

Analiza wpływu magazynowania energii elektrycznej na opłacalność prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej

Analysis of the impact of electricity storage on the profitability of a prosumer photovoltaic micro-installation

MICHAŁ POMORSKI, ARTUR NEMŚ, PIOTR KOLASIŃSKI, ZIEMOWIT MALECHA, MACIEJ CHOROWSKI

DOI 10.36119/15.2022.9.2

W pracy przeanalizowano wpływ magazynowania energii elektrycznej na opłacalność instalacji fotowoltaicznej. Analizowano wpływ pojemności czynnej magazynu energii, ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz mocy instalacji fotowoltaicznej na opłacalność inwestycji. W wyniku przeprowadzonych analiz oceniono, że inwestycja w prosumencką instalację fotowoltaiczną zintegrowaną z magazynem energii elektrycznej i inteligentnym systemem zarządzania energią może być opłacalna, pod warunkiem pokrycia części kosztów inwestycyjnych przez dofinansowanie z programu „Mój prąd” oraz ulgi termomodernizacyjnej. Stwierdzono, że wzrost mocy instalacji PV oraz pojemności magazynu energii powodują wydłużenie czasu zwrotu inwestycji, a zwiększenie ceny sprzedaży energii elektrycznej wpływa na skrócenie czasu zwrotu inwestycji, ale tylko nieznacznie. Wykazano również, że istnieje optymalna pojemność magazynu energii elektrycznej. Dla analizowanego przypadku wynosiła ona 3-4 kWh, co stanowiło około 50% pokrycia dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną dla analizowanego obiektu. W wyniku przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że inwestycja w system złożony z instalacji fotowoltaicznej zintegrowanej z magazynem energii i inteligentnym systemem przepływu wygenerowanej energii może być opłacalna pod warunkiem skorzystania z ulg i dofinansowań oraz właściwego dopasowania mocy instalacji PV i pojemności magazynu energii do potrzeb gospodarstwa domowego. Na opłacalność inwestycji będzie miało wpływ również kształtowanie się zmian cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej w przyszłości.

Słowa kluczowe: Instalacja fotowoltaiczna, prosument, magazyn energii

The article analyzes the impact of electricity storage on the profitability of a photovoltaic installation. The impact of the active capacity of the energy storage, the selling price of electricity and the power of the photovoltaic installation on the profitability of the investment was analyzed. As a result of the conducted analyzes, it was assessed that the investment in a prosumer photovoltaic installation integrated with an electricity storage and intelligent energy management system may be profitable, provided that part of the investment costs are covered from the subsidy from the „Mój Prąd” and thermo-modernization programs. It was found that an increase in PV plant capacity and energy storage capacity increases the payback time, and an increase in the selling price of electricity shortens the payback time, but only slightly. It has also been shown that there is an optimal electricity storage capacity. In the analyzed case, it was 3-4 kWh, which accounted for approx. 50% of the daily electricity demand of the analyzed facility. As a result of the conducted analyzes, it can be concluded that the investment in a system consisting of a photovoltaic installation integrated with an energy storage and an intelligent system for the flow of energy produced may be profitable provided that you take advantage of discounts and subsidies and appropriate adjustment of the PV installation power and energy storage capacity to the needs of the household. The profitability of investments will also be affected by changes in the sale and purchase prices of electricity in the future.

Keywords: Photovoltaic installation, prosumer, energy storage

Wykaz oznaczeń:

CS – cena sprzedaży	nia jest litowo-żelazowo-fosforowa, a elektroda ujemna jest grafitowa	i kobaltu, a elektroda ujemna jest grafitowa
EMS – Energy management system	NMC – technologia baterii litowo-jonowych, w których elektroda dodatnia składa się z niklu, manganu	PV – instalacja fotowoltaiczna
LFP – technologia baterii litowo-jonowych, w których elektroda dodat-		SA – stopień autokonsumpcji
		PPE – pokrycie potrzeb energii elektrycznej

dr inż. Michał Pomorski <https://orcid.org/0000-0003-4939-1017>, dr hab. inż. Artur Nemś <https://orcid.org/0000-0001-8287-7989>, prof. dr hab. inż. Piotr Kolasiński <https://orcid.org/0000-0002-4199-0691>, dr hab. inż. Ziemowit Malecha <https://orcid.org/0000-0001-8560-760X>, prof. dr hab. inż. Maciej Chorowski <https://orcid.org/0000-0001-7224-8695> – Katedra Kriogeniki i Inżynierii Lotniczej, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Politechnika Wrocławska.

Adres do korespondencji/Corresponding author: ziemowit.malecha@pwr.edu.pl

Wprowadzenie

Rosnące ceny energii oraz następujące zmiany klimatu wymuszają zmianę podejścia do sposobu zapewniania pokrycia potrzeb energetycznych odbiorców. Ogólnosiwiatowe trendy kierowane są na zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii oraz poprawę efektywności energetycznej. Polska będąc członkiem Unii Europejskiej zadeklarowała, w celu osiągnięcia ogólnounijnego celu, zwiększenie do końca 2030 r. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto do poziomu 21-23%, z zastrzeżeniem, że realizacja celu OZE na poziomie 23% jest uwarunkowana przyznaniem Polsce dodatkowych funduszy unijnych, w tym na sprawiedliwą transformację energetyczną [1]. Również krajowe dokumenty strategiczne kreślą scenariusze nastawione na zwiększanie udziału OZE. Według Polityki energetycznej Polski do roku 2040 udział OZE w 2030 roku osiągnie 23%, w tym w obszarze elektroenergetyki wyniesie 32%, a moc zainstalowana fotowoltaiki wyniesie ok. 5-7 GW w roku 2030 i ok. 10-16 GW w 2040 r. [2]. Najnowsze założenia do aktualizacji tego dokumentu zakładają zdynamizowanie rozwoju OZE we wszystkich sektorach, tak aby dążyć do pokrycia w 2040 r. połowy produkcji energii elektrycznej energią pochodzącą z OZE. Z kolei według Programu Polskiej Energetyki Jądrowej udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2045 r. będzie wynosił 37-58%, a moc zainstalowana takich źródeł 36,5-52 GW [1]. Według ekspertów jednym z obszarów konwersji energii ze źródeł odnawialnych, który w najbliższych latach będzie rozwijał się najdynamiczniej jest fotowoltaika. Na koniec stycznia 2022 r. moc zainstalowana instalacji wykorzystujących źródła OZE wyniosła 17,4 GW, z czego instalacje fotowoltaiczne miały moc zainstalowaną wynoszącą 7,67 GW [3] (rys. 1), a według prognozy

