EKSPERTYZA OZE – INSTALACJA PV + MAGAZYN ENERGII



INWESTOR	Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe Nadleśnictwo Rudy Raciborskie ul. Rogera 1, 47-430 Rudy
ADRES OBIEKTU	Gospodarstwo szkółkarskie. Nadleśnictwo Rudy Raciborskie, Myśliwska 6, 47-440 Nędza
WYKONAWCA EKSPERTYZY	FOKUS Consulting Sp. z o.o. ul. Pokorna 2/221 00-199 Warszawa

KARTA EKSPERTYZY OZE ZINTEGROWANYCH Z BUDYNKIEM – INSTALACJA PV				
1.	Dane identyfikacyjne			
1.1 Rodzaj przedsięwzięcia	Dobór instalacji fotowoltaicznej			
1.3. Inwestor, adres	Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe Nadleśnictwo Rudy Raciborskie, ul. Rogera 1, 47-430 Rudy		**1.4.** Adres obiektu	Myśliwska 6, 47-440 Nędza
2. Nazwa, adres i nr REGON (PESEL) podmiotu wykonującego ekspertyzę				
FOKUS Consulting Sp. z o.o. ul. Pokorna 2/221 00-199 Warszawa REGON: 365387312				
3. Imię, nazwisko, adres autora koordynującego wykonanie ekspertyzy, posiadane kwalifikacje,				
Marek Mazur ul. Pokorna 2/221 00-199 Warszawa				
4. Współautorzy ekspertyzy: imiona, nazwiska, zakresy prac, posiadane kwalifikacje				
Lp.	Imię i nazwisko		Zakres udziału w opracowaniu ekspertyzy	Posiadane kwalifikacje
a)	Marek Mazur		Projekt opracowania, wizja lokalna, koordynacja prac	Członek Zrzeszenia Audytorów Energetycznych, MBA
b)	Bogdan Cywiński		Analiza i opracowanie danych	Analityk
c)	Dariusz Musiał		Modelowanie budynku OZC Pro, certyfikat energetyczny budynku	Inżynier budownictwa Uprawnienia budowlane
5.	Miejscowość	Warszawa	**6.** Data wykonania opracowania	24 lipca 2026

Spis treści

1 Dane projektu. 6
2 Dokumenty i dane źródłowe wykorzystane przy opracowaniu ekspertyzy 7
2.1 Dokumentacja projektowa. 7
2.2 Inne dokumenty i dane. 7
2.3 Osoby udzielające informacji. 7
2.4 Wizja lokalna. 7
3 Cel ekspertyzy OZE zintegrowanych z budynkiem – instalacja PV 7
4 Zakres opracowania 8
5 Dane meteorologiczne 8
6 Inwentaryzacja obiektu 9
6.1 Lokalizacja i charakterystyka budynku. 9
6.2 Inwentaryzacja systemu zasilania w energię elektryczną obiektu. 9
6.3 Koszty oraz zużycie energii elektrycznej. 10
7 Analiza profilu mocy 12
7.1 Znaczące odbiory energii elektrycznej. 13
7.2 Dynamiczne zapotrzebowanie na energię elektryczną. 13
8 Dobór instalacji fotowoltaicznej 15
8.1 Wariant 1. 16
8.2 Wariant 2. 20
8.3 Wariant 3. 24
8.4 Zestawienie i wybór optymalnego wariantu. 28
8.5 Analiza ofert od dostawców na instalację PV 29
9 Zalecenia dotyczące przyłączenia instalacji PV do sieci OSD 29
9.1 Uzyskania warunków technicznych przyłączenia. 30
9.2 Umowy o przyłączenie. 31
9.3 Umowy o dostarczanie/odbiór/sprzedaż energii. 32
10 Ogólne zalecenia dotyczące montażu 32
11 Ogólne zalecenia dotyczące możliwości zastosowania pompy ciepła 36
12 Ogólne zalecenia dotyczące możliwości zastosowania magazynów energii 37
13 Analiza zasadności wymiany wózków widłowych 39
14 Rekomendacje wybranego wariantu 41
15 Rozszerzenie wariantu o usprawnienia wózków widłowych 44
16 Ustawa o OZE 48
16.1 Podstawowe pojęcia. 48
16.2 Zasady odkupu nadwyżek. 49
17 Załączniki 49

Spis tabel

Tabela 1-1 Dane projektu 6
Tabela 6-1 Koszty oraz zużycia energii elektrycznej dla analizowanego okresu 10
Tabela 6-2 Składniki ceny energii elektrycznej 11
Tabela 7-1 Zinwentaryzowane największe systemy odbioru energii elektrycznej 13
Tabela 8-1 Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia dla wariantu 1. 18
Tabela 8-2 Wielkości oraz wartość energii odsprzedanej do sieci dla wariantu 1 19
Tabela 8-3 Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia dla wariantu 2. 23
Tabela 8-4 Wielkości oraz wartość energii odsprzedanej do sieci dla wariantu 2 23
Tabela 8-5 Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia dla wariantu 3. 26
Tabela 8-6 Wielkości oraz wartość energii zmagazynowanej w sieci dla wariantu 3 27
Tabela 8-7 Zestawienie i wybór optymalnego wariantu 28
Tabela 12-1 Zestawienie podstawowych parametrów magazynu energii 38
Tabela 13-1 Porównanie kosztów użytkowania oraz efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia 40
Tabela 14-1 Analiza wrażliwości dla różnych wartości autokonsumpcji 42
Tabela 14-2 Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia – instalacja PV, magazyn energii 43
Tabela 14-3 Przepływów pieniężnych przedsięwzięcia 43
Tabela 15-1 Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia – instalacja PV, magazyn energii, wymiana wózków widłowych 46
Tabela 15-2 Przepływów pieniężnych przedsięwzięcia 47

