

doi:10.15199/48.2022.10.03

Ocena opłacalności przyłączania mikroinstalacji OZE w budynku użyteczności publicznej w ujęciu technicznym i organizacyjnym

Streszczenie. W artykule przedstawiono wielowariantową koncepcję mikroinstalacji OZE na przykładzie budynku użyteczności publicznej. Analizy obejmują ocenę efektywności ekonomicznej różnych wariantów mikroinstalacji fotowoltaicznych bez zasobników energii oraz z magazynami w postaci akumulatorów litowo-jonowych. Wielowariantowość pozwoliła na porównanie ze sobą różnych metod umownej współpracy mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną.

Abstract. The article presents a multi-variant concept of renewable energy micro-installations on an example of public utility building. The analysis include checking the economic efficiency of variants of photovoltaic micro-installations without energy storage and with storage in the form of lithium-ion batteries. The multi-variant nature allowed for the comparison of various methods of contractual cooperation of micro-installations with the distribution network. (*Profitability assessment of connecting renewable energy micro-installations in a public utility building in technical and organizational terms*).

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii i magazynowanie energii, analiza ekonomiczna instalacji fotowoltaicznej, modele umowne współpracy źródła z siecią dystrybucyjną w Polsce, zasilanie budynku użyteczności publicznej.

Keywords: renewable energy sources and energy storage, economic analysis of a photovoltaic installation, contractual models of cooperation between the source and the distribution network in Poland, power supply for a public utility building.

Wstęp

Celem niniejszego artykułu jest przeprowadzenie oceny opłacalności przyłączania mikroinstalacji OZE w budynku użyteczności publicznej. Przeanalizowano aspekty techniczne, przede wszystkim w zakresie metod doboru mocy instalacji, a także organizacyjne, obejmujące porównanie dostępnych modeli umownych współpracy źródła z siecią dystrybucyjną. Przeprowadzono analizę ekonomiczną i na jej podstawie dokonano wyboru najlepszego wariantu.

Temat efektywności ekonomicznej hybrydowych instalacji OZE jest aktualnym problemem dla wielu odbiorców, niebędących gospodarstwami domowymi. Problem ten w szczególności dotyczy odbiorców końcowych o dużym zużyciu energii, w przypadku których cena zakupu energii jest indywidualnie negocjowana (np. z wykorzystaniem procedury udzielania zamówień publicznych) i dzięki temu niższa niż cena wynikająca ze standardowego cennika spółek obrotu. Przykładem takich odbiorców są budynki użyteczności publicznej, zarządzane przez jednostki samorządu terytorialnego. Pożądanym efektem przeprowadzonych badań jest wskazanie najlepszego rozwiązania prawnego i technicznego dla odbiorców tego typu tak, aby mogli się oni przyczynić do zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym uzyskaniu korzyści finansowych.

Opis fizycznych rodzajów współpracy instalacji OZE z siecią elektroenergetyczną

Instalacje OZE przyłączone do sieci elektroenergetycznej nazywane są instalacjami on – grid. W tego rodzaju systemach konieczne jest zastosowanie falownika, natomiast magazyn energii jest elementem opcjonalnym, który może zwiększyć autokonsumpcję produkowanej energii. W momentach, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną przewyższa ilość energii produkowanej, brakująca jej część pobierana jest z sieci [1].

Instalacje odnawialnych źródeł energii pracujące poza siecią nazywane są systemami off – grid. Mogą one składać się wyłącznie ze źródeł wytwórczych np. instalacji fotowoltaicznej lub mogą dodatkowo zawierać takie elementy jak magazyn energii, kontrolery ładowania oraz falownik w przypadku zasilania odbiorów na prąd przemienny. Jeżeli w mikrosieci pracującej w modelu off-grid wymaga się ciągłości zasilania, to magazyn energii

musi mieć odpowiednio dużą pojemność, aby był w stanie zmagazynować energię na okresy, w których instalacja OZE wytwarza mniej energii [1].

Chcąc uniknąć wprowadzania energii elektrycznej do sieci, właściciel może oczywiście fizycznie odseparować część lub całość swojej instalacji od sieci elektroenergetycznej (off – grid). Innym rozwiązaniem jest zastosowanie blokady wypływu energii do sieci. Blokada ta polega na ograniczaniu mocy falownika tak, aby w każdej chwili energia zużywana w obiekcie była równa lub większa od energii produkowanej (nigdy nie będą występowały nadwyżki energii). W przypadku zastosowania tego rodzaju blokady dalej możliwy jest pobór energii elektrycznej z sieci [2].

Opis modeli umownych współpracy instalacji OZE z siecią dystrybucyjną

Prosument energii odnawialnej został zdefiniowany w ustawie o OZE [3] jako odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie ze źródeł odnawialnych na własne potrzeby w mikroinstalacji. Rozliczanie energii na zasadach prosumenta gwarantuje możliwość odbioru części energii, która została przez nich oddana do sieci jako nadwyżka. W przypadku instalacji o mocy do 10 kW odebrać można 80% oddanej energii do sieci, natomiast dla instalacji o mocach powyżej 10 kW i maksymalnie do 50 kW, odebrać można bezpłatnie 70% energii. Temu rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci nie wcześniej niż 12 miesięcy przed dniem dokonania odczytu w bieżącym okresie rozliczeniowym. Umowa prosumencka to umowa kompleksowa. Sprzedawcą energii elektrycznej w przypadku takiej umowy jest sprzedawca z urzędu (zobowiązany) lub sprzedawca wybrany przez odbiorcę spośród przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną upoważnionych na mocy Generalnej Umowy Dystrybucyjnej dla usługi kompleksowej (GUD-k) do świadczenia usług kompleksowych na obszarze działania danego OSD. Umowa tego rodzaju może być wygodnym i opłacalnym rozwiązaniem dla gospodarstw domowych, jednak w przypadku odbiorów będącymi budynkami użyteczności publicznej, kupujących energię w postępowaniach przetargowych, rozwiązanie to bywa nieopłacalne. Powodem tego jest konieczność rozwiązania istniejących umów w przypadku chęci podpisania umowy prosumenckiej. Może się to wiązać ze zmianą ceny zakupu energii. W umowie kompleksowej bowiem sprzedaż energii

elektrycznej odbywa się co do zasady po cenach zawartych w cennikach spółek obrotu dla odpowiedniej grupy taryfowej.