Instytutu Energetyki Odnawialnej na koniec 2025 r. moc ta może wynieść 15 GW [4], co w znacznym stopniu wyprzedza założenia PEP2040.

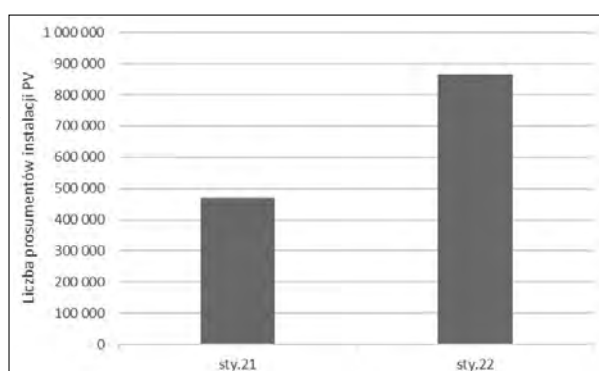
Szczególnie dużym zainteresowaniem inwestorów cieszą się fotowoltaiczne mikroinstalacje prosumenckie. Na koniec stycznia 2022 r. liczba prosumentów takich instalacji wynosiła prawie 870 tys. (rys. 2), a ich moc zainstalowana osiągnęła 6,1 GW (rys. 3). Tak dynamiczny rozwój tego obszaru energetyki w ostatnich latach był możliwy dzięki znacznemu obniżeniu kosztów instalacji fotowoltaicznych, wzrostowi cen energii elektrycznej oraz zmianie świadomości konsumentów. Rozwój ten wspierany był również możliwością ubiegania się o dofinansowanie z programu Mój Prąd oraz opisywanymi w literaturze i opracowaniach branżowych pozytywnymi efektami wynikającymi z eksploatacji takich instalacji [5, 6].

Celem pracy jest wykonanie analizy współpracy prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej z magazynem energii elektrycznej oraz ocena wpływu magazynowania energii na wartość wskaźnika pokrycia potrzeb własnych oraz stopnia autokonsumpcji, a także uproszczona analiza opłacalności takiego przedsięwzięcia. W pracy podjęto również próbę określenia optymalnej pojemności magazynu energii elektrycznej dla przyjętych założeń.

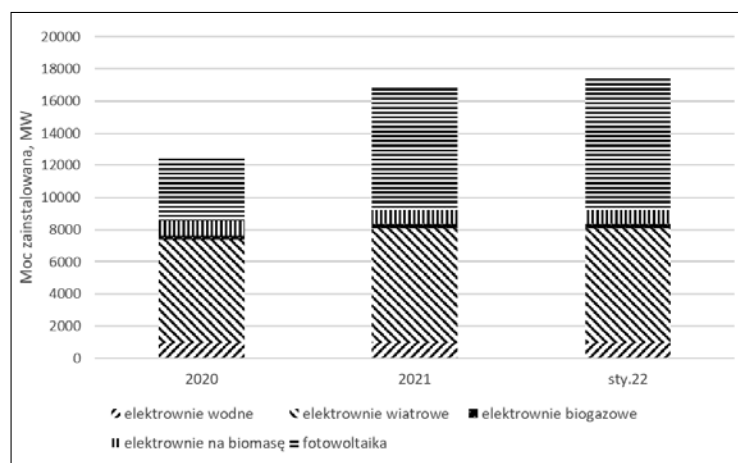
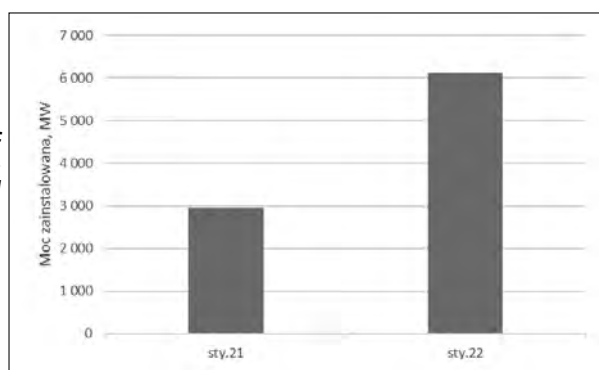
Prosumenckie instalacje fotowoltaiczne z magazynowaniem energii elektrycznej

Systemy fotowoltaiczne są interesującą i szeroko stosowaną metodą pokrycia zapotrzebowania energetycznego odbiorców rozproszonych, takich jak np. gospodarstwa domowe. Niestety profil zapotrze-

Rys. 2. Liczba prosumentów instalacji fotowoltaicznych. Opracowanie własne na podstawie [3]
Fig. 2. Number of prosumers of photovoltaic installations. Own analysis based on [3]



Rys. 3. Moc zainstalowana prosumenckich instalacji fotowoltaicznych. Opracowanie własne na podstawie [3]
Fig. 3. Installed capacity of prosumer photovoltaic installations. Own analysis based on [3]