Spis rysunków

Rysunek 6-1 Lokalizacja obiektu. Źródło: Google maps 9
Rysunek 6-2 Koszty oraz zużycia energii elektrycznej dla analizowanego okresu 11
Rysunek 7-1 Dobowy godzinowy profil zużycia energii elektrycznej 12
Rysunek 7-2 Struktura zużycia energii elektrycznej w ujęciu rocznym 14
Rysunek 7-3 Zużycie energii elektrycznej w ujęciu miesięcznym 14
Rysunek 8-1 Rozmieszczenie paneli PV w wariancie 1 17

Rysunek 8-2 Miesięczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV w wariancie 1 18
Rysunek 8-3 Rozmieszczenie paneli PV w wariancie 2..... 21
Rysunek 8-4 Miesięczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV w wariancie 2 22
Rysunek 8-5 Rozmieszczenie paneli PV na obiekcie w wariancie 3..... 25
Rysunek 8-6 Miesięczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV w wariancie 3 26
Rysunek 10-1 Przykład wizualizacji / rozmieszczenia instalacji 100 kWp na działce 34
Rysunek 14-1 NPV oraz roczne przepływy pieniężne dla rekomendowanego wariantu 43
Rysunek 15-1 NPV oraz roczne przepływy pieniężne dla rozszerzonego wariantu o wózki widłowe 47

1 Dane projektu.

Tabela 1-1 Dane projektu

Dane ogólne				
1.	Nazwa projektu	Dobór instalacji fotowoltaicznej, optymalizacja zużycia energii elektrycznej.		
2.	Inwestor	Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe Nadleśnictwo Rudy Raciborskie, ul. Rogera 1, 47-430 Rudy		
3.	Lokalizacja projektu	Gospodarstwo szkółkarskie. Nadleśnictwo Rudy Raciborskie, Myśliwska 6, 47-440 Nędza		
4.	Typ przedsięwzięcia	Instalacja fotowoltaiczna		
Charakterystyka energetyczna			**Stan bazowy**	**Stan docelowy**
5.	Ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej, kWh/rok		-	106 056
6.	Zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej z instalacji fotowoltaicznej na użytek własny, kWh/rok		-	75 673
7.	Ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej	oddanej do sieci, kWh/rok	-	30 383
		sprzedanej do sieci, kWh/rok	-	30 383
8.	Roczna ilość energii elektrycznej pobranej z sieci, kWh/rok		250 534	174 861
Charakterystyka ekologiczna			**Stan bazowy**	**Stan docelowy**
9.	Wielkość rocznej emisji, CO_2, Mg CO_2/rok		138,55	96,70
10.	Wielkość redukcji rocznej emisji CO_2, Mg CO_2/rok		41,85	
Charakterystyka ekonomiczna wybranego wariantu przedsięwzięcia				
11.	Planowane całkowite nakłady inwestycyjne, zł		652 400,00	
12.	Roczne zmniejszenie kosztów energii, zł/rok | %		81 260,80	32,9
13.	Prosty okres zwrotu inwestycji SPBT, lat		8,0	

2 DOKUMENTY I DANE ŹRÓDŁOWE WYKORZYSTANE PRZY OPRACOWANIU EKSPERTYZY

2.1 Dokumentacja projektowa.

a) Wyciąg z projektów budowlanych budynków.
b) Schemat instalacji elektrycznej.

2.2 Inne dokumenty i dane.

a) Umowa nr S.272.1.27.2026 z dnia 22.05.2026 r.
b) Kopie faktur za dostawy energii elektrycznej za lata 2025;
c) Raport dobowy poboru mocy energii elektrycznej na przyłączu energetycznym za okres 01.01.2025 r. – 31.12.2025 r.;
d) Dokumentacja fotograficzna, spis z natury;
e) Zużycie energii elektrycznej (01.01.2025 – 31.12.2025);
f) USTAWA o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. Dz.U.2024.1361 tj.. Akt obowiązujący, wersja od: 2 lipca 2025 r. do: 30 grudnia 2025 r.

2.3 Osoby udzielające informacji.

a) Dominik Wojnowski, e-mail: dominik.wojnowski@katowice.lasy.gov.pl, tel. +48 32 410 30 29.

2.4 Wizja lokalna.

Data: 25.06.2026 r.
mgr Marek Mazur;
Data: 08.07.2026 r.
mgr inż. Dariusz Musiał.

3 CEL EKSPERTYZY OZE ZINTEGROWANYCH Z BUDYNKIEM – INSTALACJA PV

Celem ekspertyzy OZE dla gruntowej instalacji fotowoltaicznej PV jest dobranie optymalnej wielkości instalacji, oszacowanie wielkości produkcji energii elektrycznej, oszacowanie oszczędności ekonomicznych wynikających z ograniczenia zakupu energii elektrycznej oraz oszacowanie redukcji emisji CO_2.

