

# OCENA TECHNICZNO-EKONOMICZNA SYSTEMÓW GRZEWczych W BUDYNKU O NIEMAL ZEROWYM ZUŻYCIU ENERGII WSPÓŁPRACUJĄCYCH Z MIKROINSTALACJĄ FOTOWOLTAICZNĄ

## Streszczenie

*Dla przykładowego budynku mieszkalnego jednorodzinnego obliczono zapotrzebowanie na moc i sezonowe zużycie energii do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej, określono również w oparciu o zestawienia statystyczne wielkość zużycia energii elektrycznej na cele bytowe (oświetlenie, AGD, RTV, itp.). Na tej podstawie dobrano moc i określono roczną wielkość produkcji przez mikroinstalację fotowoltaiczną pracującą w systemie ON-GIRD w ramach przepisów dotyczących prosumentów zawartych w ustawie o OZE. Następnie przeprowadzono analizę ekonomiczną zgodnie z metodą opartą na kosztach cyklu życia LCC. Jako poziom odniesienia przyjęto budynek, w którym ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej odbywa się za pomocą kotła gazowego kondensacyjnego, natomiast instalacja PV służy do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w budynku. Do analizy porównawczej przyjęto dwa systemy grzewcze, tj. pompę ciepła typu powietrze/woda oraz panele grzewcze. W tym przypadku instalacja PV miała pokryć wszystkie potrzeby energetyczne w budynku. W celu określenia zasadności montażu instalacji fotowoltaicznej służącej do pokrycia potrzeb energetycznych budynku dla poszczególnych wariantów, wykonano analizę ekonomiczną w oparciu o koszty cyklu życia LCC. Wyniki analizy wskazały, że lepszym wyborem dla inwestora będzie, jeżeli zdecyduje się na montaż systemu ogrzewania opartego na panelach grzewczych, m.in. ze względu na najkrótszy okres zwrotu nakładów inwestycyjnych.*

**Słowa kluczowe:** zużycie energii końcowej w budynku, budynek o niemal zerowym zużyciu energii, pompy ciepła typu powietrze/woda, panele grzewcze, mikroinstalacja PV, analiza ekonomiczna, koszty cyklu życia LCC

## Wprowadzenie

Dnia 19 czerwca 2018 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z 30 maja 2018 r. zmieniającą dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej [4]. Jest to trzecia wersja dyrektywy Parlamentu Europejskiego dotycząca poprawy efektywności energetycznej budynków (tzw. III EPBD). Nowa dyrektywa weszła w życie 9 lipca 2018 r. Najważniejsze zmiany polegały na wprowadzeniu definicji tzw. budynków o niemal zerowym zużyciu energii (ang. *nearly zero energy building*, nZEB). Zgodnie z EPBD oznacza ona budynek o bardzo wysokiej charakterystyce energetycznej, w którym znaczna część energii powinna pochodzić ze źródeł odnawialnych. Określenie wielkości tzw. niemal zero pozostawiono państwu członkowskim UE, dając w tym celu narzędzie w postaci Rozporządzenia delegowanego o optymalnym koszcie całkowitym. Zgodnie z założeniami recastu EPBD i wymienionego rozporządzenia, budynek w standardzie nZEB to taki, w przypadku którego koszty całkowite w zakładanym okresie obliczeniowym są najmniejsze (30 lat w przypadku budynków mieszkalnych). Zgodnie z procedurą obliczania kosztu całkowitego, ustawodawcy w poszczególnych krajach UE powinni uwzględnić, oprócz kosztów inwestycyjnych, wszelkiego rodzaju koszty związane z eksploatacją budynku i jego systemów technicznych. Tak obliczono minimalny koszt całkowity, z całego zakresu analizowanych rozwiązań poprawiających efektywność energetyczną budynku. Na podstawie tak przeprowadzonych analiz wprowadzono nowe wymagania w Warunkach technicznych, które zmieniły się stopniowo