Nowelizacja ustawy OZE z dnia 29 października 2021 r. zakłada wprowadzenie od 1 kwietnia 2022 roku nowych sposobów rozliczania prosumenckiego oraz likwidację obecnego systemu upustów. Zgodnie z nowelizacją wprowadzony zostanie prosument zbiorowy energii odnawialnej oraz prosument wirtualny. Prosument zbiorowy definiowany jest w ustawie jako odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną z OZE na własne potrzeby w mikro lub małej instalacji (małe instalacje to instalacje o mocach większych niż 50 kW, ale nie przekraczających 1 MW), do której jest bezpośrednio podłączony za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej wielolokalowy punkt poboru. Prosument wirtualny energii odnawialnej nie ma ograniczeń mocy instalacji OZE oraz jego instalacja nie musi być bezpośrednio połączona z wewnętrzną instalacją elektryczną budynku wielolokalowego. Te dwa nowe rodzaje prosumentów zakładają, że jedna instalacja OZE będzie produkowała energię dla wielu prosumentów, którzy zawarli umowę z właścicielem instalacji lub też sami są jej właścicielami. W takiej umowie określa się między innymi udział procentowy wytwarzanej energii przysługujący poszczególnym prosumentom. Przy czym moc przypadająca na danego odbiorcę końcowego nie może być większa od 50 kW oraz od jego mocy umownej [4].

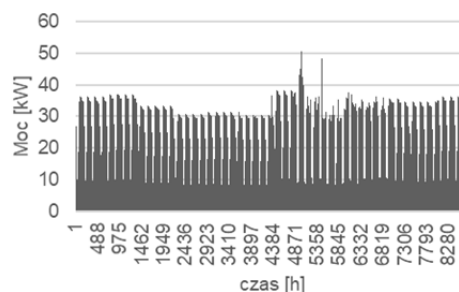
Obecnie każdy odbiorca końcowy zgodnie z obowiązującą w Polsce zasadą TPA (ang. Third Party Access) ma prawo korzystać z sieci należącej do lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w celu zakupu energii u dowolnego sprzedawcy, z którym ten operator ma podpisaną Generalną Umowę Dystrybucyjną GUD. Umowy podpisywane w tym trybie nie są umowami kompleksowymi lecz rozdzielonymi. Odbiorca podpisuje osobną umowę dystrybucyjną z OSD oraz osobną umowę sprzedaży ze spółką obrotu. W przypadku odbiorców końcowych, którzy chcą wprowadzać i sprzedawać energię do sieci np. mikrowytwórców, podpiswana jest trzecia umowa określająca warunki odsprzedaży energii elektrycznej spółce obrotu. Cena za zakup energii elektrycznej w przypadku tego rodzaju umów nie jest ceną określoną w taryfach. Cena ta może zostać ustalona w wyniku podpisania kontraktu bilateralnego (zawarty np. w oparciu o przeprowadzony przetarg) lub skorzystania z giełdy energii elektrycznej [5].

Jednym z mechanizmów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest tworzenie klastrów energii lub spółdzielni energetycznych. Klaster energii stanowi cywilnoprawne porozumienie, które obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i równoważenie zapotrzebowania w ramach sieci dystrybucyjnej, której napięcie znamionowe jest niższe niż 110 kV. Obszar klastra nie może być większy niż granice jednego powiatu lub pięciu gmin, a podmioty będące jego członkami mogą być podmioty prowadzące głównie działalność naukową w sposób samodzielny i ciągły oraz jednostki samorządu terytorialnego. Podmioty, które nie spełniają powyższych warunków ze względu na swój charakter działalności, mogą tworzyć spółdzielnie energetyczne, których celem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub termicznej za pomocą instalacji odnawialnych źródeł energii oraz równoważenie zapotrzebowania na energię na potrzeby własne spółdzielni oraz jej członków. Spółdzielnia energetyczna musi działać na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego. Sprzedawca zobowiązany dla danego OSD lub sprzedawca wybrany spośród tych spółek obrotu, które podpisały

umowę GUD- k, dokonuje rozliczenia ze spółdzielnią uwzględniając otrzymane od OSD godzinowe dane pomiarowe energii elektrycznej wprowadzanej i pobieranej przez wszystkich wytwórców i odbiorców należących do tej spółdzielni energetycznej. Rozliczenie odbywa się po uprzednim zbilansowaniu, które realizowane jest w sposób podobny jak dla prosumenta energii elektrycznej. Przy czym nadwyżki energii elektrycznej mogą zostać wykorzystane w przyszłości w pomniejszonej o 40% ilości, zaś bilansowanie dotyczy większej liczby odbiorców końcowych. Opłaty zmienne dystrybucyjne ponoszone są tylko z tytułu energii pobieranej przez spółdzielnię po zbilansowaniu. Ceny zakupu energii są równe stawkom taryfowym. Z tego powodu ceny te mogą różnić się dla poszczególnych odbiorców końcowych, wchodzących w skład danej spółdzielni. Ilość energii z nadwyżek oddanych do sieci, która zostaje przeznaczona jako upust dla danego obiektu jest obliczana proporcjonalnie od ilości pobranej energii przez ten obiekt [3]. Takie bilansowanie może być bardzo korzystne ze względu na możliwość zrealizowania instalacji OZE o większej mocy tam, gdzie istnieją odpowiednie warunki terenowe, gdyż nawet w przypadku niewielkiego zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne możliwe będzie bilansowanie innego obiektu swoimi nadwyżkami energii elektrycznej.

Wielowariantowy projekt koncepcyjny mikroinstalacji OZE dla przykładu budynku użyteczności publicznej

Dla analizowanego budynku użyteczności publicznej znajdującego się w Grodzisku Mazowieckim przy ul. Dalekiej 11a stworzono profil zapotrzebowania na moc elektryczną, zgodnie z którym roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi 129,24 MWh. Profil zapotrzebowania na moc został wykonany w oparciu o rzeczywiste dane pomiarowe pozyskane w trybie dostępu do informacji publicznej. Na rysunku 1 znajduje się graficzne przedstawienie tego profilu.



