiorców (np. programy elektryfikacji obszarów wiejskich) wartości parametru LOLP mogą się różnić o kilka rzędów wielkości ze względu na indywidualny charakter potrzeb odbiorcy energii.

### Zmienność nasłonecznienia

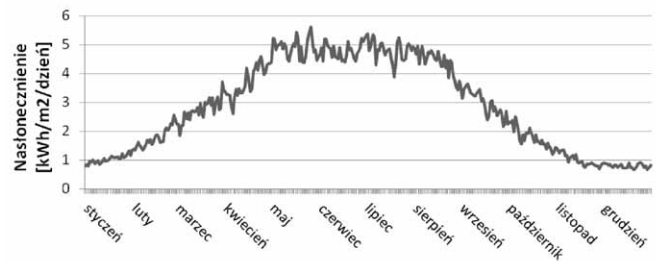
Analizę zmienności nasłonecznienia wykonano opierając się na danych pochodzących z bazy danych energii i mocy promieniowania słonecznego SoDa (*Solar Radiation Data*) [2], zrealizowanej pod patronatem Komisji Europejskiej. Wykorzystano dane na temat nasłonecznienia całkowitego padającego na płaszczyznę horyzontalną dla lat 1984–2004. Poszczególne rekordy danych podawane są w interwale jednego dnia. Dane te poddano obróbce w celu uzyskania statystycznego roku słonecznego dla wybranej lokalizacji. Podstawowe parametry charakteryzujące rok słoneczny to sumaryczna ilość energii promieniowania słonecznego, ilość godzin słonecznych oraz średnie wartości nasłonecznienia dla poszczególnych miesięcy. W analizie pominięto lata przestępne. Na rys. 1 przedstawiono średnie wartości nasłonecznienia na przestrzeni całego roku.

W warunkach Polski ponad 70% energii promieniowania słonecznego przypada na okres od kwietnia do września. Konsekwencją tego jest nierównomierna w skali roku produkcja energii elektrycznej uzyskiwanej z instalacji fotowoltaicznej. Oprócz zmienności w skali roku, wartość nasłonecznienia ulega znacznym wahaniom w czasie mierzonym w godzinach, a nawet w sekundach. W efekcie nie jest możliwe zasilenie odbiornika bezpośrednio z instalacji fotowoltaicznej, tak by zapewnić dostateczną niezawodność w zakresie dostarczenia energii elektrycznej. Rozwiązaniem jest magazynowanie nadwyżek energii w akumulatorach. Na rys. 2 przedstawiono średnie wartości nasłonecznienia w ciągu dnia dla poszczególnych miesięcy. Jak wynika z rys. 2, ustalanie wydajności systemu na podstawie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną danego odbiorcy jest z ekonomicznego punktu widzenia nie zawsze uzasadnione. Wynika to z faktu, iż średnia suma nasłonecznienia dla grudniowego dnia jest około pięciu razy mniejsza niż w maju, czerwcu czy lipcu. W efekcie tak zaprojektowany system pokryłby zapotrzebowanie w zimie, ale w okresie letnim generowałby bardzo znaczne nadwyżki energii, które musiałyby być odsprzedane lub np. zmagazynowane w postaci ciepła.

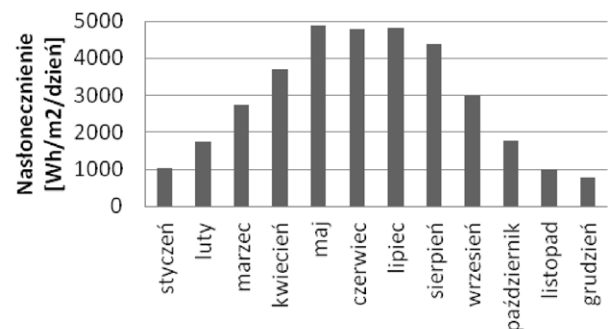
W tabeli 1 przedstawiono bardziej szczegółowe dane na temat nasłonecznienia w Krakowie dla poszczególnych dni w miesiącu grudniu.