Istotnym efektem przeprowadzenia inwestycji zgodnie ze wskazaniami zawartymi w niniejszym opracowaniu, będzie znaczne ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej

poprzez wdrożenie instalacji fotowoltaicznej. Osiągnięcie powyższego celu pozwoli na uzyskanie znaczących korzyści ekologicznych związanych ze zmniejszeniem zużycia energii, redukcją emisji zanieczyszczeń powietrza, w tym CO_2 oraz uzyskanie efektów ekonomicznych związanych z obniżeniem kosztów za energię elektryczną.

W związku z powyższym rozpatrzono możliwości zastosowania systemu generacji energii elektrycznej w oparciu o ogniwa fotowoltaiczne, pracującego na potrzeby własne obiektu, tzn. wytworzona energia elektryczna jest zużywana na miejscu, a jej nadwyżki będą oddawane do sieci elektroenergetycznej lub/i magazynowane, i wykorzystywane na potrzeby własne (zwiększenie autokonsumpcji).

4 ZAKRES OPRACOWANIA

Opracowanie obejmuje:

1. Audyt elektroenergetyczny w tym analizę historyczną zużycia energii elektrycznej:
    a. Profil dobowy.
    b. Taryfy: sprzedażowa, dystrybucyjna.
    c. Gospodarka mocą zamówioną.
    d. Moc umowna.
    e. Inwentaryzacja odbiorów energii elektrycznej.
    f. Identyfikacja głównych odbiorów.
2. Wiarygodną informację nt. możliwości maksymalizacji produkcji energii elektrycznej przede wszystkim na potrzeby własne (maksymalizacja autokonsumpcji) przy spełnieniu norm bezpieczeństwa:
    a. Instalacja fotowoltaiczna.
    b. Magazyn energii elektrycznej.
    c. System monitoringu i BMS.
3. Dane dotyczące oszczędności, kosztu i zwrotu z inwestycji dla minimum trzech wariantów przedsięwzięcia tj. SPBT, IRR, LCC, ROI oraz aspektów jej wpływu na środowisko (wyliczenie wskaźników emisji).
4. Przygotowanie certyfikatu energetycznego budynku głównego. Dodatkowo rekomendacje dotyczące termomodernizacji budynku i jego dostosowania do wymogów WT2021.

Opracowanie ex post obejmuje:

1. Weryfikację założeń dla przyjętego wariantu.
2. Porównanie efektów energetycznych i ekologicznych.
3. Wnioski i rekomendacje.

5 DANE METEOROLOGICZNE

Do obliczeń opracowania ekspertyzy energetycznej i wykonania certyfikatu energetycznego wykorzystano godzinowe dane wieloletniego promieniowania słonecznego oraz stopniodni dla stacji

meteorologicznej Racibórz. Dane te dotyczą typowych lat meteorologicznych i statystycznych danych klimatycznych i pochodzą z bazy danych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (dane dostępne na stronie Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju). Do obliczenia zysku energetycznego z pracy instalacji fotowoltaicznej skorzystano z oficjalnego narzędzia, zalecanego przez Komisję Europejską PVGIS ©European Union, 2001-2025.

6 INWENTARYZACJA OBIEKTU

6.1 Lokalizacja i charakterystyka budynku.

Kompleks obiektów Gospodarstwo szkółkarskie Nadleśnictwo Rudy Raciborskie zlokalizowany jest w miejscowości Nędza, pod adresem: Myśliwska 6, 47-440 Nędza.



Rysunek 6-1 Lokalizacja obiektu. Źródło: Google maps

6.2 Inwentaryzacja systemu zasilania w energię elektryczną obiektu.

Kompleks obiektów posiada jedno przyłącze energii elektrycznej na taryfie B23 (dystrybucja i sprzedaż). Energia dostarczana jest do obiektu z własnej trafostacji średniego napięcia (SN). Sprzedawcą energii czynnej jest Renpro Sp. z o.o., a operatorem systemu dystrybucyjnego jest Tauron Dystrybucja S.A. - nr punktu poboru: 590322401000007566, nr licznika: 94032837. Moc umowna wynosi 120 kW. Obiekt nie posiada instalacji OZE.