Rys.1. Profil mocy dla analizowanego budynku użyteczności publicznej

Chcąc przeanalizować efektywność ekonomiczną najbardziej popularnych rozwiązań stosowanych w Polsce i na świecie, skupiono się na instalacjach fotowoltaicznych. Wyboru tego rodzaju technologii dokonano na podstawie przeanalizowaniu możliwości wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej zaliczających się do odnawialnych źródeł energii takich jak instalacje PV [6], [7], turbos zespoły wiatrowe [8], [9], [10], [11], [12], elektrownie wodne [13], energia wytwarzana w wyniku spalania biopaliw [14], pompy ciepła [15] oraz kogeneracyjne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej [16]. Zdecydowano się również w analizach uwzględnić magazynowanie energii elektrycznej w akumulatorach litowo-jonowych uprzednio analizując takie technologie magazynowania jak mechaniczne magazynowanie energii w postaci energii potencjalnej lub kinetycznej [17], superkondensatory [17],

[18] oraz magazynowanie elektrochemiczne (elektrochemiczne przepływowe oraz stałe) [18], [19], [20].

Aby porównać różne modele umowy współpracy mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną zdecydowano się na zdefiniowanie i przeanalizowanie następujących wariantów:

1. Mikroinstalacja fotowoltaiczna, obiekt rozlicza się za pomocą umowy prosumenckiej,
 2. Mikroinstalacja fotowoltaiczna z magazynem energii w postaci akumulatora litowo-jonowego, obiekt rozlicza się za pomocą umowy prosumenckiej,
 3. Mikroinstalacja fotowoltaiczna, obiekt rozlicza się za pomocą umów rozdzielonych,
 4. Mikroinstalacja fotowoltaiczna z magazynem energii w postaci akumulatora litowo-jonowego, obiekt rozlicza się za pomocą umów rozdzielonych,
 5. Mikroinstalacja fotowoltaiczna z blokadą przepływu energii do sieci,
 6. Mikroinstalacja fotowoltaiczna z blokadą przepływu energii do sieci oraz magazynem energii w postaci akumulatora litowo-jonowego,
 7. Wariant uzupełniający – spółdzielnia energetyczna.
- W celu uproszczenia wariantu rozpatruje się tylko jednego odbiorcę końcowego (analizowany budynek użyteczności publicznej) oraz tylko jednego wytwórcę (instalacja fotowoltaiczna).

W celu doboru mocy instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności magazynu energii dla poszczególnych wariantów wyznaczono przy użyciu programu PV*SOL wartość energii elektrycznej, którą produkuje 1 kW instalacji fotowoltaicznej dla warunków klimatycznych odpowiadających warunkom występującym na terenie analizowanego budynku użyteczności publicznej. Roczna ilość energii elektrycznej produkowanej dla tego przypadku jest równa 1081,22 kWh (lokalizacja wybrana w PV*SOL to Warszawa, dane z 1991-2010, Meteororm 7.3 [21]).

Początkowo do doboru mocy instalacji dla wariantu rozliczania prosumenckiego wykorzystano algorytm bazujący na danych godzinowych zapotrzebowania na moc elektryczną [22]. Obliczono niedobory energii pobierane z sieci E_{nd} (1, 2) oraz nadwyżki energii oddawane do sieci E_{nad} (10, 11), a następnie wartość współczynnika opustu r_{reb} (3).

$$(1) \quad P_{nd,t} = \begin{cases} 0, P_{prod,t} - P_{zap,t} \geq 0 \\ P_{prod,t} - P_{zap,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} < 0 \end{cases}$$

$$(2) \quad E_{nd} = \int_{t=1}^T P_{nd,t} dt$$

$$(3) \quad r_{reb} = \frac{E_{nd}}{E_{nad}} \leq 0,7$$

gdzie: $P_{nd,t}$ – niedobór mocy w danej godzinie $P_{prod,t}$ – średnia godzinowa moc uzyskiwana z instalacji PV, $P_{zap,t}$ – średnia godzinowa moc zapotrzebowana.

Jednak dla analizowanego obiektu dla mocy instalacji PV mniejszej lub równej 50 kW nie jest możliwe spełnienie warunku, aby iloraz niedoborów energii E_{nd} do energii oddanej do sieci E_{nad} był mniejszy niż 0,7. Zgodnie ze stworzonym profilem mocy roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną dla analizowanego budynku wynosi 129,24 MWh. Roczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV o mocy 1 kW znajdującej się na terenie w pobliżu tego budynku wynosi 1081,22 kWh. Dane te otrzymano przy użyciu programu PV*SOL w postaci godzinowej. Z powodu rozpatrywania produkcji energii w tej postaci, energia produkowana w danej godzinie była równa co do wartości mocy generowanej w tej godzinie. Średnia moc godzinowa generowana przez instalację fotowoltaiczną P_{prod} rosła wprost proporcjonalnie wraz ze wzrostem mocy instalacji PV (4).

$$(4) \quad P_{prod,t} = P_{prod,1,t} * k$$

gdzie: $P_{prod,1,t}$ – moc generowana przez instalację PV o mocy 1 kW w danej godzinie k – współczynnik zwiększenia mocy (dla instalacji o mocy 50 kW, $k=50$).

W tabeli 1 znajdują się obliczone wartości współczynnika r_{reb} dla kilku wybranych mocy instalacji.

Tabela 1. Wartość współczynnika r_{reb} w zależności od mocy instalacji

Moc instalacji PV [kW]	E_{nd} [kWh/a]	E_{nad} [kWh/a]	r_{reb}
10	118260,2	1,2	102159,1
20	108154,2	707,4	152,9
30	99057,7	2423,0	40,9
40	91355,3	5532,8	16,5
50	85689,9	10679,6	8,0
146	66061,3	94847,9	0,7

Dla maksymalnej mocy mikroinstalacji, czyli 50 kW, współczynnik r_{reb} osiągnął wartość 8,0. Wymagana wartość tego współczynnika została osiągnięta dopiero dla instalacji PV o mocy 146 kW. Z tego powodu zdecydowano, że moce instalacji oraz pojemności magazynów dla poszczególnych wariantów będą dobierane na podstawie wskaźnika NPV.