### Zintegrowany układ PV–akumulator–odbiornik

Kluczowe miesiące z punktu widzenia analizy układu PV–akumulator–odbiornik to listopad, grudzień oraz styczeń. Wynika to z faktu, iż dla tych miesięcy średnie wartości nasłonecznienia są najmniejsze. W rezultacie autonomiczny system PV–akumulator jest tak projektowany, by pokrył zapotrzebowanie w tym okresie, a w pozostałych miesiącach generował



Rys. 1. Średnie nasłonecznienie dla poszczególnych dni w roku w Krakowie, na podstawie [2]



Rys. 2. Średnie dzienne wartości nasłonecznienia dla kolejnych miesięcy w Krakowie, na podstawie [2]

Tabela 1. Parametry rozkładu nasłonecznienia dla dziesięciu pierwszych dni grudnia w Krakowie, na podstawie [2]

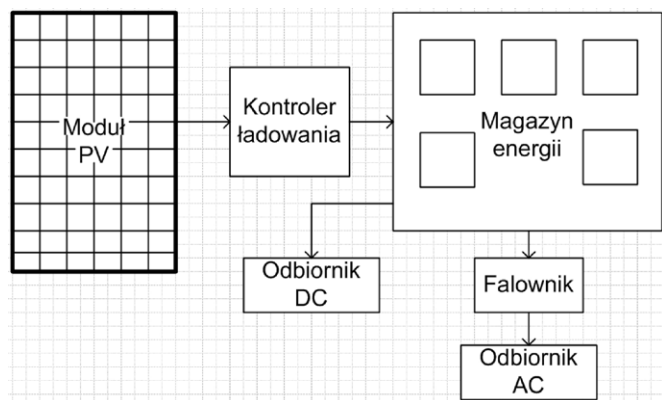
Dzień	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Średnia [Wh/m <sup>2</sup> ]	892	880	860	829	832	753	738	819	809	749
Odchylenie standardowe [Wh/m <sup>2</sup> ]	299	390	347	299	280	292	231	285	314	271

nadwyżki energii. Przyjęto tu założenie, iż w kolejnych miesiącach wartości nasłonecznienia będą znacznie większe, tak więc prawdopodobieństwo utraty zasilania z takiego systemu jest mniejsze niż w miesiącach listopad – styczeń. Podejście takie stosuje się głównie w przypadku systemów niepodłączonych do sieci, zasilających odbiornik, dla którego nie przewidziano innego źródła energii elektrycznej. Układ autonomiczny typu PV–akumulator–odbiornik prądu stałego i przemiennego przedstawiono schematycznie na rys. 3.

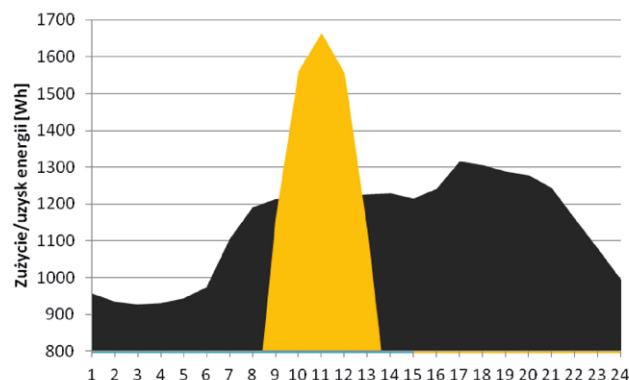
Analizie poddano uproszczony układ z rys. 3, składający się z: części przetwarzającej energię promieniowania słonecznego na energię elektryczną prądu zmiennego (panel fotowoltaiczny, falownik), kontrolera ładowania, magazynu energii w postaci akumulatora oraz odbiornika.

### Profil konsumpcji a uzysk energii elektrycznej

Uwzględniono zmienność profilu konsumpcji energii elektrycznej poprzez rozpatrzenie dwóch różnych wariantów:



Rys. 3. Schematyczne przedstawienie układu PV – akumulator zasilające odbiorniki prądu stałego oraz przemiennego



Rys. 4. Bilans energii dla gospodarstwa domowego na obszarze Krakowa: kolor czarny – zużycie energii w ciągu dnia grudniowego; kolor żółty – uzysk energii z systemu PV