Rys. 1. Moc zainstalowana instalacji OZE. Opracowanie własne na podstawie [3]
Fig. 1. Installed capacity of RES installations. Own analysis based on [3]

bowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych nie pokrywa się w pełni z profilem energii generowanej w instalacji PV. W systemie „net metering” możliwe było odprowadzenie do systemu elektroenergetycznego nadwyżki wyprodukowanej energii i odebranie jej w czasie zwiększonego zapotrzebowania w ilości 70 lub 80% w zależności od wielkości instalacji PV (system opustów). We wprowadzanym systemie „net billing” prosument będzie sprzedawał nadwyżki wyprodukowanej energii po średniej cenie z rynku hurtowego, a zakup energii będzie odbywał się na zasadzie takich jak dla

innych konsumentów. Środki ze sprzedaży nadwyżek energii będą znajdowały się w depozycie u dostawcy energii elektrycznej przez okres 12 miesięcy i z nich będą opłacane należności wobec dostawcy. Niewykorzystane środki będą wypłacane prosumentom, jednakże ograniczono wysokość wypłacanej kwoty do 20% wartości prądu wprowadzonego do sieci w danym miesiącu. Ma to na celu ograniczanie działań związanych z przewymiarowaniem instalacji fotowoltaicznych. Założenia tego systemu rozliczania prosumentów składają się do zwiększania stopnia autokonsumpcji wyprodukowanej w domowej instalacji fotowoltaicznej energii w gospodarstwie domowym bez konieczności oddawania energii do sieci elektroenergetycznej. Stopień autokonsumpcji można zwiększyć poprzez zastosowanie magazynowania nadwyżek wyprodukowanej energii w magazynach energii elektrycznej oraz zastosowanie inteligentnej jej dystrybucji (tj. układów EMS – „Energy management system”) do poszczególnych odbiorców.

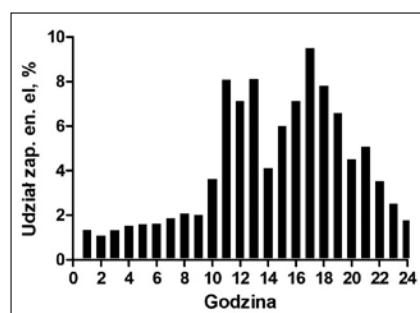
Obecnie na rynku dostępne są magazyny energii elektrycznej wykorzystujące różne rodzaje substancji chemicznych. Magazyny te cechują się różnymi właściwościami, takimi jak: gęstość energii (określająca całkowitą ilość energii, która może być magazynowana w jednostce masy lub objętości magazynu) lub cykl życia (określający liczbę cykli ładowania-rozładowania możliwych do przeprowadzenia przed znacznym spadkiem ogólnej wydajności magazynu). Kilka firm komercyjnych rozpoczęło wdrażanie akumulatorów domowych z przeznaczeniem do magazynowania energii z systemów fotowoltaicznych [7]. Przykładami takich rozwiązań mogą być akumulatory Tesla Powerwall i Powerwall II. Akumulatory Tesli są opracowane na bazie litu (tj. technologii LFP i NMC, które stanowią kompromis między kosztem, liczbą cykli, bezpieczeństwem i gęstością energii), podobnie jak większość ogniw innych producentów, w tym m.in. firm: Sonnen, LG Chem RESU, PylonTech US200B i Simpliphi PHI. Na rynku dostępne są też inne modele akumulatorów, które nie są opracowane na bazie litu. Zaliczyć do nich można produkty firm Nerada (wykonane w technologii Lead-Carbon) i BAE (wykonane w technologii Gel Lead-Acid).

Analiza pracy prosumenckiej instalacji fotowoltaicznej z magazynem energii elektrycznej

W pracy analizie poddano prosumencką instalację fotowoltaiczną zintegrowaną z magazynem energii elektrycznej

waną z magazynem energii elektrycznej oraz systemem inteligentnej dystrybucji energii do poszczególnych odbiorców. Jako reprezentatywną lokalizację instalacji PV wybrano Łódź, która znajduje się w III strefie klimatycznej, obejmującej swoim zasięgiem większość terytorium Polski. Analizy wykonano dla godzinowych danych meteorologicznych dla typowego roku meteorologicznego, do których należały godzinowa suma całkowitego natężenia promieniowania słonecznego docierającego na powierzchnię paneli fotowoltaicznych usytuowanych pod kątem 45° o orientacji południowej oraz średnia godzinowa temperatura termometru suchego [8].

Zapotrzebowanie gospodarstwa domowego na energię elektryczną założono na poziomie 7 kWh/dobę (2555 kWh/rok), co odpowiada średniemu zapotrzebowaniu dla 4-osobowego gospodarstwa domowego. Do analizy wykorzystano uśrednione dane rozkładu dziennych potrzeb energii elektrycznej przedstawione na rysunku 4. Rozkład ten został określony na podstawie danych pochodzących z rzeczywistego 4-osobowego gospodarstwa domowego.



Rys. 4. Rozkład dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną dla analizowanego gospodarstwa domowego

Fig. 4. Distribution of the daily demand for electricity for the analyzed household

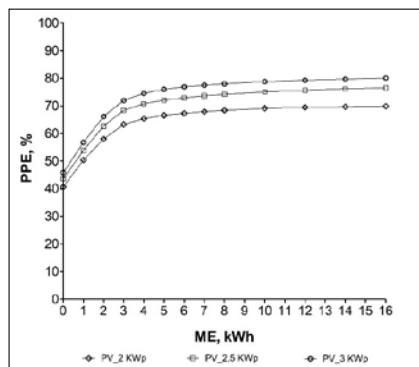
Analizie poddano instalację PV o mocach 2,0; 2,5 i 3,0 kWp, współpracującą z magazynem energii elektrycznej o pojemności czynnej od 0 do 16 kWh oraz systemem zarządzania energią (EMS), który miał za zadanie inteligentną dystrybucję energii pochodzącej z instalacji PV. Założono, że EMS w pierwszej kolejności będzie przekazywał wygenerowaną energię na pokrycie potrzeb własnych gospodarstwa domowego, a jej chwilową nadwyżkę kierował do magazynu energii elektrycznej. Gdy magazyn energii elektrycznej zostałby zapełniony to nadwyżka energii oddawana byłaby do sieci. W czasie gdy chwilowa generacja energii byłaby mniejsza niż chwilowe zapotrzebowanie to uzupełnienie tego

braku w pierwszej kolejności byłoby pokrywane z magazynu energii, a dopiero w przypadku braku energii zmagazynowanej uzupełnienie potrzeb pokrywane byłoby z sieci elektroenergetycznej.