6.3 Koszty oraz zużycie energii elektrycznej.

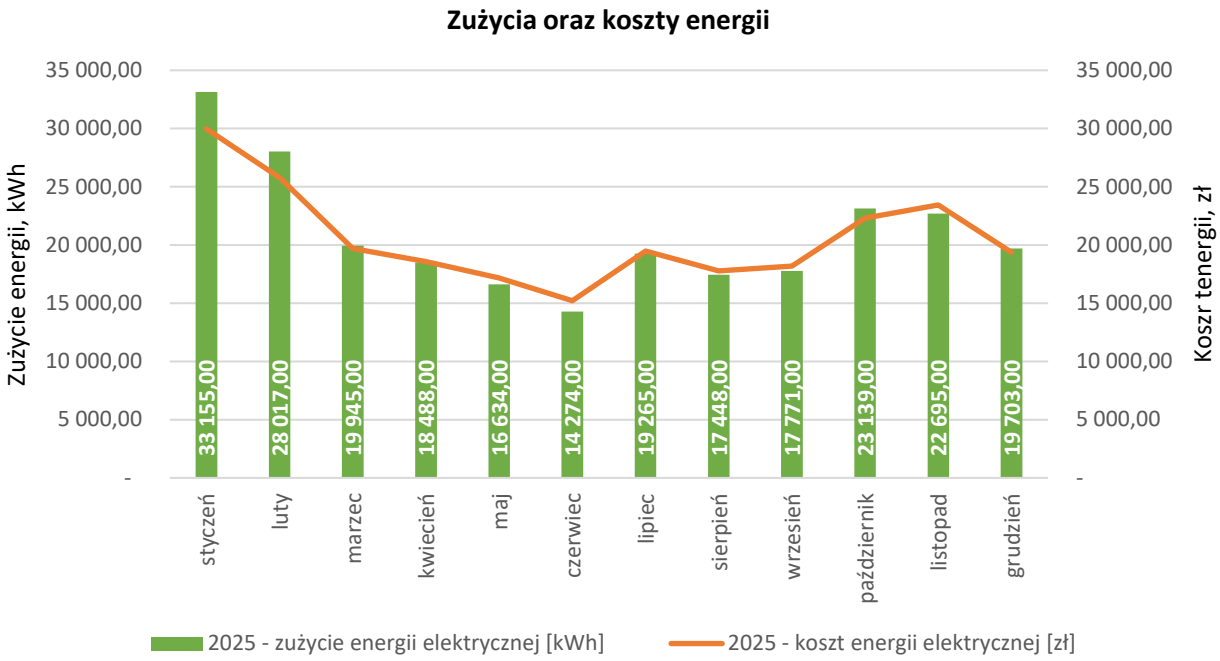
Największe zużycie i koszty energii elektrycznej przypadają na miesiące: styczeń i luty. Wynika to z faktu, iż przedsiębiorstwo w tych miesiącach wydatkuje najwięcej energii elektrycznej na działanie chłodni.

Poniżej w tabeli zestawiono wielkości zużyć oraz kosztów energii dla analizowanego okresu - 01.01.2025 r. – 31.12.2025 r.

Tabela 6-1 Koszty oraz zużycia energii elektrycznej dla analizowanego okresu

Okres	Wielkość zużycia energii, kWh/m-c	Koszty energii elektrycznej zł/m-c (netto)
styczeń	33 155	29 974,67
luty	28 017	25 763,22
marzec	19 945	19 707,70
kwiecień	18 488	18 575,03
maj	16 634	17 168,71
czerwiec	14 274	15 213,81
lipiec	19 265	19 491,84
sierpień	17 448	17 764,92
wrzesień	17 771	18 189,25
październik	23 139	22 307,33
listopad	22 695	23 441,30
grudzień	19 703	19 364,39
SUMA	250 534	246 962,18

Zużycie oraz koszty energii elektrycznej pokazano w formie wykresu na Rysunku 6-2.



Rysunek 6-2 Koszty oraz zużycia energii elektrycznej dla analizowanego okresu

Wykres przedstawia miesięczne zużycie energii elektrycznej oraz odpowiadające mu koszty zakupu energii w 2025 r. Największe zużycie wystąpiło w styczniu i lutym, co jest związane przede wszystkim z pracą chłodni. Najniższy pobór energii odnotowano w maju i czerwcu. Poniżej w tabeli zestawiono stawki dystrybucyjne i sprzedaży energii elektrycznej (netto). Przedstawione stawki dotyczą okresu 01.01.2025 r. – 31.12.2025 r.

Tabela 6-2 Składniki ceny energii elektrycznej

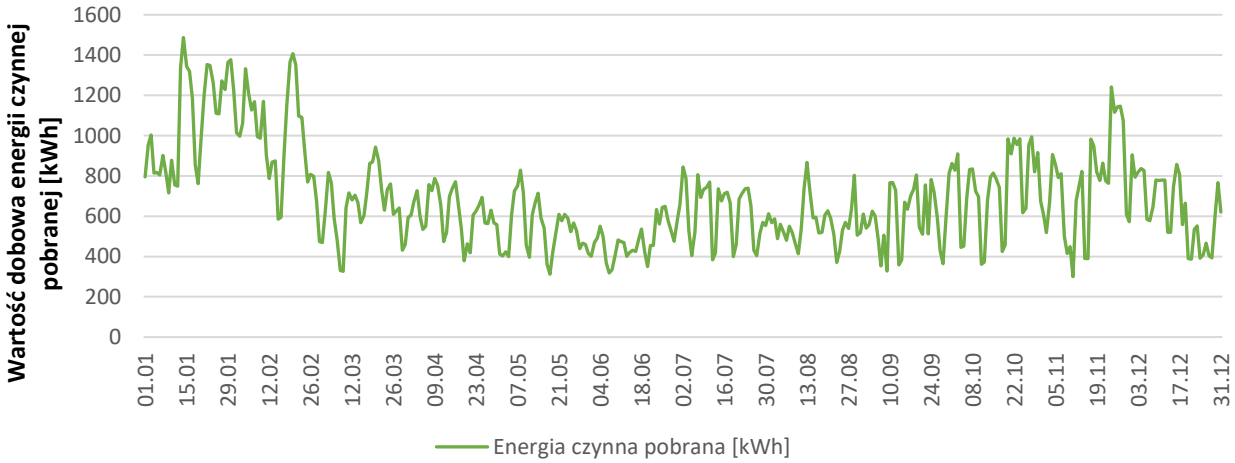
Wyszczególnienie	Jednostka	Stawki (netto)
Sprzedaż energii elektrycznej		
Szczyt przedpołudniowy	zł/kWh	0,6390
Szczyt popołudniowy	zł/kWh	0,6390
Reszta doby	zł/kWh	0,6390
Opłata handlowa	zł/m-c	0,00
Dystrybucja energii elektrycznej		
Szczyt przedpołudniowy	zł/kWh	0,04773
Szczyt popołudniowy	zł/kWh	0,05447
Reszta doby	zł/kWh	0,04211
Opłata za moc umowną	zł/kW	32,27
Opłata przejściowa	zł/kW	0,019