w latach 2014 i 2017, a kolejne są planowane w 2021 roku. Definicja standardu nZEB jest kluczowa nie tylko z punktu widzenia wymagań Warunków technicznych dotyczących  $U_{max}$  2021 [9], ale również z punktu widzenia implementacji nowej wersji dyrektywy EPBD, tzw. III EPBD [3]. Z zapisami wspomnianej Dyrektywy koresponduje ustawa o odnawialnych źródłach energii [15], która jest implementacją dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [3]. Wprowadzono w niej zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Przy użytkowaniu mikroinstalacji w pierwszej kolejności wyprodukowana energia jest wykorzystywana na zaspokojenie bieżącego zużycia w domu. Jeżeli prosument wyprodukuje więcej energii niż wynosi jego bieżące zużycie, wytworzy się nadwyżka, która jest przekazywana do sieci energetycznej, a prosument może odebrać „zdeponowaną” energię w ilości 0,8:1 dla instalacji do 10 kWp oraz 0,7:1 dla instalacji powyżej 10 kWp, a nie większej niż 40 kWp. Rozliczenie następuje raz do roku. Podstawowym kryterium warunkującym zainstalowanie konkretnego systemu energetycznego jest rachunek ekonomiczny [11]. Analiza energetyczna nie może być w praktyce czynnikiem decydującym o wyborze rozwiązania. Potencjalny użytkownik chcący zainstalować mikroinstalację fotowoltaiczną powinien ocenić zarówno aspekty techniczne, jak i ekonomiczne każdego z rozpatrywanych systemów i wybrać ten, który w perspektywie całkowitego okresu eksploatacji będzie najbardziej korzystny. W literaturze przedmiotu można znaleźć informacje i analizy techniczno-ekonomiczne dotyczące mikroinstalacji PV produkujących energię na potrzeby odbiorców indywidualnych (gospodarstw

domowych) o mocy 3-10 kW [12, 13], ale jednak brakuje opracowań dotyczących współpracy mikroinstalacji PV z systemami grzewczymi, w których źródłem są pompy ciepła lub też panele grzewcze. Implementacja tego typu systemu może okazać się ciekawą alternatywą dla tradycyjnych źródeł ciepła (np. gazowych) ze względu na korzystny system rozliczeń wyprodukowanej energii przez prosumenta - nadwyżka energii elektrycznej wyprodukowanej w okresie letnim przez mikroinstalację PV może być odebrana (z odpowiednim opustem) w czasie trwania sezonu grzewczego. W tym celu podjęto próbę określenia opłacalności zastosowania instalacji fotowoltaicznej, która będzie produkowała energię służącą do pokrycia potrzeb bytowych (oświetlenie, urządzenia AGD, RTV, itp.) oraz grzewczych, tzn. ogrzewanie budynku i przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Zakres badań obejmował obliczenia zapotrzebowania na moc do ogrzewania i przygotowania c.w.u., obliczenie rocznego zużycia energii końcowej w obiekcie, dobór mocy oraz oszacowanie wielkości rocznej produkcji energii przez mikroinstalację PV. Analiza ekonomiczna [1, 2, 11] objęła obliczenie wartości wskaźnika oceny metodami dynamicznymi opartymi na kosztach cyklu życia LCC. Obliczenia wykonano przy założeniu, że inwestor wykorzysta wszystkie przysługujące mu środki wynikające z programu „Czyste Powietrze” (dopłata 5 tys. zł dla instalacji do 10 kWp) oraz wykorzysta ulgę podatkową w postaci odpisu podatkowego (od dochodu) do maksymalnej kwoty za instalację PV równej 53 tys. zł. Poziomem odniesienia dla obliczeń był budynek wyposażony w gazowe źródło ciepła (kocioł gazowy kondensacyjny), który produkuje ciepło na potrzeby ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w budynku zapewniła mikroinstalacja fotowoltaiczna.