Przyjęto również, że sprawność konwersji energii promieniowania słonecznego do energii elektrycznej w panelach fotowoltaicznych wynosi 20%. Dla tak przyjętych założeń roczna produkcja energii elektrycznej w analizowanej lokalizacji wyniosła 1015 kWh/kWp.

- Podstawowymi parametrami energetycznymi określanymi podczas analizowania pracy systemu były: stopień autokonsumpcji (SA), rozumiany jako ilość energii wykorzystanej na potrzeby własne gospodarstwa domowego do ilości energii uzyskanej z instalacji fotowoltaicznej,
- stopień pokrycia potrzeb energii elektrycznej (PPE), zdefiniowany jako ilość energii elektrycznej uzyskanej z PV, która jest wykorzystana na potrzeby gospodarstwa domowego, do całkowitych potrzeb energii elektrycznej tego obiektu.

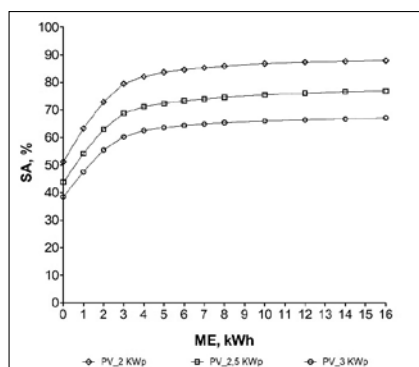
Wstępne analizy dotyczyły określenia wpływu pojemności czynnej magazynu energii elektrycznej na wartości stopnia autokonsumpcji (SA) oraz stopnia pokrycia potrzeb energii elektrycznej (PPE). Jak można zaobserwować na rys. 5, stopień pokrycia potrzeb energii elektrycznej wzrasta wraz ze wzrostem mocy instalacji PV i pojemności magazynu energii. Parametr ten zmienia się od ok. 41%, dla instalacji PV o mocy 2,0 kWp gdy nie ma magazynu energii elektrycznej do 80%, przy pojemności czynnej magazynu energii wynoszącej 16 kWh współpracującej z instalacją PV o mocy 3,0 kWp. Dla każdej wartości pojemności magazynu energii obserwowany jest wzrost stopnia pokrycia potrzeb elektrycznych wraz ze wzrostem mocy instalacji PV. Stopień autokonsumpcji (rys. 6) wzrasta odpowiednio od 38,5% dla instalacji o mocy 3,0 kWp. bez magazynu energii do 88% dla instalacji o mocy 2,0 kWp z magazynowaniem energii w akumulatorze o pojemności 16 kWh. Zaobserwować można, że stopień autokonsumpcji maleje wraz ze wzrostem mocy instalacji PV i rośnie wraz ze wzrostem pojemności magazynu energii. Najwyższą dynamikę przyrostu autokonsumpcji i pokrycia potrzeb energii elektrycznej można zaobserwować dla magazynów energii o pojemności do 4 kWh, czyli około 50% dziennego zapotrzebowania. Przy większej pojemności dynamika przyrostu tych wskaźników znacznie osłabia się.



Rys. 5.

Wzrost stopnia pokrycia potrzeb energii elektrycznej w funkcji pojemności czynnej magazynu energii oraz mocy instalacji fotowoltaicznej

Fig. 5. Increase in the degree of coverage of electricity needs as a function of the active capacity of the energy storage and the power of the photovoltaic installation



Rys. 6.

Wzrost stopnia autokonsumpcji w funkcji pojemności czynnej magazynu energii oraz mocy instalacji fotowoltaicznej

Fig. 6. Increase in the degree of self-consumption as a function of the active capacity of the energy storage and the power of the photovoltaic installation

Analiza opłacalności

Przeprowadzone analizy energetyczne konfiguracji instalacji fotowoltaicznej z magazynami energii elektrycznej o różnej pojemności posłużyły do przeprowadzenia analizy opłacalności inwestycji. Analizy ekonomiczne wykonano dla wariantu konfiguracji w oparciu o uzyskane wyniki stopnia autokonsumpcji i pokrycia potrzeb własnych energii elektrycznej.

W celu wykonania analizy ekonomicznej przyjęto następujące założenia:

Nakłady inwestycyjne:

- instalacja PV – 6 500 zł/kWp,
- magazyn energii elektrycznej – 2 800 zł/kWh + 6 000 zł,
- system zarządzania energią generowaną w instalacji PV – 4 000 zł/kWh.