Wyszczególnienie	Jednostka	Stawki (netto)
Opłata mocowa (średnia)	zł/kWh	0,1412
Opłata jakościowa	zł/kWh	0,03212
Opłata kogeneracyjna	zł/kWh	0,003
Opłata abonamentowa	zł/m-c	18,00

Dla uproszczenia, do obliczeń ekonomicznych w ekspertyzie przyjęto cenę wynoszącą 0,9857zł/kWh (netto). To średni koszt całej faktury. Zawiera elementy, które nie zmniejszą się proporcjonalnie wraz ze spadkiem poboru energii z sieci.

7 ANALIZA PROFILU MOCY

Na rysunku 7-1 przedstawiono wykres obrazujący moc pobieraną, zarejestrowaną w odstępach dobowych. Zauważalny jest spadek poboru energii w miesiącach letnich. Profil roczny pokazuje znacznie większą amplitudę poboru energii od stycznia do marca i września do grudnia, wynikającą z specyfiki produkcji (głównie działanie chłodni), zaś niższe zużycia w miesiącach letnich, wynikają głównie z utrzymania infrastruktury i wsparcia procesów pomocniczych.



Rysunek 7-1 Dobowy godzinowy profil zużycia energii elektrycznej

Wykres przedstawia dobowe wartości energii czynnej pobranej z sieci w analizowanym okresie. Nie przedstawia chwilowej mocy ani przebiegu godzinowego, lecz zmienność całkowitego poboru energii pomiędzy poszczególnymi dniami roku. Widoczny wyższy pobór w okresie zimowym i jesiennym oraz niższe wartości w miesiącach letnich potwierdzają sezonowość pracy obiektu.

Sam profil miesięczny lub dobowy nie pozwala wiarygodnie obliczyć autokonsumpcji z magazynem. Potrzebna jest symulacja minimum godzinowa, najlepiej 15-min., z SOC, mocą ładowania/rozładowania, sprawnością i ograniczeniami baterii. Dane 15-min. można uzyskać np. z

systemu / urządzenia TCM BOX lub innych systemów pomiarowych, zamontowanych w rozdzielni S/N. Oszacowano zatem autokonsumpcję na podstawie dostępnych danych godzinowych.

7.1 Znaczące odbiory energii elektrycznej.

Do określenia dynamicznego bilansu zapotrzebowania na energię elektryczną w kompleksie dokonano inwentaryzacji odbiorników energii elektrycznej. Poniżej w tabeli zestawiono systemy znaczących odbiorów energii elektrycznej:

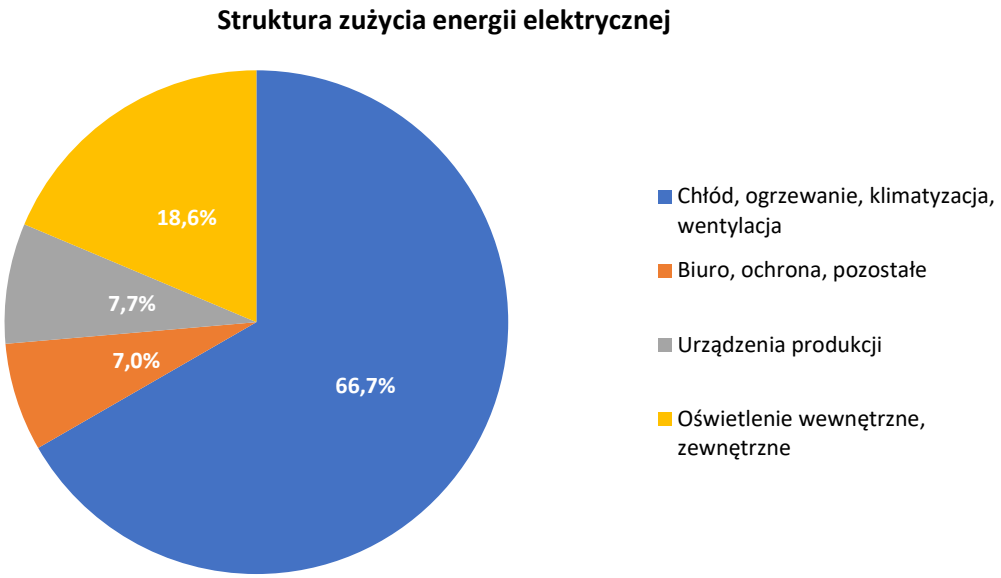
a) Chłód, ogrzewanie, klimatyzacja, wentylacja.
b) Biuro, ochrona, pozostałe.
c) Oświetlenie wewnętrzne, zewnętrzne.
d) Urządzenia produkcji.