Metoda NPV (ang. Net Present Value) jest dynamiczną metodą oceny efektywności ekonomicznej i polega na obliczaniu wartości netto przepływów pieniężnych z uwzględnieniem utraty wartości pieniądza w czasie, czyli z uwzględnieniem rachunku dyskontowania. Zaktualizowaną wartość netto oblicza się według wzoru (5).

$$(5) \quad NPV = \sum_{t=0}^n (CI_t - CO_t) \cdot (1+r)^{-t} = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t}$$

gdzie: NCF_t – przepływ pieniężny netto w danym roku t , n – liczba lat, dla których przeprowadzana jest analiza, dla tej analizy przyjęto $n=25$, CI_t – wpływy pieniężne dla danego roku t , CO_t – Wydatki dla danego roku t , r – stała stopa dyskontowa, której wartość została przyjęta jako 7%.

Założenia analizy ekonomicznej

W celu dobrania mocy instalacji na podstawie obliczanej efektywności ekonomicznej metodą NPV przyjmuje się następujące założenia:

- Wpływy pieniężne dla wariantów instalacji PV 1, 2, 5, 6 i 7 będą równe kosztom unikniętym, a dla wariantów 3 i 4 będą równe sumie kosztów unikniętych oraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej P_s . Koszty uniknięte równe są modułowi rocznych przepływów netto dla wariantu bazowego „0”, w którym nie przewiduje się budowy instalacji fotowoltaicznej. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej obliczane są zgodnie ze wzorem (6);

$$(6) \quad P_s = S_s * E_{nad}$$

gdzie: S_s – cena za sprzedaż energii elektrycznej, E_{nad} – roczna ilość energii oddanej do sieci

- Dla wszystkich wariantów roczne wydatki będą równe sumie kosztów zakupu energii (7) oraz opłat za dystrybucję (8).

$$(7) \quad O_{AC} = S_A * E_{pob}$$

$$(8) \quad O_{UD} = S_{SVn} * P_u + S_{op} * P_u + S_{ZV} * E_{pob} + S_{OSJ} * E_{pob} + S_{OA} * l + S_{OZE} * E_{pob} + S_{moc} * E_{pob7-22} + S_{SVn} * \sum_{n=1}^{10} (P_{pon,i} - P_u)$$

gdzie: S_{SVn} – składnik stały stawki sieciowej, P_u – moc umowna, S_{op} – stawka opłaty przejściowej, S_{ZV} – składnik zmienny stawki sieciowej, S_{OSJ} – stawka jakościowa, E_{pob} – roczna ilość energii pobranej z sieci, S_{OA} – opłata abonamentowa, l – liczba rozliczeń w ciągu roku, dla tej analizy przyjęto liczbę rozliczeń jako 12, S_{OZE} – składnik

aktualnie dostępna wolna pojemność w magazynie jest mniejsza niż suma pojemności magazynu C i niezbilansowanej mocy D (należy pamiętać, że D w tym przypadku ma wartość ujemną). Jeżeli ten warunek zostanie spełniony to możliwe jest pobranie całości brakującej mocy D z magazynu. Jeżeli nie, to B przyjmuje wartość C, co oznacza całkowite rozładowanie magazynu. Jeżeli moduł mocy D był większy niż moc P, to z magazynu pobrana zostanie moc P lub magazyn zostanie całkowicie rozładowany (w zależności od tego czy spełniony jest warunek $B \leq C - P \cdot 1 \text{ h}$).

Jeżeli D jest większy od 0, to oznacza, że generowana moc przez instalację PV jest wyższa niż zapotrzebowanie na moc. W takiej sytuacji będą występować nadwyżki, które będą magazynowane z mocą D (jeżeli D jest mniejsze lub równe P) lub z mocą P (jeżeli D będzie większe od P). Jeżeli aktualnie dostępna pojemność jest większa niż moc, z którą magazyn będzie rozładowywany (D lub P), to w danej godzinie zmagazynowana zostanie całość nadwyżek. Natomiast, jeśli B będzie mniejsze niż D lub P, to B przyjmie wartość 0 (czyli magazyn zostanie całkowicie naładowany).

Jeżeli D równe jest 0 to B nie zmienia się, ponieważ w takim przypadku nie występują ani niedobory, ani nadwyżki mocy.

Zakłada się, że w pierwszej kolejności energia zużywana jest na potrzeby własne obiektu, następnie magazynowana jest w akumulatorze litowo-jonowym. Dla przypadku 2 i 4, jeżeli po zmagazynowaniu energii nadal występują nadwyżki energii, to są one oddawane do sieci. Dla wariantu 6 po zmagazynowaniu nie występują żadne nadwyżki oddawane do sieci, czego gwarantem jest zastosowanie regulatora przepływu energii.

Aby możliwe było obliczenie wpływów dla każdego z analizowanych wariantów konieczne jest najpierw określenie rocznych przepływów netto dla wariantu 0 czyli sytuacji, w której brak jest instalacji OZE, a całość potrzebnej energii elektrycznej jest kupowana od sprzedawcy za 280 zł/MWh. Dla takiego wariantu przeprowadzono analizę efektywności ekonomicznej metodą NPV.

Zgodnie z przeprowadzonymi obliczeniami uwzględniającymi koszty związane z zakupem energii elektrycznej oraz opłatami dystrybucyjnymi, NPV dla wariantu 0 (brak instalacji OZE) dla 1 roku funkcjonowania obiektu, wynosi -72954,70 zł. Koszty uniknięte dla wariantów 1 - 7 będą zatem równe 72954,70 zł.

Dobór mocy instalacji dla wariantu 1

W celu uzyskania produkcji energii dla instalacji PV w wariantcie 1 mnożono wartości godzinowej produkcji dla instalacji 1 kW przez nową moc instalacji. Obliczono energię oddaną do sieci oraz energię zużyta od razu na potrzeby obiektu.

(10)

$$P_{nad,t} = \begin{cases} 0, & P_{prod,t} - P_{zap,t} \leq 0 \\ P_{prod,t} - P_{zap,t}, & P_{prod,t} - P_{zap,t} > 0 \end{cases}$$

(11)

$$E_{nad} = \int_{t=1}^T P_{nad,t} dt$$

(12)

$$P_{auto,t} = \begin{cases} P_{prod,t}, & P_{prod,t} - P_{zap,t} \leq 0 \\ P_{zap,t}, & P_{prod,t} - P_{zap,t} > 0 \end{cases}$$

(13)

$$E_{auto} = \int_{t=1}^T P_{auto,t} dt$$

gdzie: $P_{nad,t}$ – nadwyżka mocy godzinowa, $P_{prod,t}$ – godzinowa moc uzyskiwana z instalacji PV, $P_{zap,t}$ – średnia godzinowa moc zapotrzebowana, E_{nad} – energia nadwyżkowa oddana do sieci, P_{auto} – moc zużyta na pokrycie zapotrzebowania, E_{auto} – energia zużyta na pokrycie zapotrzebowania.