zużycie na stałym poziomie oraz uśredniony profil konsumpcji w gospodarstwie domowym. Profil konsumpcji determinuje, jaka część energii pochodzącej z konwersji fotowoltaicznej może zostać bezpośrednio (bez konieczności magazynowania) wykorzystana na pokrycie zapotrzebowania w chwili  $t$ . Procentowy udział pokrycia zapotrzebowania z pominięciem magazynowania można wyznaczyć na podstawie danych traktujących o zmianach nasłonecznienia w trakcie pojedynczego dnia. Na podstawie danych pozyskanych z SoDa (*Solar Radiation Data*) wyznaczono procentowy udział bezpośredniego wykorzystania energii. Energia promieniowania słonecznego dociera na analizowaną powierzchnię przez około 279 godzin, co stanowi 37,5% całkowitej liczby godzin w grudniu. Okres ten charakteryzuje się bardzo dużą zmiennością wartości nasłonecznienia i tak średnie wartości godzinowe to  $72,8 \text{ Wh/m}^2$  z odchyleniem standardowym wynoszącym  $59,1 \text{ Wh/m}^2$ . Z tego też względu przyjęto, iż nie będzie się dążyć do pokrycia zapotrzebowania w każdej chwili, poprzez zwiększanie powierzchni modułów PV, tak by wygenerowana została dostateczna ilość energii przy skrajnie małych wartościach nasłonecznienia. Rezultatem takiego założenia jest przyjęcie, iż zasadne jest branie pod uwagę tylko tych wartości nasłonecznienia, które przekraczają średnią wartość godzinowego nasłonecznienia w miesiącu grudniu. Ostatecznie średnio 107 godzin, stanowiących 14,4% długości grudnia, można uznać za podstawę do wyznaczenia rozmiaru systemu PV w sposób ograniczający koszty. Na tej podstawie stwierdza się, iż odpowiednio zaprojektowany system PV, do którego podłączone jest źródło wykazujące stałe zapotrzebowanie na energię elektryczną, może pokryć zapotrzebowanie w danej chwili  $t$  w stopniu średnio nie większym niż 14,4%. Reszta energii elektrycznej będzie pozyskiwana, magazynowana i następnie wykorzystywana przez odbiornik. Dla profilu konsumpcyjnego energii przedstawionego na rys. 4 należy przyjąć inne podejście, które zakłada wykorzystanie akumulatora o większej pojemności lub też wykorzystanie innych źródeł energii elektrycznej.

## Zużycie energii w gospodarstwie domowym

W założeniach dotyczących bezpośredniego pokrycia zapotrzebowania z systemu PV dla odbiorcy o zmiennym zapotrze-

bowaniu na moc przyjęto uproszczenie, iż wymiarowanie systemu PV przeprowadza się, uwzględniając roczne zużycie energii elektrycznej, tak by bilans energetyczny był równy 0. Oznacza to, że jeśli zużycie roczne w gospodarstwie jest na poziomie 10 MWh, zainstalowany system będzie miał moc 10 kWp, co w warunkach polskich, w zależności od nasłonecznienia w danym roku, pozwala wygenerować taką ilość energii, jaka została zużyta (tj. 10 MWh). W tym przypadku bilans energii będzie równy lub bliski zeru. Należy jednak zauważyć, że z punktu widzenia ekonomii energia używana na własne potrzeby ma znacznie większą wartość niż ta odsprzedawana do sieci. Badania wskazują, iż dla gospodarstw domowych zasadne są systemy PV o mocy do 6 kWp [4]. Jednostka kWp oznacza moc systemu PV, która może zostać wygenerowana, gdy wystąpią określone warunki: natężenie promieniowania słonecznego  $1000 \text{ W/m}^2$ , spektrum promieniowania słonecznego 1,5 oraz temperatura modułu wynosząca  $25^\circ\text{C}$ .

System PV o mocy 10 kWp, przedstawiony na rys. 4, jest w stanie wygenerować 8,4 kWh energii elektrycznej podczas statystycznego dnia w grudniu. Sumaryczne zużycie energii elektrycznej w ciągu dnia kształtuje się na poziomie 27,4 kWh. Konsekwencją występowania promieniowania słonecznego przez ograniczony czas jest fakt, iż przeważająca część energii elektrycznej musi zostać pobrana z zewnętrznego źródła. W analizowanym przypadku, w grudniu, energia pochodząca z systemu PV pokryje średnio 26% zapotrzebowania, a nadwyżki będą wynosiły około 1,2 kWh. Mogą one zostać zmagazynowane i wykorzystane w okresie, gdy energia elektryczna jest droga, lub też odsprzedane do sieci.

## Symulacja niezawodności układu autonomicznego

Zakłada się, iż projektant systemu PV stoi przed następującym zadaniem: Należy zaprojektować system PV–akumulator–odbiornik zlokalizowany na obszarze Krakowa, dla którego nie istnieje możliwość zainstalowania przyłącza energetycznego oraz innego źródła energii elektrycznej niż moduły fotowoltaiczne. Oczekuje się uzyskania parametru LOLP, opisanego wzorem (1), na poziomie 0,01 dla odbiornika charakteryzującego się stałym poborem mocy, dla którego dzienne zużycie energii elektrycznej wynosi 1 kWh.