Tabela 7-1 Zinwentaryzowane największe systemy odbioru energii elektrycznej

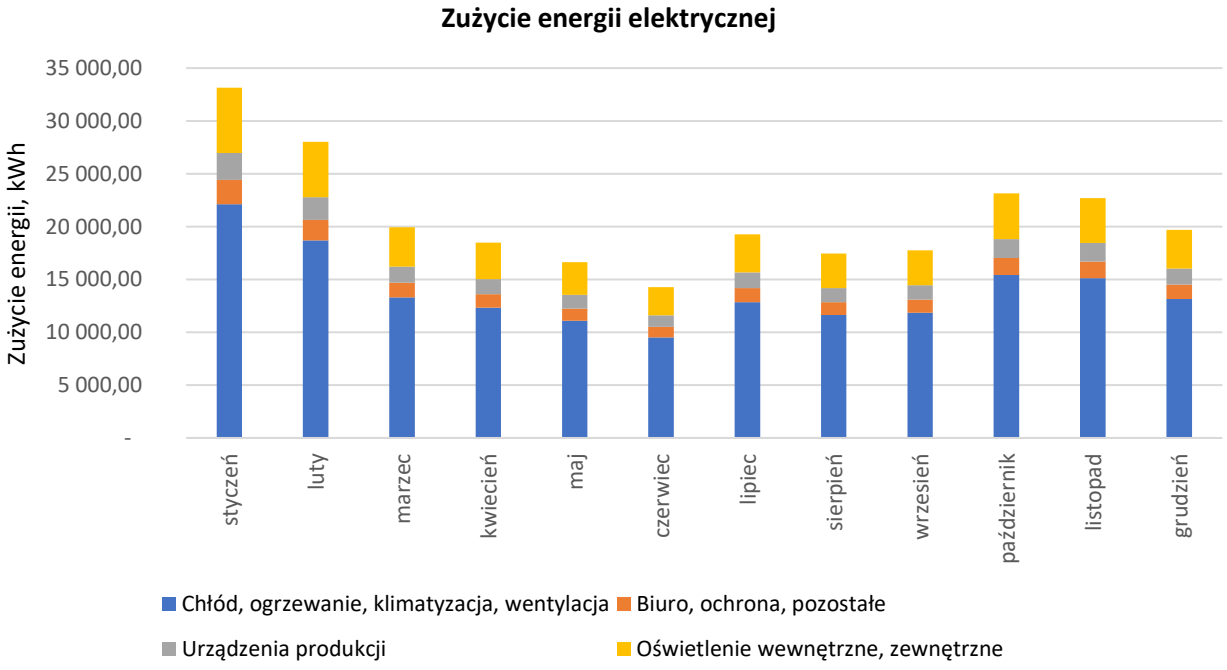
Lp.	System poboru energii, grupa	Szacowane zużycie
		kWh/rok
1	Chłód, ogrzewanie, klimatyzacja, wentylacja	167 053
2	Biuro, ochrona, pozostałe	17 412
3	Urządzenia produkcji	19 347
4	Oświetlenie wewnętrzne, zewnętrzne	46 722
SUMA	**-**	**250 534**

7.2 Dynamiczne zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Oszacowany dynamiczny bilans zapotrzebowania energii elektrycznej w ujęciu rocznym, miesięcznym oraz dziennym przedstawiono poniżej na wykresach. Omówienie wyników przedstawiono na końcu podrozdziału.



Rysunek 7-2 Struktura zużycia energii elektrycznej w ujęciu rocznym



Rysunek 7-3 Zużycie energii elektrycznej w ujęciu miesięcznym

Oszacowane, roczne zużycie energii elektrycznej na Chłód, ogrzewanie, klimatyzacja, wentylacja wynosi 167 053 kWh/rok i stanowi 66,7% całkowitego zużycia energii elektrycznej. Dla pracy biur we wszystkich obiektach kompleksu wyliczono zużycie w wysokości 17 412 kWh/rok, co stanowi 7,0% całkowitego zużycia energii elektrycznej. Ze względu na sezonowość, Urządzenia produkcji to 19 347 kWh/rok – 7,7%, zaś Oświetlenie wewnętrzne, zewnętrzne to wydatek 46 722 kWh/rok – 18,6%.

8 DOBÓR INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ

Przeprowadzono analizę wykorzystania odnawialnych źródeł energii polegającą na zastosowaniu układu paneli fotowoltaicznych (PV) na gruncie. Instalacja PV będzie produkowała energię na potrzeby własne z możliwością odprowadzania nadwyżek do sieci elektroenergetycznej. Maksymalna autokonsumpcja energii z produkcji OZE wystąpi zimą, zaś w okresie od kwietnia do września mogą wystąpić nadwyżki oddawane do sieci. W celu zwiększenia autokonsumpcji w okresie letnim w jednym z wariantów zaproponowano magazyn energii. W okresie zimowym magazyn może być ładowany tańszą taryfą nocną, a rozładowywany w droższych okresach stref S1, S2.