## Obiekt badań

Obiektem badań symulacyjnych był typowy dla obszarów wiejskich powiatu krakowskiego [12] wolnostojący jednorodzinny budynek mieszkalny o powierzchni użytkowej 153 m<sup>2</sup>, kubaturze ogrzewanej 560 m<sup>3</sup>, zlokalizowany w III strefie klimatycznej (stacja klimatyczna Kraków Balice) z wentylacją naturalną, zamieszkiwany przez cztery osoby. Wskaźnik zwartości budynku A/V<sub>e</sub> wynosił 0,96 [1/m]. Przegrody zewnętrzne budynku wykonano zgodnie z wytycznymi dotyczącymi maksymalnych wartości współczynnika przenikania ciepła U<sub>max</sub> zawartymi w WT2013 [9] dla roku 2021. W oparciu o normę PN-EN 12831 [7] obliczono zapotrzebowanie na moc grzewczą budynku, która wynosi 9,3 kW. Moc urządzenia do przygotowania c.w.u. w systemie zasobnikowym obliczona według normy PN-EN 15450 [8] była równa 1,86 kW. Ciepła woda użytkowa w budynku była rozprowadzana do punktów czerpalnych w systemie cyrkulacyjnym (kocioł gazowy i pompa ciepła). Na potrzeby badań dobrano odpowiednio kocioł gazowy kondensacyjny o mocy 14 kW, pompę ciepła o mocy ok. 12 kW i sezonowym współczynniku efektywności COP = 2,6 (pompa ciepła powietrze/woda 55/45). Wspomniane urządzenia pracowały w systemie rozdzielaczowym centralnego ogrzewania z grzejnikami płytowymi (pracującymi w temperaturze 55/45°C). W przypadku systemu opartego na pane-

lach grzewczych do każdego z pomieszczeń ogrzewanych dobrano urządzenia grzewcze (ich moc obliczono zgodnie z metodą doboru grzejników), których sumaryczna moc wynosiła 11 kW. Ciepła woda użytkowa była przygotowywana przez elektryczne urządzenia przepływowe (4 szt.) zamontowane bezpośrednio przy punktach czerpalnych.

Ostatnim etapem analizy technicznej było obliczenie energii końcowej zużywanej przez budynek w standardowym sezonie grzewczym (obejmujące zużycie energii na ogrzewanie, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz napęd urządzeń pomocniczych systemu grzewczego). Obliczenia wykonano zgodnie z metodyką zawartą w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie charakterystyki energetycznej budynków [10]. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej na cele bytowe w gospodarstwie domowym zlokalizowanym na obszarach wiejskich powiatu krakowskiego (oświetlenie, urządzenia AGD, RTV, itp.) przyjęto w oparciu o zestawienia zawarte w Banku Danych Regionalnych GUS dla 2018 roku [5], gdzie dla czteroosobowej rodziny wynosi ok. 3830 kWh.

W analizie porównawczej przyjęto następujące oznaczenia systemów:

- A - budynek z systemem grzewczym opartym na kotle gazowym kondensacyjnym (stanowiącym poziom odniesienia),
- B - budynek z systemem grzewczym opartym na pompie ciepła typu powietrze/woda,
- C - budynek z systemem grzewczym opartym na panelach grzewczych (wraz z elektrycznymi przepływowymi podgrzewaczami ciepłej wody użytkowej).

Sumaryczne roczne zużycie energii końcowej w budynku zestawiono w tab. 1.

Kolejnym etapem analizy był dobór mocy mikroinstalacji PV. Moc instalacji fotowoltaicznej obliczono w oparciu o wzór:

$$P_{PV} = \frac{(E_k \cdot a) + \left(\frac{E_k \cdot b}{O_e}\right)}{U_{PVj}} \quad [\text{kWp}], \quad (1)$$

gdzie:

- E<sub>k</sub> - ilość zużywanej rocznie energii, [kWh],
- a - procentowy udział bieżącej konsumpcji własnej, [%],
- b - procentowy udział ilości energii oddanej do sieci, [%],
- O<sub>e</sub> - opust: do 10 kW 0,8, powyżej 0,7,
- U<sub>PVj</sub> - roczna produkcja energii z 1 kWp zainstalowanej mocy przez instalację PV [kWh].

Obliczenia mocy instalacji PV wykonano w oparciu o następujące założenia:

- roczne zużycie energii E<sub>k</sub>  
A = 4013 kWh, B = 12040 kWh, C = 19590 kWh,
- procentowy udział bieżącej konsumpcji własnej waha się w przedziale 20 do 30% a zatem do obliczeń przyjęto wartość średnią, tj. a = 25%, a zatem parametr b = 75%,
- opust O<sub>e</sub>:  
A = 0,8, B i C = 0,7,
- roczna produkcja energii z 1 kWp dla stacji klimatycznej Kraków-Balice wynosi U<sub>PVj</sub> = 994 kWh.