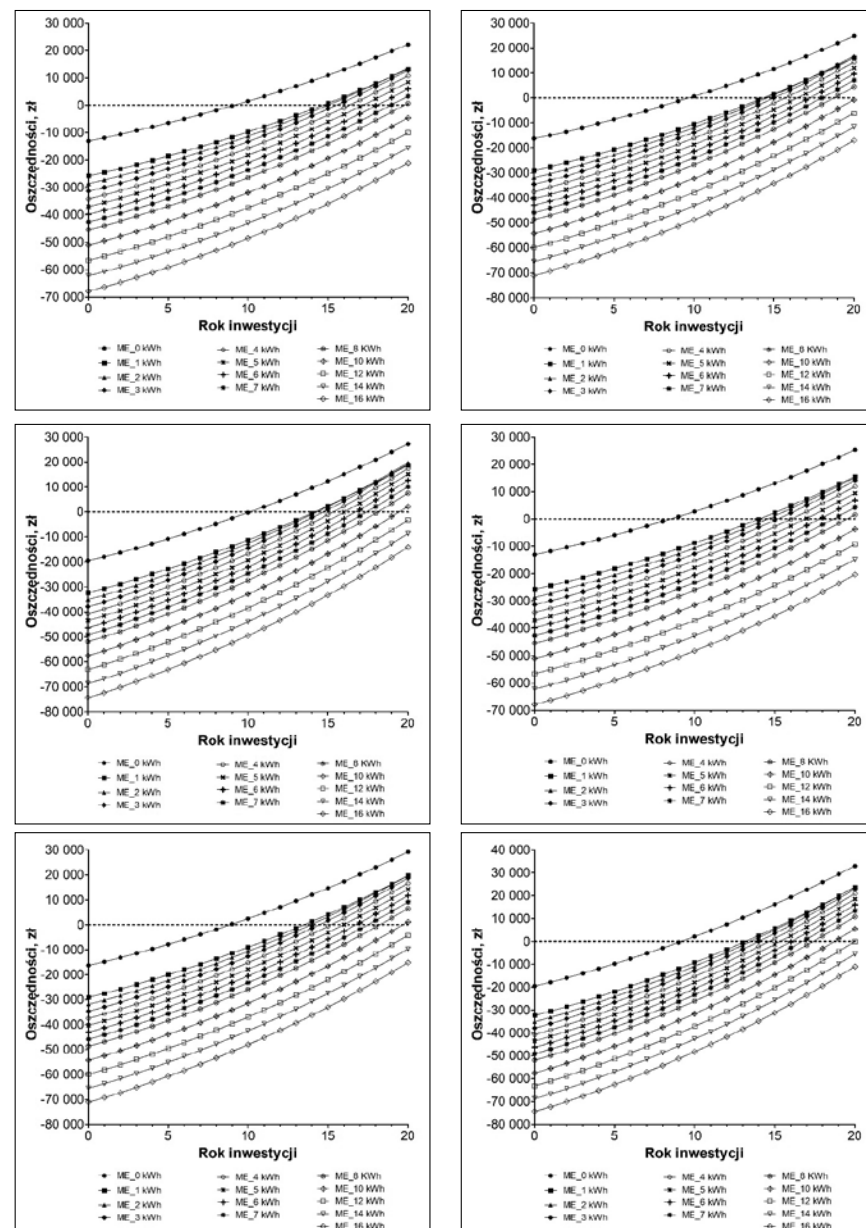
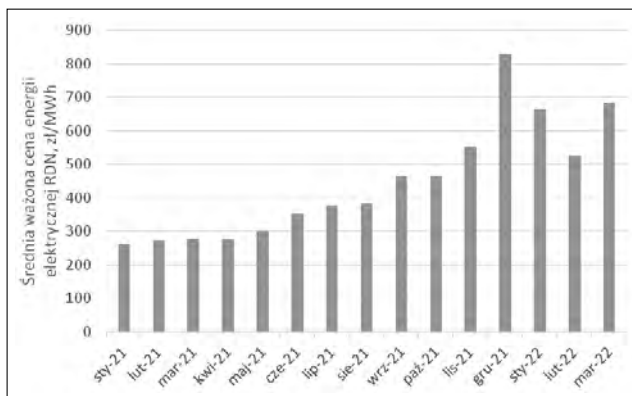
Ceny nośników energii elektrycznej przyjęto dla roku bazowego na poziomie wynoszącym:

- energia elektryczna – zakup – 800 zł/MWh,

Rys. 7.

Średnia ważona wolumenem obrotu cena Rynku Dnia Następnego. Opracowanie własne na podstawie [9]

Fig. 7. Weighted average price of electricity on the Polish Power Exchange. Own study based on [9]



Rys. 8.

Zwrot kosztów inwestycji w instalację fotowoltaiczną z magazynowaniem energii elektrycznej bez uwzględnienia ulgi termomodernizacyjnej i dofinansowania z programu „Mój prąd” (moc PV – 2,0 kWp, cena sprzedaży energii (CS) – 300 zł/MWh – lewy górny; 2,5 kWp, 300 zł/MWh – prawy górny; 3,0 kWp, 300 zł/MWh – lewy środkowy; 2,0 kWp, 400 zł/MWh – prawy środkowy; 2,5 kWp, 400 zł/MWh – lewy dolny; 3,0 kWp, 400 zł/MWh – prawy dolny)

Fig. 8. Return of investment costs for a photovoltaic installation with electricity storage without taking into account the thermo-modernization relief and co-financing from the “Mój prąd” program (PV power – 2.0 kWp, energy selling price (CS) – PLN 300 / MWh – top left; 2.5 kWp, 300 PLN / MWh – upper right; 3.0 kWp, 300 PLN / MWh – left middle; 2.0 kWp, 400 PLN / MWh – right middle; 2.5 kWp, 400 PLN / MWh – left bottom; 3.0 kWp, 400 PLN / MWh – bottom right)

- energia elektryczna – sprzedaż – 300 oraz 400 zł/MWh (średnia cena w 2021 r. wyniosła 401 zł/MWh. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej Rynku Dnia Następnego przedstawiono na rys. 7).