Taka wartość parametru wskazuje, iż zasilany będzie odbiornik, od którego oczekuje się wysokiej niezawodności działania, aczkolwiek w przypadkach, gdy układ zasilający powinien być praktycznie niezawodny, jak to ma miejsce dla chłodziarki, w której przechowywane są szczepionki, [5] sugeruje wtedy przyjęcie parametru LOLP na poziomie 0,001. Zgodnie z przyjętymi wcześniej założeniami system zostanie zaprojektowany tak, by założony parametr LOLP został osiągnięty dla miesiąca o najniższej wartości średniego nasłonecznienia. Dla podanej lokalizacji jest to grudzień, a kluczowe parametry dla symulacji tej zmiennej podano w tabeli 1. Ze względu na zmienność warunków atmosferycznych nie jest możliwe dokonanie właściwego zaprojektowania systemu przez uwzględnienie tylko jednego rozkładu nasłonecznienia. Rozwiązaniem problemu zmienności nasłonecznienia jest wykonanie symulacji zachowania się systemu dla liczby zestawów równej 1000, dzięki czemu osiągnięta zostanie odpowiednia dokładność oraz uzyskana zakładana niezawodność systemu.

Dla potrzeb symulacji przyjęto następujące założenie, iż dzienne zapotrzebowanie na energię elektryczną jest równomierne i wynosi sumarycznie 1 kWh. Wartość parametru LOLP zostanie wyznaczona na podstawie uzyskanych zestawów zmienności nasłonecznienia w liczbie 1000. Ponadto parametr LOLP wyliczony zostanie dla systemów PV o mocy z przedziału 0,6–3,0 kWp oraz akumulatorów o pojemności od 1 kWh do 5 kWh.

Symulację wykonano, przyjmując, iż sprawność całego systemu wynosi 80%, przy czym pominięto wpływ temperatury oraz prędkości wiatru na zmianę uzysku. Ze względu na znaczny udział (około 60%) promieniowania rozproszonego nie wzięto pod uwagę kwestii nachylenia paneli fotowoltaicznych. Uważa się jednak, że dla planowanej instalacji kąt nachylenia powinien znajdować się w przedziale 60–70°.

Wedle wcześniejszych założeń energia wygenerowana przez system fotowoltaiczny danego dnia w 14,4% zostaje przeznaczona na pokrycie dziennego zapotrzebowania, natomiast pozostała jej część jest przekazywana do akumulatora, skąd będzie czerpana w razie potrzeby, np. w porze nocnej.

Uzysk energetyczny  $U_e$  [kWh] konieczny do przeprowadzenia obliczeń określono ze wzoru (2):

$$U_e = \frac{I \cdot P_{PV} \cdot \eta}{STC} \quad (2)$$

gdzie:

$I$  – nasłonecznienie [kWh/m<sup>2</sup>/dzień];

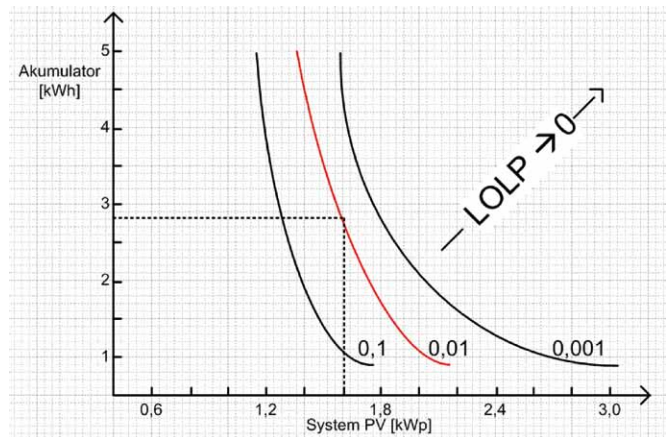
$P_{PV}$  – moc systemu PV [kW];

$\eta$  – sprawność całego systemu;

$STC$  – natężenie promieniowania słonecznego, dla jakiego testowane są moduły [kW/m<sup>2</sup>].