Tab. 1. Zapotrzebowanie na energię końcową w budynku

Table 1. Final energy demand in the building

Wyszczególnienie	Potrzeby bytowe [MWh]	Ogrzewanie [MWh]	Ciepła woda [MWh]	Urządzenia pomocnicze [MWh]	Suma [MWh]
Wariant A	3,83	14,8	2,9	0,3	21,83
Wariant B	3,83	5,65	2,06	0,5	12,04
Wariant C	3,83	13,36	2,4	0	19,59

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Następnie obliczono ilość uzyskanej energii z modułów fotowoltaicznych dla warunków średnich wieloletnich, jakie panują w okolicach Krakowa. Energia dla poszczególnych miesięcy została wyliczona za pomocą programu „Selfa kalkulator PV” (<http://www.selfa-pv.com>), przy czym z uwagi na to, że założony czas pracy mikroinstalacji wynosi 30 lat, w obliczeniach przyjęto, że wydajność konwersji wraz z wiekiem będzie się obniżała o 0,8% na każdy rok pracy instalacji [6].

Moc instalacji fotowoltaicznej  $P_{pv}$  oraz prognozowaną roczną wielkość produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych wariantów zestawiono w tab. 2.

Tab. 2. Moc instalacji fotowoltaicznej i oraz ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez system dla poszczególnych wariantów

Table 2. Photovoltaic system power and the amount of electricity produced by the system for each variant

Wyszczególnienie	Wariant A	Wariant B	Wariant C
kWp	4,8	16	26
MWh/rok	4,2	14	22,75

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Mając dane dotyczące ilości energii zużywanej w gospodarstwie oraz uzysku energii z mikroinstalacji PV wykonano obliczenia mające na celu określenie wielkości rocznych kosztów zużycia energii elektrycznej w budynku. Obliczenia wykonano z bilansu produkcji i poboru. Cenę jednostkową za energię elektryczną przyjęto zgodnie ze stawkami firmy TAURON dystrybucja taryfa G11 dla roku 2020. Wyniki obliczeń określające całkowite koszty energii elektrycznej (w tym koszty stałe) poniesione przez prosumenta w zależności od wariantu zestawiono w tab. 3.

Tab. 3. Koszty zużycia energii elektrycznej dla poszczególnych wariantów

Table 3. Electricity consumption costs for the different options

Wyszczególnienie	Wariant A	Wariant B	Wariant C
tys. zł/rok	0,28	0,77	1,2

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

W przypadku systemu grzewczego w wariantcie A - z kotłem gazowym kondensacyjnym dodatkowo obliczono roczny koszt ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Na podstawie zużycia gazu określono rodzaj taryfy, według której budynek będzie rozliczany. Stawki opłat stałych i zmiennych przyjęto zgodnie z taryfikatorem PSG - karpacka spółka gazownictwa dla taryfy W3 1.12. Sezonowy koszt ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej wynosi 3,45 tys. zł.

Tab. 5. Podstawowe założenia do obliczeń ekonomicznych

Table 5. Basic assumptions for economic calculations

Wyszczególnienie	Wartość		
	Wariant A	Wariant B	Wariant C
$K_p$ - koszty początkowe, [tys. zł]	54,3	92,17	77,1
$n$ - całkowita liczba lat eksploatacji	30 lat		
$o$ - koszty obsługi i napraw (oraz ubezpieczenie inst. PV) 1,5% kosztów inwestycyjnych (rocznie) dla inst. PV. Koszty przeglądów i napraw PC i KG = 0,35 [tys. zł/rok]	0,59	1,01	0,96
$en$ - koszty zakupu energii + koszty stałe operatora [tys. zł/rok] cena jednostkowa (brutto) energii zakupionej z sieci (en. elektryczna taryfa G11 = 0,65 zł/kWh) + koszty stałe operatora, gaz (taryfa W3 = 0,16 zł/kWh+ koszty stałe)	3,73	0,77	1,2
$re$ - stopa wzrostu cen energii	1,5%		
$i$ - stopa dyskonta	3%		
$Ke,o$ - roczne koszty użytkowania instalacji, [tys. zł]	4,32	1,78	2,16