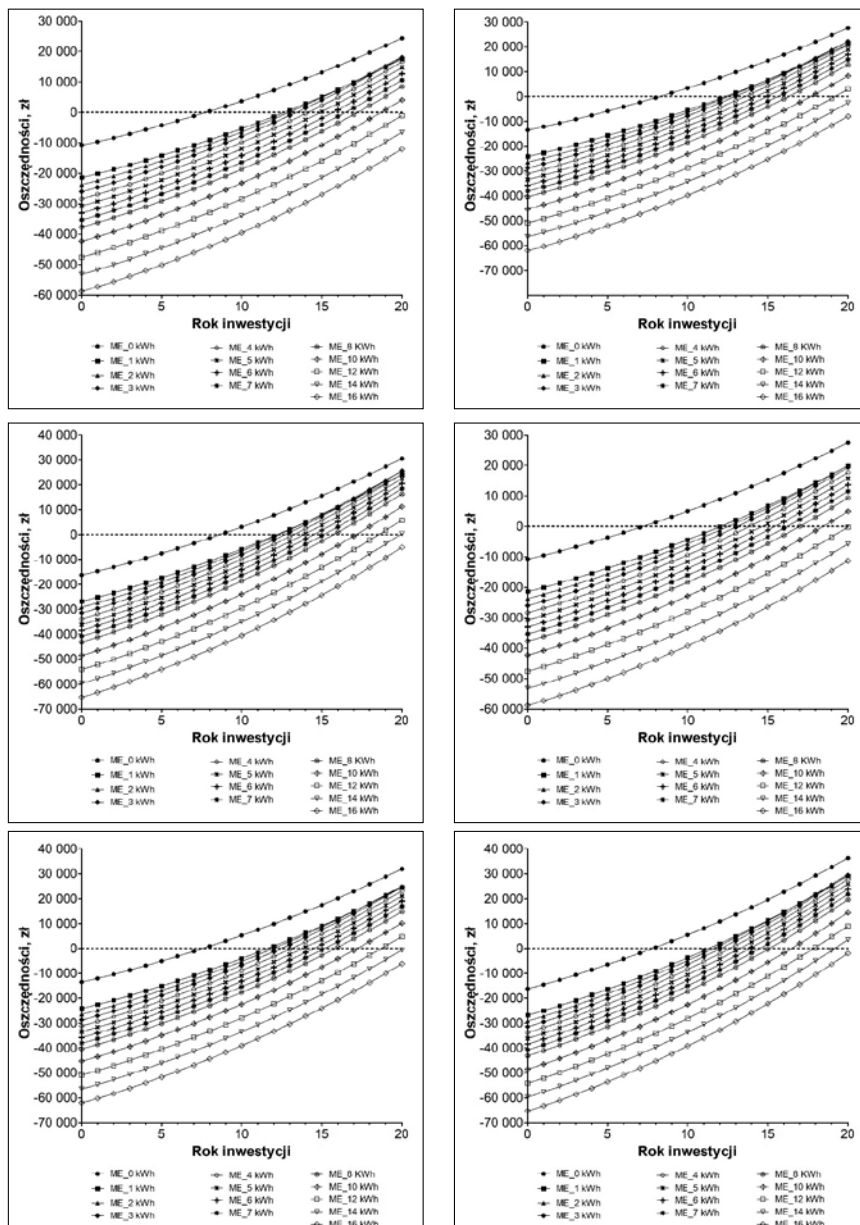
W analizach uwzględniono roczny wzrost cen nośników energii wynoszący: 10% w 1 roku, 7,5% w 2 roku oraz 3,5% w latach kolejnych.

Analizę opłacalności inwestycji wykonano w 3 wariantach:

- bez uwzględnienia ulgi termomodernizacyjnej oraz dofinansowania z programu „Mój prąd”,
- z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej dla pierwszego progu podatkowego, lecz bez uwzględnienia dofinansowania z programu „Mój prąd”,
- z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej dla pierwszego progu podatkowego oraz dofinansowania z programu „Mój prąd” w kwotach:
 - do mikroinstalacji PV – 4 000 zł,
 - do mikroinstalacji PV, gdy jest ona połączona z systemem magazynowania energii – 5 000 zł,
 - do magazynu energii elektrycznej – 7 500 zł, nie więcej niż 50% wartości inwestycji,
 - do systemu zarządzania energią – 2 000 zł.

Na rysunkach 8-10 przedstawiono wyniki analizy finansowej opłacalności inwestycji w instalację fotowoltaiczną z magazynem energii i systemem inteligentnej dystrybucji energii. W analizach założono, że cała energia oddana do sieci podlegała sprzedaży. Jak można zauważyć na rys. 8, czas zwrotu instalacji fotowoltaicznej w przypadku braku korzystania z ulgi termomodernizacyjnej i dofinansowania z programu „Mój prąd” waha się od 8,5-10 lat w zależności od mocy instalacji i wydłuża się wraz ze zwiększaniem mocy instalacji. Wzrost ceny sprzedaży energii z 300 do 400 zł/MWh powoduje skrócenie czasu zwrotu inwestycji o około pół roku. Zastosowanie magazynu energii znacznie wydłuża czas zwrotu inwestycji ze względu na duże koszty inwestycyjne. Dla przyjętych kryteriów czas ten wynosił co najmniej 13,5 roku. Czas ten wydłuża się wraz ze zwiększaniem pojemności czynnej magazynu energii.

Skorzystanie z ulgi termomodernizacyjnej (rys. 9) pozwala na zmniejszenie kosztów inwestycyjnych, przy zachowaniu tych samych parametrów energetycznych instalacji, co powoduje skrócenie czasu zwrotu zainwestowanego kapitału. Czas zwrotu instalacji PV skraca się do 7-9 lat, a z magazynem energii czas zwrotu