a) Wariant 1 – panele fotowoltaiczne na gruncie, montowane w 1 rzędzie, 25 kolumn x 4 moduły landscape pod kątem 35° ukierunkowane na południowy wschód, moc instalacji 50 kWp -100 szt. paneli bifacjalnych (dwustronnych - szkło, szkło) o mocy 500 Wp każdy bez optymalizatorów mocy, magazynem energii elektrycznej z BMS 40kW / 70 – 100 kWh;
b) Wariant 2 – panele fotowoltaiczne na gruncie, montowane w 2 rzędach: 1) 25 kolumn x 4 moduły landscape; 2) 15 kolumn x 4 moduły landscape pod kątem 35° ukierunkowane na południowy wschód, moc instalacji 80,0 kWp - 160 szt. paneli bifacjalnych (dwustronnych - szkło, szkło) o mocy 500 Wp każdy bez optymalizatorów mocy, magazynem energii elektrycznej z BMS 40kW / 70 – 100 kWh;
c) Wariant 3 – panele fotowoltaiczne na gruncie, montowane w 2 rzędach, 25 kolumn x 4 moduły landscape pod kątem 35° ukierunkowane na południowy wschód, moc instalacji 100,0 kWp - 200 szt. paneli bifacjalnych (dwustronnych - szkło, szkło) o mocy 500 Wp każdy bez optymalizatorów mocy, magazynem energii elektrycznej z BMS 40kW / 70 – 100 kWh;

W analizowanych wariantach nie przewiduje się standardowego montażu optymalizatorów mocy przy wszystkich modułach PV. Urządzenia te ograniczają straty wynikające z nierównomiernej pracy modułów, przede wszystkim przy lokalnym zacienieniu, zabrudzeniu lub różnicach ekspozycji. Dla projektowanej instalacji gruntowej, przy jednolitym ustawieniu stołów oraz braku potwierdzonego trwałego zacienienia, ich zastosowanie w całej instalacji nie jest ekonomicznie uzasadnione. Ostatecznie decyzja powinna zostać potwierdzona analizą zacienienia na etapie projektu wykonawczego. W przypadku stwierdzenia zacienienia wybranych modułów należy zastosować optymalizatory jedynie w tych strefach lub panelach.
Jako rozwiązanie bazowe przyjęto moduły bifacjalne (dwustronne) na stałej konstrukcji gruntowej, z jasnym, mineralnym i przepuszczalnym podłożem o podwyższonym współczynniku odbicia promieniowania, np. z białego kruszywa. Podłoże zwiększa ilość promieniowania docierającego do

tylnej strony modułów, a tym samym może podnieść ich uzysk energetyczny. Efekt ten zależy od rzeczywistego albedo podłoża, wysokości stołów, rozstawu rzędów, zacienienia wzajemnego i utrzymania powierzchni w stanie ograniczającym zarastanie.
Zrezygnowano z zastosowania trackerów jednoosiowych na rzecz konstrukcji stałej z modułami bifacjalnymi. Trackery mogą zwiększać produkcję energii, ale wymagają układów ruchomych, napędów, automatyki, dodatkowych zabezpieczeń oraz wydzielenia większej powierzchni terenu. Przyjęte rozwiązanie ogranicza złożoność techniczną i ryzyko eksploatacyjne.

8.1 Wariant 1.

Panele fotowoltaiczne zamontowane na gruncie: dolna krawędź 1,1 m; górna 3,7m. Moduły na stole w 1 rzędzie, 25 kolumn po 4 moduły landscape – kąt nachylenia 35 st., ukierunkowane na południowy wschód. Moc 50 kWp, generator PV to 100 szt. paneli o mocy 500 Wp każdy. Wymiary pojedynczego modułu PV to dł. 1,953 m, szer. 1,134 m, wys. 0,030 m lub podobne. Rodzaj modułu bifacjal (szkło, szkło), sprawność modułu 22,6%. Gwarancja na sprawność 87,4% po 30 latach, gwarancja na produkt 15 lat.

Panele zamontowane na stole w dwóch rzędach, stół osadzony na palach pionowych w gruncie, z podsypką białego żwiru. Falownik hybrydowy o mocy 50 kW zamontowano pod stołem. Gwarancja na falownik to 10 lat. Założono montaż magazynu energii o pojemności 70 - 100 kWh z BMS oraz wyłącznika p. poż. i SZR (System Zasilania Rezerwowego). Konieczność wykonania przepustu lub przekopu pod drogą oraz wykonanie trasy kablowej do głównej rozdzielni wzdłuż ogrodzenia.

Ze względu na moc instalacji, która nie przekracza 50 kWp, nie jest konieczne wykonanie projektu i uzyskanie pozwolenia na budowę. Przyłączenie do sieci odbywa się zgodnie z procedurą zgłoszenia do właściwego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Ze względu na procedury obowiązujące w Lasach Państwowych, w tym przypadku zostanie zastosowana pełna procedura budowalna, co zostało uwzględniona w kosztach.



Rysunek 8-1 Rozmieszczenie paneli PV w wariancie 1

a) Szacowane nakłady inwestycyjne.