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

W celu oszacowania kosztów inwestycyjnych wysłano zapytanie ofertowe do ośmiu firm zajmujących się dystrybucją systemów fotowoltaicznych spełniających wymagania eksploatacyjne i techniczne zgodne zapisami w prawie energetycznym [14]. Zapytanie dotyczyło mikrosystemów o mocy 4,8, 16 i 26 kWp wraz z montażem zarówno na skośnym dachu, jak i na gruncie. Na podstawie otrzymanych ofert określono koszty inwestycyjne jako wartość średnią z zaproponowanych kwot. Koszt inwestycyjny systemów grzewczych w budynku obliczono wykorzystując kalkulator budowlany (<http://kb.pl>). Koszty materiałów oraz robocizny przyjęto dla cen z pierwszego kwartału 2020 roku dla województwa małopolskiego. Prognozowane średnie koszty inwestycyjne dla poszczególnych wariantów zestawiono w tab. 4.

Tab. 4. Zestawienie kosztów inwestycyjnych - kosztów początkowych

Table 4. Statement of investment costs - initial costs

Wyszczególnienie	Wariant A	Wariant B	Wariant C
Instalacja PV [tys. zł]	15,8	43,57	64,1
System grzewczy + c.w.u. [tys. zł]	38,5	48,6	13

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

### Ocena ekonomiczna systemu ogrzewania oparta na metodzie LCC

Ważnym kryterium przy wyborze danego rodzaju źródła ciepła pracującego w systemie ogrzewania dla analizowanego budynku jest ocena techniczno-ekonomiczna. Rachunek ekonomiczny przeprowadzono za pomocą metody LCC (*Life Cycle Cost*) [2, 11]. Metoda ta pozwala wyznaczyć całkowite koszty inwestycyjne i eksploatacyjne systemu w rozważanym cyklu jego życia w oparciu o zależność (2):

$$LCC = K_p + \sum_{n=1}^{n=t} \frac{Ke,o \cdot (1+re)^n}{(1+i)^n} \quad [\text{tys. zł}], \quad (2)$$

gdzie:

$K_p$  - koszty początkowe (koszt zakupu i uruchomienia instalacji),

$Ke,o$  - roczne koszty użytkowania instalacji (koszty energii, koszty przeglądów i napraw),

$t$  - kolejny rok użytkowania instalacji,

$i$  - stopa dyskonta,  $re$  - stopa wzrostu cen energii,

$n - 1, \dots, 30$  kolejny rok kosztów ( $n=30$  zakładana liczba lat cyklu życia instalacji).



Na potrzeby analizy szacowania kosztów cyklu życia systemu ogrzewania dla analizowanego budynku, ograniczono się do określenia kosztów zakupu wraz uruchomieniem instalacji  $K_p$  i kosztów użytkowania, jako kosztu gazu zużywanego przez kocioł gazowy, energii elektrycznej pobranej przez pompę ciepła i panele grzewcze oraz urządzenia pomocnicze systemu grzewczego, a także koszty poniesione na cele serwisowe w okresie eksploatacji tego systemu  $Ke,o$ . Oprócz kosztów montażu instalacji, dla każdego inwestora bardzo ważne są koszty eksploatacyjne (serwis i obsługa), wzięto również pod uwagę koszt ubezpieczenia instalacji. Założono, że koszty te będą stanowiły 1,5% nakładów inwestycyjnych rocznie. Założenia ekonomiczne do obliczeń dla poszczególnych wariantów zestawiono w tab. 5.

W Dyrektywie [4] widnieje zapis, że obliczenia wykonuje się dla trzydziestoletniego okresu eksploatacji, założono więc, że w tym okresie konieczna będzie wymiana źródeł ciepła (kocioł gazowy, pompa ciepła) oraz inwerterów na nowe. W obliczeniach przyjęto, że wymiana urządzeń na nowe nastąpi po 15 latach eksploatacji. W tab. 6 przedstawiono koszty zakupu nowych urządzeń.