### Wyniki symulacji niezawodności

Łącznie wykonano 399 symulacji dla różnych mocy znamionowych systemu PV oraz pojemności akumulatora. Dla każdej symulacji otrzymano 1000 zestawów wyników, na podstawie których wyznaczono wartości parametru LOLP. Na rys. 5 przedstawiono zależność wielkości parametru LOLP od pojem-



Rys. 5. Parametr LOLP w funkcji pojemności akumulatora i mocy systemu PV



Rys. 6. Zmiany energii zgromadzonej w akumulatorze w miesiącu grudniu

ności akumulatora oraz mocy znamionowej systemu. Dla analizowanego przykładu parametr LOLP równy 0,01 zaznaczono czerwoną krzywą. Linia przerywaną wyznaczono natomiast proponowaną konfigurację układu PV–akumulator. Odczytane wartości to: system PV o mocy 1,6 kWp oraz akumulator o pojemności 2,8 kWh. Na rys. 5 przedstawiono sposób odczytania parametrów układu PV–akumulator za pomocą linii przerywanej.

Pozostałe krzywe na rys. 5 pozwalają skonfigurować układ PV–akumulator pod kątem innej wartości PV. Należy mieć jednak na uwadze, iż zależności przedstawione na rys. 5 odnoszą się wyłącznie do odbiornika, który wymaga 1 kWh energii elektrycznej dziennie, a pobór jest równomierny w ciągu całej doby.

Na rys. 6 przedstawiono jedną z możliwości działania systemu. Można zauważyć, iż 30 dnia miesiąca dochodzi do ponad 80% rozładowania akumulatora. Ekonomia eksploatacji akumulatorów nakazuje unikać sytuacji, w której ulegają one zbyt głębokiemu rozładowaniu. Z tego też względu należy zwiększyć pojemność akumulatora o 50% w stosunku do wartości odczytanej z wykresu.

### Podsumowanie

Zmienność nasłonecznienia w skali roku, dnia oraz kolejnych coraz krótszych jednostek czasu ma znaczny wpływ na

ekonomikę oraz niezawodność zasilania z systemu fotowoltaicznego. Własne źródło zasilania pozwala podnieść bezpieczeństwo energetyczne odbiorcy przez częściowe lub całkowite uniezależnienie się od zewnętrznych dostaw energii elektrycznej. W celu uzyskania zakładanych wartości niezawodności zasilania z systemu fotowoltaicznego konieczne jest przeanalizowanie jego zachowania w zmieniających się warunkach nasłonecznienia. Jak wynika z przedstawionych w artykule obliczeń symulacyjnych, przeprowadzonych dla Krakowa, dla odbiornika o stałym poborze energii elektrycznej, na którą zapotrzebowanie w ciągu doby wynosi 1 kWh, w celu osiągnięcia zakładanego poziomu niezawodności opisywanego parametrem LOLP, wynoszącym 0,01, należy wybrać układ zasilający składający się z akumulatora o pojemności 2,8 kWh oraz modułów PV o mocy 1,6 kWp.

### Literatura

- [1] TCHÓRZEWSKA-CIEŚLAK B.: *Niezawodność i bezpieczeństwo systemów komunalnych – na przykładzie systemu zaopatrzenia w wodę*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej. Rzeszów 2008.
- [2] <http://www.soda-is.com/> dostęp 10.11.2014
- [3] LORENZO E., NAVARTE L.: *On the usefulness of stand-alone PV sizing methods*. Prog. Photovolt: Res. Appl., 8: 391–

409. doi: 10.1002/1099-159X(200007/08)8:4<391::AID-PI-P319>3.0.CO;2-Z, 2000.

- [4] GAŁĄŻKA K., KACEJKO P.: *Wpływ systemu wsparcia na opłacalność fotowoltaicznych źródeł prosumenckich*, [w:] POPCZYK J., KUCĘBA R., DĘBOWSKI K., JEŃDRZEJCZYK W. (RED.): *Energetyka prosumencka. Pierwsza próba konsolidacji*, Częstochowa 2014, s. 117–130.
- [5] CHAPMAN R.N.: *Sizing Handbook for stand-alone Photovoltaics/Storage Systems*, SR, 1987.
- [6] MIKULIK J., JURASZ J.: *Determination of photovoltaic installation nominal power based on electrical energy consumption profile in the context of prosumer policy*. „Przegląd Elektrotechniczny” – zaakceptowano do druku.
- [7] JURASZ J.: *Application of a Mathematical Model for an Assessment of Changes in Incomings from a Photovoltaic Installation Depending on its Nominal Power*. „Logistyka” 4/2014.

 **Jakub Jurasz, Jerzy Mikulik**  
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,  
Wydział Zarządzania

artykuł recenzowany