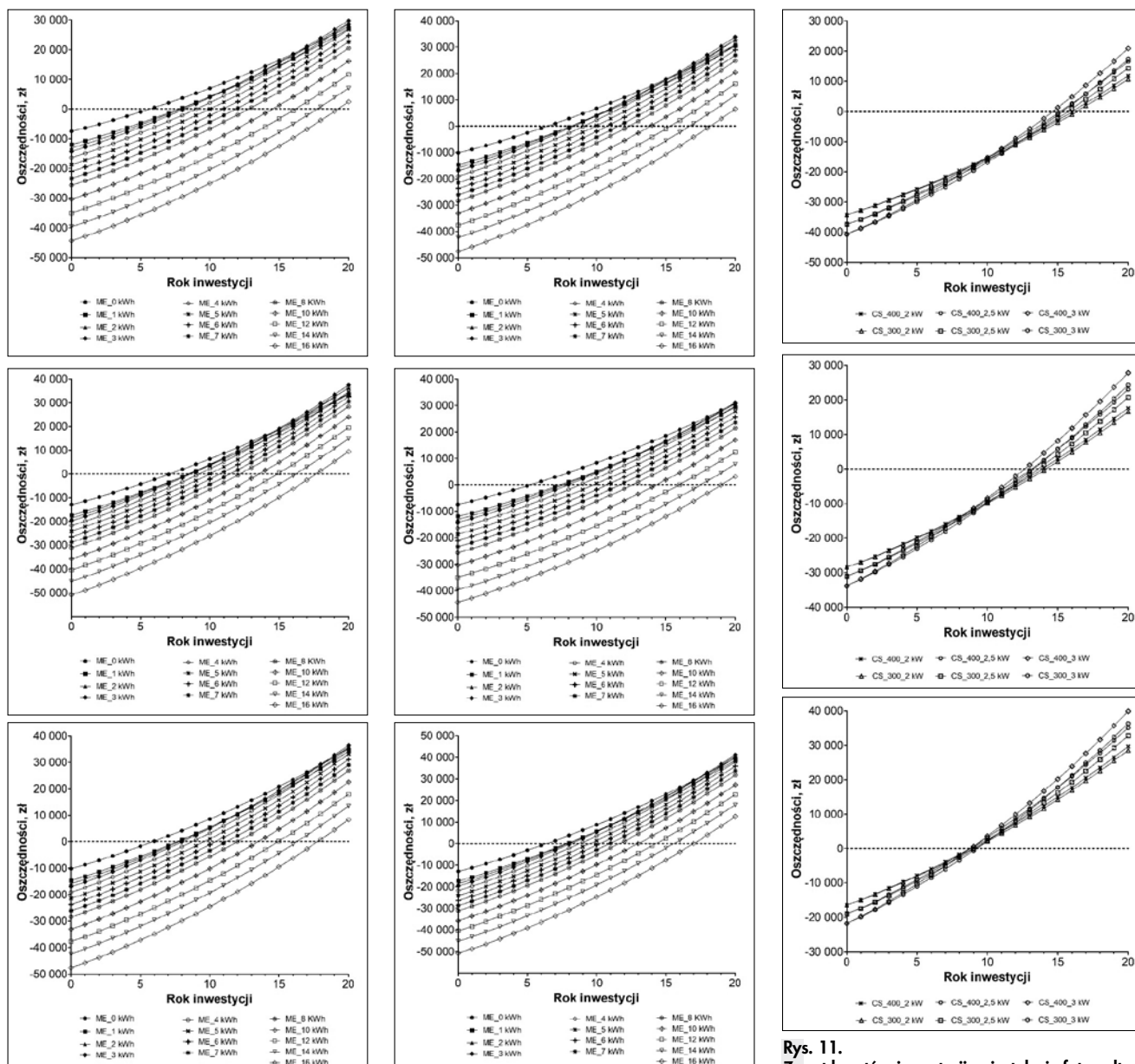
Rys. 9. Zwrot kosztów inwestycji w instalację fotowoltaiczną z magazynowaniem energii elektrycznej z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej oraz bez dofinansowania z programu „Mój prąd” (moc PV – 2,0 kWp, cena sprzedaży energii (CS) – 300 zł/MWh – lewy górny; 2,5 kWp, 300 zł/MWh – prawy górny; 3,0 kWp, 300 zł/MWh – lewy środkowy; 2,0 kWp, 400 zł/MWh – prawy środkowy; 2,5 kWp, 400 zł/MWh – lewy dolny; 3,0 kWp, 400 zł/MWh – prawy dolny)

Fig. 9. Return of investment costs for a photovoltaic installation with electricity storage, taking into account the thermomodernization relief and without co-financing from the „Mój Prąd” program (PV power – 2.0 kWp, energy sales price (CS) – PLN 300 / MWh – top left; 2.5 kWp, 300 PLN / MWh – upper right; 3.0 kWp, 300 PLN / MWh – left middle; 2.0 kWp, 400 PLN / MWh – right middle; 2.5 kWp, 400 PLN / MWh – bottom left; 3.0 kWp, 400 PLN / MWh – bottom right)

wynosi od 11,5 roku. Dodatkowe wykorzystanie dofinansowania z programu „Mój prąd” (rys. 10) jeszcze bardziej skraca czas zwrotu inwestycji. Jest to szczególnie widoczne w przypadku zastosowania magazynów energii elektrycznej, do których dofinansowanie w większym stopniu pokrywa koszt inwestycyjny. Dla przyjętych założeń inwestycja w PV z magazynowaniem energii w 1 kWh akumulatorze zwróciłaby się po około 7,5 roku.

Jak można zauważyć na wykresach 8-10 krzywe zwrotu z inwestycji nie są

krzywymi równoległymi. Wynika to z faktu, że dynamika przyrostu stopnia autokonsumpcji w wyniku zastosowania magazynów energii maleje wraz ze wzrostem pojemności magazynu. Powoduje to, że najbardziej optymalna pojemność czynna magazynu energii, dla tak przyjętych założeń, wynosi 3-4 kWh. Wyniki opłacalności inwestycji w instalację fotowoltaiczną z zastosowaniem magazynu energii elektrycznej o pojemności 4 kWh przedstawiono na rysunku 11. Jak można zauważyć skorzystanie z pełnych możliwości dofinansowania



Rys. 10.