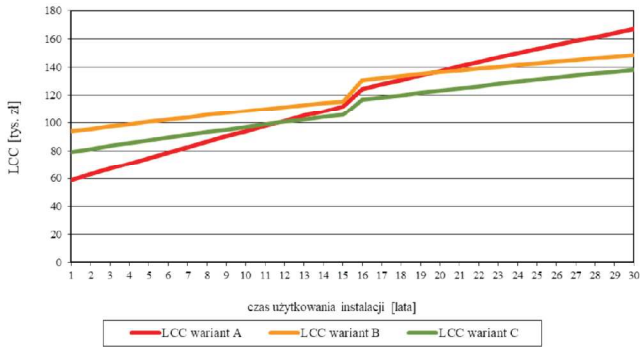
Tab. 6. Koszt wymiany źródeł ciepła oraz inwerterów dla poszczególnych wariantów

Table 6. Cost of heat source and inverter replacement for individual variants

Wyszczególnienie	Wariant A	Wariant B	Wariant C
$Kp-e_i$ , [tys. zł]	8,8	13,7	9,2

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Koszty cyklu życia  $LCC$  obliczone wg zależności (2) dla trzech wariantów zestawiono na rys. 1 oraz w tab. 7.



Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Rys. 1. Analiza kosztów cyklu życia  $LCC$  w trzydziestoletnim okresie użytkowania

Fig. 1. Life cycle cost analysis of  $LCC$  over its thirty-year lifetime

Tab. 7. Zestawienie kosztów cyklu życia  $LCC$  dla analizowanych wariantów

Table 7. Summary of  $LCC$  life cycle costs for the analysed variants

Wyszczególnienie	Wariant A	Wariant B	Wariant C
$LCC$ [tys. zł]	167,1	148,3	138,3

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Można zauważyć (rys. 1), że całkowite koszty cyklu życia dla wariantu B (z pompą ciepła) przez około 2/3 okresu użytkowania instalacji są wyższe niż koszty dla kotła gazowego (wariant A). Znacznie lepiej wygląda przebieg wykresu dla wariantu C (panele grzewcze), w tym przypadku całkowite koszty użytkowania instalacji są wyższe jedynie przez 1/3 zakładanego czasu eksploatacji. Porównanie wariantu B z C wskazuje na to, że system z panelami grzewczymi jest lepszym rozwiązaniem, gdyż generuje niższe koszty w całym okresie eksploatacji.

Całkowity koszt  $LCC$  poniesiony w przyjętym do obliczeń przedziale czasowym (30 lat) waha się od ok. 167 tys. zł dla wariantu A do 138 tys. zł dla wariantu C.

Czas  $t$  wyrównania kosztów cyklu życia systemu wyposażonego w pompę ciepła oraz panele grzewcze w odniesieniu do systemu porównawczego z kotłem gazowym kondensacyjnym w latach można wyliczyć z równania 3.

$$LCC_{B,C}(t) = LCC_A(t). \quad (3)$$

Czas  $t$  to wynik przecięcia charakterystyki  $LCC_{wariant B}(t)$  oraz  $LCC_{wariant C}(t)$  z charakterystyką  $LCC_{wariant A}(t)$  w funkcji czasu użytkowania  $t$ . Aby wyznaczyć ten czas w sposób analityczny, należało funkcje tych charakterystyk porównać do siebie otrzymując dla poszczególnych wariantów następujące równania (4).

Wyniki obliczeń zestawiono w tab. 8.

$$t_{A \rightarrow B} = \frac{Kp_A - Kp_B}{Ke,o_B - Ke,o_A} \text{ [lata]}, \quad (4)$$

$$t_{A \rightarrow C} = \frac{Kp_A - Kp_C}{Ke,o_C - Ke,o_A} \text{ [lata]}.$$

Tab. 8. Czas wyrównania kosztów (zwrot inwestycji) dla poszczególnych wariantów

Table 8: Compensation time (return on investment) for the different options

Wyszczególnienie	Wariant A→B	Wariant A→C
Czas (t) wyrównania kosztów [lata]	16,8	10,5

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Analiza ekonomiczna wykazała, że zastosowanie w budynku systemu grzewczego opartego na panelach grzewczych (wraz z elektrycznymi przepływowymi urządzeniami do przygotowania ciepłej wody użytkowej) zwróci się po około 10 sezonach grzewczych.