Następnie obliczono energię możliwą do odzyskania na warunkach prosumenckich.

$$(14) \quad E_{prosument} = 0,7 \cdot E_{nad}$$

gdzie: $E_{prosument}$ – energia, którą można odebrać bezpłatnie z sieci.

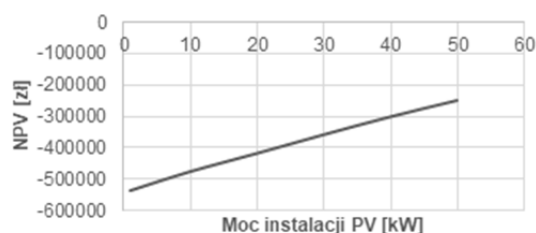
Następnie obliczono ilość energii elektrycznej pobranej z sieci.

$$(15) \quad E_{pob} = E_{zap} - E_{auto} - E_{prosument}$$

gdzie: E_{zap} – zapotrzebowanie na energię elektryczną dla analizowanego obiektu.

Analizę ekonomiczną dla tego wariantu oraz pozostałych sześciu wariantów przeprowadzono zgodnie z wcześniej przedstawionymi założeniami.

Na rysunku 3 znajduje się wykres wartości NPV po 25 latach w zależności od mocy instalacji.



Rys.3. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 1

NPV obliczano przy założeniu, że roczne koszty ponoszone dla wariantu 0 to koszty uniknięte dla pozostałych wariantów. Dla instalacji PV o mocy 0 kW NPV po 25 latach funkcjonowania wyniesie -529175,50 zł. Wartość ta wynika z tego, że cena zakupu energii zmieniała się z 280 zł/MWh na 645 zł/MWh, a nie przyniosło to żadnych korzyści w postaci zmniejszenia zużycia energii elektrycznej. Wartość NPV rośnie wraz ze wzrostem mocy instalacji PV. Z tego powodu moc instalacji dla wariantu 1 zostanie dobrana jako maksymalna możliwa moc mikroinstalacji, czyli 50 kW.

Dobór mocy instalacji oraz pojemności magazynów dla wariantu 2

W wariantcie 2 wartość NPV malała wraz ze wzrostem pojemności magazynu energii. Jednak z powodu chęci przeanalizowania tego przypadku nie zdecydowano się na eliminację tego wariantu i przyjęto pojemność magazynu 9,6 kWh. Pojemność ta została dobrana na podstawie analizy rynku dostępnych rozwiązań technicznych. Ze względu na deklarowaną przez producenta 100% głębokość rozładowania (ang. Depth of Discharge) oraz dużą elastyczność konfiguracyjną co do liczby jednostek magazynujących (3-8 modułów, gdzie każdy moduł ma pojemność 3,2 kWh), zdecydowano się na wybranie zasobników energii SUNGROW z serii SBR. Wybrano magazyn o najmniejszej dostępnej pojemności 9,6 kWh ze względu na to, że większa pojemność magazynu powodowała zwiększenie nakładów inwestycyjnych, czego efektem była mniejsza wartość NPV dla tego wariantu. Magazynowanie przebiegało zgodnie z algorytmem przedstawionym na rysunku 2. Z uzyskanej w ten sposób aktualnej dostępnej pojemności magazynu obliczono pobór energii z sieci.

$$(16) \quad P_{auto,t} = \begin{cases} P_{prod,t}, & P_{prod,t} - P_{zap,t} \leq 0 \\ P_{zap,t}, & P_{prod,t} - P_{zap,t} > 0 \end{cases}$$

$$(17) \quad E_{auto} = \int_{t=1}^T P_{auto,t} dt$$

$$(18) \quad P_{pobm,t} = \begin{cases} 0, B_t - B_{t-1} \leq 0 \\ B_t - B_{t-1}, B_t - B_{t-1} > 0 \end{cases}$$

$$(19) \quad E_{pobm} = \int_{t=1}^T P_{pobm,t} dt$$

$$(20) \quad P_{oddm,t} = \begin{cases} 0, B_{t-1} - B_t \leq 0 \\ B_{t-1} - B_t, B_{t-1} - B_t > 0 \end{cases}$$

$$(21) \quad E_{oddm} = \int_{t=1}^T P_{oddm,t} dt$$

$$(22) \quad P_{nad,t} = \begin{cases} 0, P_{prod,t} - P_{zap,t} - P_{oddm,t} \leq 0 \\ P_{prod,t} - P_{zap,t} - P_{oddm,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} - P_{oddm,t} > 0 \end{cases}$$

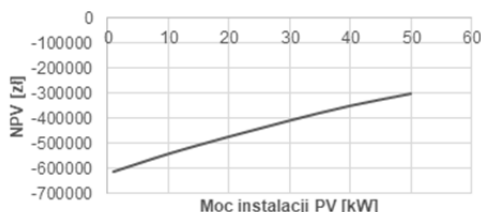
$$(23) \quad E_{nad} = \int_{t=1}^T P_{nad,t} dt$$

$$(24) \quad E_{prosument} = 0,7 * E_{nad}$$

$$(25) \quad E_{pob} = E_{zap} - E_{auto} - E_{pobm} - E_{prosument}$$

gdzie: B_t – dostępna pojemność magazynu w danej godzinie, B_{t-1} – dostępna pojemność magazynu w godzinie poprzedniej, $P_{nad,t}$ – nadwyżka energii godzinowa, $P_{prod,t}$ – godzinowa moc uzyskiwana z instalacji PV, $P_{zap,t}$ – średnia godzinowa moc zapotrzebowana, E_{nad} – energia nadwyżkowa oddana do sieci, E_{auto} – moc zużyta na pokrycie zapotrzebowania, E_{pobm} – moc pobrana z magazynu, E_{pob} – energia pobrana z magazynu, P_{oddm} – moc ładowania magazynu, E_{oddm} – energia zmagazynowana.