Zwrot kosztów inwestycji w instalację fotowoltaiczną z magazynowaniem energii elektrycznej z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej oraz dofinansowania z programu „Mój prąd” (moc PV – 2,0 kWp, cena sprzedaży energii (CS) – 300 zł/MWh – lewy górny; 2,5 kWp, 300 zł/MWh – prawy górny; 3,0 kWp, 300 zł/MWh – lewy środkowy; 2,0 kWp, 400 zł/MWh – prawy środkowy; 2,5 kWp, 400 zł/MWh – lewy dolny; 3,0 kWp, 400 zł/MWh – prawy dolny)

Fig. 10. Return of investment costs for a photovoltaic installation with electricity storage, taking into account the thermomodernization relief and co-financing from the „Mój Prąd” program (PV power – 2.0 kWp, energy selling price (CS) – PLN 300 / MWh – top left; 2.5 kWp, 300 PLN / MWh – upper right; 3.0 kWp, 300 PLN / MWh – left middle; 2.0 kWp, 400 PLN / MWh – right middle; 2.5 kWp, 400 PLN / MWh – left bottom; 3.0 kWp, 400 PLN / MWh – bottom right)

z programu „Mój prąd” i ulgi termomodernizacyjnej (dolny wykres) pozwala na skrócenie czasu zwrotu inwestycji do 9 lat z około 14,5 roku bez ich uwzględnienia.

Podsumowanie i wnioski

W ostatnich latach obserwowany był w Polsce bardzo dynamiczny rozwój prosumenckiej energetyki słonecznej. Przyczyniły się do tego rosnące ceny energii elektrycznej, zmniejszające się koszty instalacji fotowoltaicznych, zwiększanie świadomości

konsumentów, a także, przede wszystkim, mechanizmy wsparcia takich inwestycji w postaci ulg i dofinansowań. Ze względu na rozliczanie prosumentów według systemu net metering, gospodarstwa domowe miały możliwość generowania energii elektrycznej w okresach największego nastożecznienia, oddawanie jej do sieci elektroenergetycznej, która stanowiła sezonowy magazyn energii dla prosumenta, i jej odbiór w okresach zwiększonego zapotrzebowania. Przekładało się to na znaczne przewymiarowanie instalacji fotowoltaicz-

Rys. 11.

Zwrot kosztów inwestycji w instalację fotowoltaiczną z magazynowaniem energii elektrycznej o pojemności czynnej 4 kWh, z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej oraz dofinansowania z programu „Mój prąd” (bez uwzględnienia ulgi termomodernizacyjnej oraz dofinansowania z programu „Mój prąd” – lewy górny; z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej oraz bez dofinansowania z programu „Mój prąd” – prawy górny; z uwzględnieniem ulgi termomodernizacyjnej i dofinansowania z programu „Mój prąd” – dolny)

Fig. 11. Return of investment costs for a photovoltaic installation with electricity storage with a working capacity of 4 kWh, taking into account the thermomodernization relief and co-financing from the „Mój Prąd” program (without taking into account the thermomodernization relief and co-financing from the „Mój Prąd” program – top left; taking into account the thermomodernization relief and without co-financing from the „Mój Prąd” program – upper right; taking into account the thermo-modernization relief and co-financing from the „Mój Prąd” program – bottom)

nych co w okresach letnich, powoduje znaczne obciążenie dla systemu elektroenergetycznego. Rozpoczęcie rozliczania

prosumentów według systemu net billing ma na celu przeciwdziałania przewymiarowaniu instalacji. Jednocześnie programy wsparcia w postaci dofinansowania z programu „Mój prąd” zachęcają do zwiększania stopnia autokonsumpcji wygenerowanej energii elektrycznej. Służyć temu mają dofinansowania do zastosowania magazynów energii elektrycznej oraz systemu zarządzania energią.

Przeprowadzone analizy pokazują, że inwestycja w instalację fotowoltaiczną połączoną z magazynowaniem energii elektrycznej oraz systemem inteligentnej dystrybucji wygenerowanej energii może być opłacalna dla prosumentów. Opłacalność ta jest w znacznym stopniu wspomagana korzystaniem z ulgi termomodernizacyjnej oraz dofinansowania z programu „Mój prąd”. Ważnym zagadnieniem jest właściwe dopasowanie mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności magazynu energii do zapotrzebowania na energię elektryczną gospodarstwa domowego. Dla przyjętych na potrzeby tej analizy założeń, z prze-

prowadzonych analiz wynika, że optymalna pojemność magazynu energii powinna wynosić około 50% dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną. Zwiększanie pojemności magazynu energii zwiększa roczny stopień autokonsumpcji, jednakże koszty inwestycji rosną dynamicznie.

Zasadniczym elementem wpływającym na opłacalność takiej inwestycji są koszty inwestycyjne oraz trudne do przewidzenia kształtowanie się cen zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w przyszłości.

Podziękowania

Zaprezentowana praca została sfinansowana przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach projektu pt. „Analiza dotycząca symulacji pracy instalacji prosumenckiej PV zintegrowanej z magazynami ciepła/chłodu oraz magazynami energii elektrycznej z uwzględnieniem zastosowania systemu zarządzania energią”, nr 2022/0119/NFK z dnia 31.01.2022 r.

WYKAZ LITERATURY

- [1] Kołodko Z., Pomorski M., Polska fotowoltaika w trendzie wzrostowym, *Energia i recykling*, 2020, nr 11, 25-27
- [2] Polityka energetyczna Polski do roku 2040 r.
- [3] Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny Agencji Rynku Energii S.A.
- [4] Rynek fotowoltaiki w Polsce 2021, Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej
- [5] Ulbrich R., Doświadczenia w zakresie użytkowania domowej instalacji fotowoltaicznej, *Instal*, 2019, nr 5, 19-22
- [6] Ulbrich R., Analiza pracy domowej mikro instalacji fotowoltaicznej po 2 latach eksploatacji, *Instal*, 2020, nr 5, 6-10. DOI 10.36119/15.2020.5.1
- [7] Akinyele, D., Belikov, J., & Levron, Y., Battery storage technologies for electrical applications: Impact in stand-alone photovoltaic systems. *Energies*, 10(11), 1760, 2017
- [8] Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków, <https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow>
- [9] Raporty miesięczne TGE, <https://www.tge.pl/dane-statystyczne>