Bilans ekonomiczny  $B_E$  zaproponowanego systemu ogrzewania opartego na pompie ciepła lub panelach grzewczych w odniesieniu do systemu porównawczego dla analizowanego budynku obliczono według zależności 5. Wyniki zestawiono w tab. 9.

$$B_{E_{A \rightarrow B}} = LCC_A - LCC_B \text{ [tys. zł]}, \quad (5)$$

$$B_{E_{A \rightarrow C}} = LCC_A - LCC_C \text{ [tys. zł]}.$$

Tab. 9. Wyniki bilansu ekonomicznego dla poszczególnych systemów

Table 9. Results of the economic balance sheet for individual systems

Wyszczególnienie	Wariant A→B	Wariant A→C
$B_E$ [tys. zł]	18,8	28,8

Źródło: obliczenia własne / Source: own calculations

Wyniki bilansu ekonomicznego (dla założonego okresu eksploatacji) wskazują, że inwestycja w budynek prawie zero energetyczny (w porównaniu z ogrzewaniem kotłem gazowym) może przynieść inwestorowi od ok. 19 tys. zł oszczędności w przypadku wyboru wariantu B do ok. 29 tys. zł w wariantcie C.

## Podsumowanie

Dla przykładowego budynku mieszkalnego (zaprojektowanego według standardów dla budynków niskoenerge-

tycznych wg WT 2021), który jest zamieszkały przez czteroosobową rodzinę, wykonano obliczenia zapotrzebowania na moc do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Na tej podstawie dobrano urządzenia grzewcze (c.o. + c.w.u.). Systemy grzewcze dobrano w trzech wariantach. System z kotłem gazowym kondensacyjnym, pompą ciepła typu powietrze/woda oraz elektrycznymi panelami grzewczymi. Następnie obliczono sezonowe zużycie energii elektrycznej (oraz gazu) na cele ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także służącej do napędu urządzeń pomocniczych systemu grzewczego (c.o. + c.w.u.). Zużycie energii elektrycznej na cele oświetleniowe, urządzenia AGD i RTV przyjęto na podstawie danych zawartych w zestawieniach GUS dla czteroosobowej rodziny. Na podstawie zużycia energii dobrano moc mikroinstalacji fotowoltaicznej, która powinna wynosić w zależności od wariantu od 4,8 do 26 kWp. Szacuje się, że instalacja w zależności od mocy zainstalowanej w ciągu roku może wyprodukować od ok. 4,2 do 22,7 MWh energii elektrycznej. Zgodnie z zapisami w ustawie o OZE nadmiar wyprodukowanej energii można przekazać do sieci elektroenergetycznej, aby następnie w okresie zwiększonego zapotrzebowania móc ją odzyskać z opustem 1:0,8 (instalacja 4,8 kWp) lub 1:0,7 (instalacje 16 i 26 kWp). Przeprowadzone obliczenia wykazały, że mikroinstalacja fotowoltaiczna (niezależnie od mocy) może pokryć około 98% potrzeb energetycznych obiektu (energia elektryczna). Aby określić zasadność montażu instalacji fotowoltaicznej służącej do pokrycia potrzeb energetycznych budynku dla poszczególnych wariantów, wykonano analizę ekonomiczną w oparciu o koszty cyklu życia LCC. Jako poziom odniesienia przyjęto budynek z systemem grzewczym opartym na kotle gazowym kondensacyjnym. Na potrzeby analizy ekonomicznej oszacowano koszty inwestycyjne oraz eksploatacyjne związane z użytkowaniem systemów grzewczych oraz mikroinstalacji fotowoltaicznej. Zgodnie z zaleceniami zawartymi w Dyrektywie o poprawie efektywności energetycznej obliczenia wykonano dla trzydziestoletniego okresu użytkowania budynku. Na tej podstawie można było wskazać najlepsze rozwiązanie i wskazać najlepszy wariant systemu grzewczego współpracującego z instalacją fotowoltaiczną. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń można stwierdzić, że lepszym rozwiązaniem dla inwestora będzie, jeżeli zdecyduje się on na montaż systemu ogrzewania opartego na panelach grzewczych (oraz elektrycznych przepływowych podgrzewaczach ciepłej wody użytkowej), który współpracuje z mikroinstalacją fotowoltaiczną o mocy 26 kWp, o czym świadczą wartości wskaźników oceny ekonomicznej. Montaż tego typu systemu