Moc instalacji, podobnie jak dla wariantu 1, powoduje zwiększenie wartości NPV, co widoczne jest na rysunku 4. Uwzględniono moc magazynu, która równa jest 5,76 kW i dobrano maksymalną moc mikroinstalacji dla tego przypadku 44,24 kW.

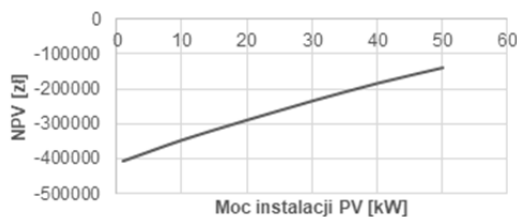


Rys.4. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 2

Dobór mocy instalacji dla wariantu 3

W celu obliczenia energii oddanej do sieci, która zostanie sprzedana oraz energii pobranej z sieci, która zostanie zakupiona, posłużono się wzorami jak dla wariantu 1. Jediną różnicą było nieobliczanie energii możliwej do odebrania w ramach umowy prosumenckiej i nieodliczanie jej od energii pobranej.

$$(26) \quad E_{pob} = E_{zap} - E_{auto}$$



Rys.5. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 3

Rysunek 5 przedstawia taką samą zależność jak we wcześniejszych wariantach. W związku z tym dobrano moc

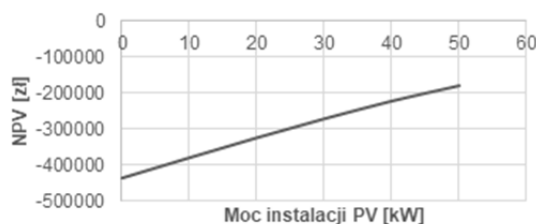
maksymalną instalacji równą 50 kW.

Dobór mocy instalacji oraz pojemności magazynów dla wariantu 4

W tym wariantcie podobnie jak w wariantcie 2 zwiększanie pojemności magazynu powodowało spadek NPV. Jednak mimo to zdecydowano się dobrać magazyn, aby móc przeanalizować ten przypadek. Dobrana pojemność magazynu wynosi 9,6 kWh. Analizę ekonomiczną dla wariantu 4, w oparciu o którą dobrana zostanie moc instalacji PV, przeprowadzono podobnie jak w wariantcie 2. Jednak w tym przypadku energia oddana do sieci nie jest mnożona przez współczynnik 0,7 ponieważ jest ona sprzedawana. W związku z tym energia pobrana obliczono zgodnie ze wzorem (27).

$$(27) \quad E_{pob} = E_{zap} - E_{auto} - E_{pobm}$$

Na podstawie rysunku 6 została dobrana moc instalacji PV na 50 kW.



Rys.6. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 4

Dobór mocy instalacji dla wariantu 5

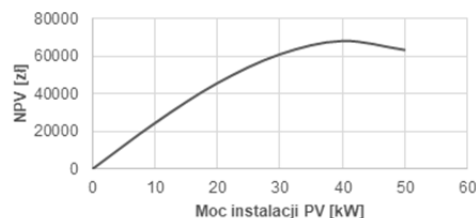
Dla wariantu 5, czyli wariantu z blokadą oddawania energii do sieci oraz przy założeniu braku zmiany ceny zakupu energii w stosunku do wariantu 0. Wykorzystano wzory (28), (29) i (30). Cena za zakup energii nie zmienia się dla tego wariantu, ponieważ energia elektryczna nie będzie wyprowadzana do sieci (nadwyżki nie będą występować).

$$(28) \quad P_{auto,t} = \begin{cases} P_{prod,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} \leq 0 \\ P_{zap,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} > 0 \end{cases}$$

$$(29) \quad E_{auto} = \int_{t=1}^T P_{auto,t} dt$$

$$(30) \quad E_{pob} = E_{zap} - E_{auto}$$

Na rysunku 7 przedstawiono uzyskaną zależność NPV od mocy instalacji i na jej podstawie dobrano moc instalacji PV 40 kW.



Rys.7. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 5

Dla instalacji PV o mocy 0 kW (czyli braku instalacji) NPV po 25 latach wynosi 0 zł. Wynika to z faktu, że obliczane NPV w tym, jak i w każdym innym wariantcie jest NPV względnym (wpływy to koszty uniknięte równie modułowi wartości NPV dla jednego roku dla wariantu 0).

W tym wariantcie część energii elektrycznej jest tracona z powodu dopasowywania chwilowej mocy instalacji PV do chwilowego zapotrzebowania na moc obiektu. Ilość energii zmarnowanej dla dobranej instalacji o mocy 40 kW jest

równa nadwyżkom energii dla takiej samej instalacji niezawierającej w sobie elementu blokującego moc.

$$(31) \quad P_{nad,t} = \begin{cases} 0, P_{prod,t} - P_{zap,t} \leq 0 \\ P_{prod,t} - P_{zap,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} > 0 \end{cases}$$

$$(32) \quad E_{nad} = \int_{t=1}^T P_{nad,t} dt$$

Zgodnie z przeprowadzonymi obliczeniami energia, która nie została wyprodukowana równa jest 5533 kWh.

Dobór mocy instalacji oraz pojemności magazynów dla wariantu 6

Tak jak w wariantach 2 i 4 zwiększenie liczby modułów akumulatorowych zmniejszało wartość NPV, dlatego w tym wariantcie dla celów porównawczych również dobrano magazyn o pojemności 9,6 kWh. Zależności dla tego wariantu w celu obliczenia mocy pobranej z sieci przedstawione są za pomocą wzorów od (33-37).

$$(33) \quad E_{auto} = \int_{t=1}^T P_{auto,t} dt$$

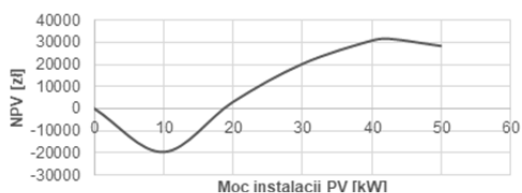
$$(34) \quad P_{auto,t} = \begin{cases} P_{prod,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} \leq 0 \\ P_{zap,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} > 0 \end{cases}$$

$$(35) \quad P_{pobm,t} = \begin{cases} 0, B_t - B_{t-1} \leq 0 \\ B_t - B_{t-1}, B_t - B_{t-1} > 0 \end{cases}$$

$$(36) \quad E_{pobm} = \int_{t=1}^T P_{pobm,t} dt$$

$$(37) \quad E_{pob} = E_{zap} - E_{auto} - E_{pobm}$$

Uzyskane wartości NPV w zależności od mocy instalacji przedstawione zostały na rysunku 8. Zgodnie z przeprowadzoną analizą NPV osiąga największą wartość przy instalacji PV o mocy 43 kW.



Rys.8. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 6

Ilość energii zmarnowanej dla dobranej instalacji o mocy 43 kW obliczono według wzorów (38,39).

$$(38) \quad P_{nad,t} = \begin{cases} 0, P_{prod,t} - P_{zap,t} - P_{oddm,t} \leq 0 \\ P_{prod,t} - P_{zap,t} - P_{oddm,t}, P_{prod,t} - P_{zap,t} - P_{oddm,t} > 0 \end{cases}$$

$$(39) \quad E_{nad} = \int_{t=1}^T P_{nad,t} dt$$

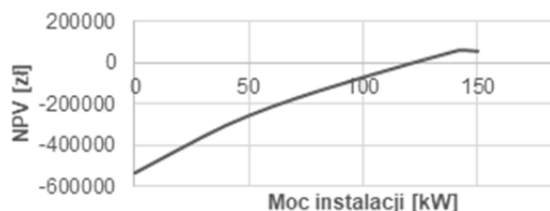
Zgodnie z przeprowadzonymi obliczeniami energia zmarnowana równa jest 5464 kWh.

Dobór mocy instalacji dla wariantu 7

Wzory na bazie których dokonano analizy metodą NPV w tym wariantcie są bardzo podobne do wzorów wykorzystanych w wariantcie 1. Jediną różnicą jest zmniejszenie współczynnika bezpłatnego odbierania wcześniej oddanej energii do sieci z 0,7 na 0,6 we wzorze (14), który będzie miał w tym przypadku postać:

$$(40) \quad E_{prosument} = 0,6 \cdot E_{nad}$$

W tym wariantcie nie istniało ograniczenie mocowe dobieranej instalacji fotowoltaicznej. Uzyskane wyniki wartości NPV w zależności od mocy, zgodnie z którymi największą wartość NPV uzyskano dla instalacji fotowoltaicznej o mocy 142 kW, znajdując się na rysunku 9.



Rys.9. Zależność NPV od mocy instalacji PV dla wariantu 7

Wyniki przeprowadzonej analizy ekonomicznej

W celu dokonania oceny efektywności ekonomicznej siedmiu analizowanych wariantów instalacji fotowoltaicznej, posłużono się już wcześniej opisaną metodą NPV oraz metodą IRR.

Metoda IRR (ang. Internal Rate of Return) polega na wyznaczaniu wewnętrznej stopy zwrotu, dla której wartość zaktualizowanych przepływów pieniężnych będzie równa 0.

$$(41) \quad NPV(IRR) = 0$$

Dla wszystkich analizowanych wariantów obliczono energię wyprodukowaną przez instalację OZE, która została wykorzystana do pokrycia zapotrzebowania budynku użyteczności publicznej (autokonsumpcja całkowita zawierająca w sobie energię pobraną z magazynu, dodatkowo dla wariantów 1 i 2 70% energii oddanej do sieci, a dla wariantu 7 - 60%), energię oddaną oraz pobraną z sieci. W tabeli 4 znajduje się zestawienie tych danych dla pierwszego roku istnienia instalacji.

Tabela 4. Roczna autokonsumpcja energii, nadwyżki oddane do sieci, pobór energii z sieci dla wszystkich wariantów

Wariant	Autokonsumpcja całkowita [kWh]	Nadwyżki oddane do sieci (sprzedawane) [kWh]	Pobór energii z sieci [kWh]
0	-	-	129071,2
1	50495,9	-	78575,3
2	50994,4	-	78071,7
3	43186,7	10441,7	85884,5
4	44848,4	8780,0	84222,8
5	37715,9	-	91355,3
6	41028,7	-	88042,5
7	117126,6	-	11936,5

Tabela 5 zawiera wyniki przeprowadzonej analizy ekonomicznej oraz sumaryczne koszty instalacji PV o dobranej mocy oraz koszty elementów dodatkowych w zależności od wariantu (magazyn energii, dodatkowy koszt falownika współpracującego z magazynem energii, regulator mocy blokujący wpływ energii do sieci).

Tabela 5. Wyniki analizy ekonomicznej

Wariant	Względne NPV [zł]	IRR	Koszt instalacji PV [zł]
0	0,00	-	0,00
1	-250903,00	-	190 000,00
2	-303137,00	-	211489,83
3	-142097,00	-	190 000,00
4	-182134,00	-	235 119,61
5	68475,00	11,63%	153 000,00
6	31546,00	8,63%	209 379,61
7	57448,00	8,16%	539 600,00

NPV dla wariantów 1, 2, 3 i 4 nie osiągnęło wartości 0 w związku z tym dla tych przypadków nie było możliwe obliczenie IRR.

Zgodnie z przeprowadzoną analizą tylko warianty instalacji 5, 6 i 7 cechują się na tyle dobrą efektywnością ekonomiczną, by można je było nazwać opłacalnymi inwestycjami. Dla każdego analizowanego sposobu rozliczana się odbiorcy końcowego ze sprzedawcą energii elektrycznej i OSD, wariant podobny uwzględniający przyłączenie do instalacji OZE magazynu energii osiągał niższe wartości NPV. Najlepszym rozwiązaniem dla budynku użyteczności publicznej, który był przedmiotem analizy, jest instalacja fotowoltaiczna o mocy 40 kW z regulatorem blokującym wypływ energii do sieci.

Podsumowanie i wnioski

W wyniku przeprowadzonej analizy ekonomicznej dowiedziano, że dobór instalacji fotowoltaicznej dla odbiorców końcowych o dużym zużyciu energii elektrycznej, którzy mają podpisaną umowę na zakup energii po cenie korzystniejszej niż cena wynikająca z cenników dla danej taryfy, jest zagadnieniem problematycznym i rozliczenie w ramach umowy kompleksowej prosumenckiej może być dla nich niekorzystne finansowo.