zwróci się po około 10 latach eksploatacji (w porównaniu do systemu z kotłem gazowym). W kolejnych latach szacunkowy roczny koszt użytkowania budynku będzie wynosił ok. 2 tys. zł. Inwestycja w system bazujący na pompie ciepła typu powietrze/woda jest mniej opłacalnym rozwiązaniem, ponieważ zwrot nakładów na tego typu rozwiązanie nastąpi dopiero po ok. 17 latach eksploatacji. Różnica w całkowitych kosztach cyklu życia LCC dla systemów grzewczych bazujących w całości na energii wyprodukowanej przez mikroinstalację fotowoltaiczną wynosi ok. 10 tys. zł na korzyść systemu z panelami grzewczymi.

## Bibliografia

- [1] Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce. Wydawnictwo WNT, 2014.
- [2] Bławat F.: Analiza Ekonomiczna. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 2001.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.).
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/844 z 30 maja 2018 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 156/75).
- [5] Główny Urząd Statystyczny. 2019. Bank Danych Regionalnych. Zużycie energii elektrycznej na wsi łącznie ze zużyciem na produkcję rolną w roku 2018. <http://www.stat.gov.pl>. (dostęp 15 stycznia 2020 r.).
- [6] Knaga J., Nęcka K., Szul T.: Analysis of solar radiation for the purpose of implementation of photovoltaic systems in municipal facilities. *Bioenergy and Other Renewable Energy Technologies and Systems*, 2014, 1, 67-74.
- [7] PN-EN ISO 12831:2006 Instalacje grzewcze w budynkach - Metoda obliczania obciążenia cieplnego.
- [8] PN-EN 15450:2007. Instalacje ogrzewcze w budynkach - Projektowanie instalacji centralnego ogrzewania z pompami ciepła.
- [9] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 lipca 2015 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2015 r., poz. 1422).
- [10] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną część techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej. (Dz. U. 2015., poz. 376).
- [11] Szul T.: Ocena efektywności energetycznej budynków: wybrane zagadnienia z przykładami. Wydawnictwo Naukowe Intellect, 2018. ISBN 978-83-950526-3-7.
- [12] Szul T.: Ocena techniczno-ekonomiczna systemów grzewczych wykorzystujących energię elektryczną. *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, 2016, 1, 12-15.
- [13] Szul T.: Prosumer Energy - a Benefit or Loss for Beneficiaries in the Light of the Act on Renewable Sources of Energy. *Barometr Regionalny. Analizy i Prognozy*, 2015, 13, 2, 101-116.
- [14] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348, z późn. zm.).
- [15] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2016 poz. 925).

## TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF HEATING SYSTEMS IN A NEARLY ZERO ENERGY BUILDING COOPERATING WITH A PHOTOVOLTAIC MICROINSTALLATION

### Summary

*For an exemplary single-family residential building, the power demand and seasonal energy consumption for heating and domestic hot water preparation were calculated, and the amount of electricity consumption for domestic purposes was also determined on the basis of statistical summaries. On this basis, the power was selected and the annual production volume of the photovoltaic microinstallation operating in the ON-GIRD system was determined under the Prospectus Regulations of the Renewable Energy Sources Act. An economic analysis was then carried out based on methods based on LCC life cycle costs. A building where heating and domestic hot water preparation is carried out by means of a condensing gas boiler, while a photovoltaic installation serves to cover the electricity demand of the building was taken as a reference. Two heating systems were used for the comparison analysis, i.e. the air-water heat pump and the heating panels. In this case, the PV installation was to cover all energy needs in the building. In order to determine the validity of installing a photovoltaic installation to cover the energy needs of the building for each variant, an economic analysis based on LCC life cycle costs was performed. The results of the analysis showed that a better choice for the investor will be if he decides to install a heating system based on heating panels, among others because of the shortest period of return on investment.*

**Key words:** final energy consumption in a building, nearly zero energy building, air/water heat pumps, heating panels, PV microinstallation, economic analysis, LCC life cycle costs