Podobną analizę, w odniesieniu do przedsiębiorców, przeprowadzono w [27]. Istotne zmiany w tej kwestii przynosi nowelizacja ustawy o OZE, zmieniająca od kwietnia 2022 zasady rozliczania mikroinstalacji prosumenckiej. Zasady rozliczania prosumenckiego zostały poruszone w niniejszym artykule zarówno w formie obowiązującej przed kwietniem 2022, jak i po ich nowelizacji.

Wynik analizy ekonomicznej jednoznacznie wskazuje na to, że wariant instalacji fotowoltaicznej dla budynku starostwa powiatowego w Grodzisku Mazowieckim, przewidujący zastosowanie regulatora blokującego wypływ energii elektrycznej do sieci, jest najkorzystniejszym ekonomicznie rozwiązaniem. Jednak należy wziąć pod uwagę fakt, że w przypadku zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej z sieci mogłoby nastąpić rozwiązanie umowy z jej sprzedawcą ze względu na niedotrzymanie ustalonego w umowie wolumenu zakupu energii. W analizie ten element nie został uwzględniony, ponieważ nie są znane dokładne warunki umowy sprzedaży energii elektrycznej dla tego obiektu. Ma to jednak ogromne znaczenie przy doborze mocy instalacji i rodzajów stosowanych rozwiązań umownych i technologicznych.

Zagrożenie związane z niewypełnieniem warunków umowy i zerwaniem jej nie dotyczy wariantu 7, zakładającego założenie spółdzielni energetycznej. Ten wariant wiąże się z poniesieniem dużych nakładów inwestycyjnych początkowych oszacowanych na ok. 540 tys. zł, ponieważ dobrana moc instalacji wynosi aż 142 kW. Jednak autokonsumpcja całkowita dla tego przypadku osiąga ponad 90,75%, a aspekt ochrony środowiska jest elementem, który również należy brać pod uwagę. Równocześnie zdaniem autorów artykułu rozwiązanie polegające na blokowaniu odpływu energii do sieci powinno mieć charakter tymczasowy. Docelowo, wraz z malejącymi kosztami magazynów energii, kierunkiem rozwojowym powinno być dążenie do rezygnacji z kierowania nadwyżek wytworzonej energii do sieci.

Dzięki przeanalizowaniu kilku wariantów instalacji OZE dla konkretnego budynku użyteczności publicznej, wyniki analizy mogą być podstawą do dalszych rozważań na ten temat oraz mogą zwrócić uwagę na aktualne problemy ekonomiczne i prawne dla tego rodzaju przedsięwzięć.

Autorzy: dr inż. Paweł Terlikowski, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: pawel.terlikowski@pw.edu.pl; inż. Jolanta Galińska, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: jola.galinska@gmail.com.

LITERATURA

- [1] A. HM Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. ACMM van Swaaij, M. Zeman, Solar Energy, the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems, UIT Cambridge, 2016.
- [2] T. Chmielniak, Technologie energetyczne, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2021
- [3] Dz. U. 2015 poz. 478 Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii
- [4] Dz.U. 2021 poz. 2376 Ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw
- [5] W. Mielczarski, Rynki energii elektrycznej, Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2000
- [6] B. Szymański, Instalacje fotowoltaiczne, GLOBENERGIA SP. Z O.O., 2020
- [7] M. S. Guney, Solar power and application methods, "Renewable and Sustainable Energy Reviews", nr 57, 2016, pp. 776-785
- [8] E. Kabalci, Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids, Academic Press, 2020.
- [9] E. I. Konstantinidis, P. N. Botsaris, Wind turbines: current status, obstacles, trends and technologies, IOP Conference Series Materials Science and Engineering, vol. 161, 2016
- [10] A. Sayigh, Comprehensive Renewable Energy, Elsevier, 2012.
- [11] I. Dincer, Comprehensive Energy Systems, Elsevier, 2018.
- [12] M. K. Johari, M. A. A. Jalil, M. F. M. Shariff, Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT), "International Journal of Engineering and Technology", vol. 7, nr 4.13, 2018, pp. 74-80
- [13] P. Breeze, Power Generation Technologies, Elsevier, 2019.
- [14] I. Jonek-Kowalska, D. Berny, G. Płaza, Ocena konkurencyjności biopaliw w aktualnych uwarunkowaniach technologicznych, rynkowych i prawnych, „Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie / Politechnika Śląska”, tom z. 97, 2016, strony 141-152.
- [15] W. Grassi, Heat Pumps: Fundamentals and Applications, Springer International Publishing AG 2018.
- [16] D. Flin, Cogeneration, A user's guide, The Institution of Engineering and Technology, 2010.
- [17] R.A. Huggins, Energy Storage: Fundamentals, Materials and Applications, wydanie drugie, Springer International Publishing Switzerland, 2016.
- [18] M. Bartosik i in., Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa, Przegląd elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 NR 12/2016.
- [19] D. Całus i in., Możliwości i horyzonty ekoinnowacyjności. Energetyka odnawialna i magazynowanie energii, Instytut Naukowo-Wydawniczy Spatium, 2016.
- [20] C. R. Dennison i in., Redox Flow Batteries, Hydrogen and Distributed Storage, "CHIMIA International Journal for Chemistry", vol. 69, nr 12, 2015, pp.753-758
- [21] PVSOL Expert Design and Simulation of Photovoltaic Systems Manual, 2013
- [22] Bartecka M., Terlikowski P., Klos M., Michalski Ł., Sizing of prosumer renewable energy systems in Poland, "Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences", vol. 68, nr 4, 2020, pp. 721-731
- [23] Taryfa dla energii elektrycznej dla klientów z grup taryfowych A, B, C i R PGE Obrót S. A. obowiązująca od 01.11.2021 roku
- [24] Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S. A., Lublin 2021
- [25] I. Tetsuyuki and M. Atsushi, "Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules", Progress in Photovoltaics: Research and Applications 25, 953–967, 2017
- [26] V. Milshyn, Modelling the Effect of Photovoltaics and Battery Storage on Electricity Demand, Uppsala Universitet, 2016.
- [27] A. Drzymała, E. Korzeniewska, Opłacalność inwestycji fotowoltaicznej przedsiębiorstw w świetle nowej ustawy OZE w Polsce, Przegląd Elektrotechniczny, 96, nr 1/2020, pp. 210--213.