Nakłady inwestycyjne oszacowano wyodrębniając poszczególne składowe w kwotach netto (+23% VAT):

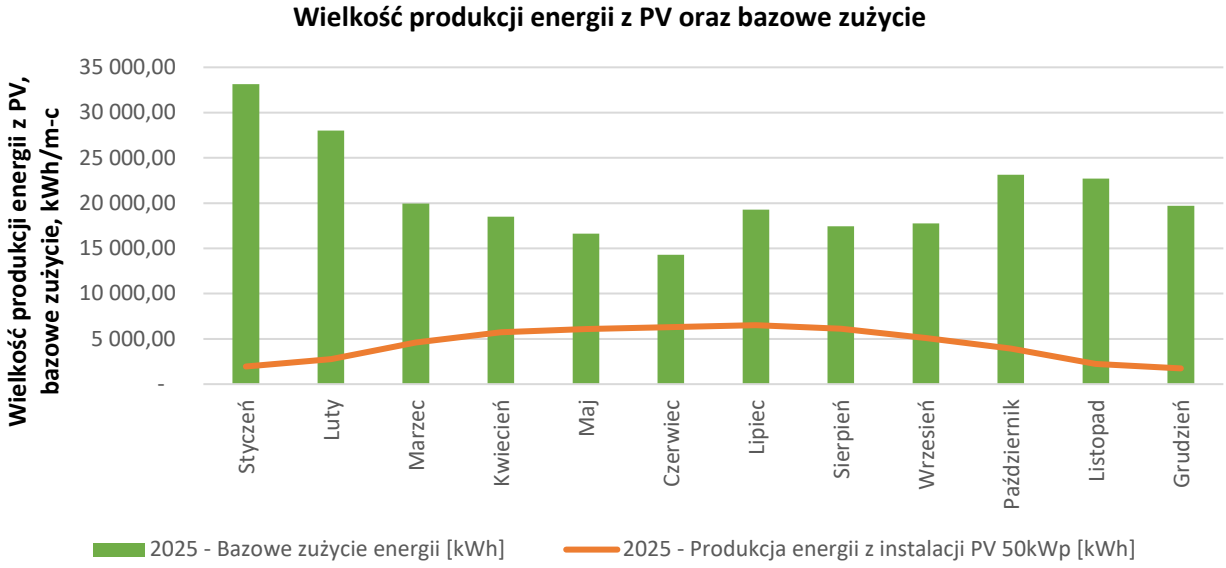
- Procedura uzyskania pozwolenia na budowę do oszacowania (od 0 do 8000,00zł);
- Projekt oraz przeprocesowanie procedury administracyjnej = 20 000,00 zł.
- Inspektor nadzoru = 10 000,00 zł;
- Budowa instalacji PV: 50,0 kWp x 3 100,00 zł = 155 000,00 zł;
- Budowa magazynu energii elektrycznej: 40 kW / 70 - 100 kWh z BMS = 245 000,00 zł;
- Wyłącznik p. poż. i SZR + przyłącze do rozdzielni SN = 61 500,00 zł;
- Montaż systemu monitoringu energii i temperatury np. TCM BOX = 5 900,00zł.

Łączny koszt realizacji inwestycji w tym wariancie to 497 400,00 zł. Szacowany czas realizacji to ok. 4 miesiące. W długofalowej ocenie opłacalności inwestycji należy uwzględnić koszt wymiany falowników po siedmiu i czternastu latach, w wysokości 13 500,00 zł za każdą wymianę.

b) Szacunki dotyczące produktywności.

W obliczeniach szacunkowej produktywności instalacji PV uwzględniono straty na komponentach: m.in. połączeniach DC, inwerterze+(praca jałowa stand-by w nocy), połączeniach AC w wysokości 14%. Obliczenia wykonano w oparciu o dane o nasłonecznieniu z pkt. 5.

Poniżej na wykresie zestawiono miesięczne wielkości produkcji energii elektrycznej przez instalację PV o mocy 50,00 kWp oraz bazowe zużycie energii elektrycznej.



Rysunek 8-2 Miesięczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV w wariancie 1

Wykres porównuje miesięczne zużycie bazowe obiektu z prognozowaną miesięczną produkcją instalacji PV o mocy 50 kWp. Produkcja energii jest najwyższa od kwietnia do września, natomiast najwyższe zużycie energii występuje w okresie zimowym.

c) Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia.

Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia pozwala określać zmiany na etapie wdrażania projektu, mogących wystąpić w przyszłości, a mających wpływ na produktywność instalacji fotowoltaicznej. Rzeczywiste promieniowanie słoneczne może różnić się od przyjętych w modelach obliczeniowych wieloletnich danych meteorologicznych i mogą pojawiać się rozbieżności pomiędzy wartościami przyjętymi podczas planowania inwestycji a rzeczywistymi.

Analizie wrażliwości poddano wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej, rocznej ilości energii oddanej lub sprzedanej do sieci elektroenergetycznej, rocznej ilość energii zużytej na własne potrzeby w zależności od wzrostu o 20% i 10%, oraz spadku o 20% i 10% wielkości nasłonecznienia.

Tabela 8-1 Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia dla wariantu 1.

Parametr	**Zmiana nasłonecznienia**				
Zmiana nasłonecznienia, %	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
Ilość energii wyprodukowanej w PV, kWh	42 423	47 725	53 028	58 331	63 634

d) Uniknięte koszty zakupu energii elektrycznej.

W prezentowanym wariancie na podstawie analizy danych przyjęto średnioroczny wskaźnik bezpośredniego wykorzystania energii elektrycznej z produkcji (autokonsumpcji przy wsparciu magazynu energii) w wysokości 88 %, ponieważ szczyt produkcji energii elektrycznej umiarkowanie bilansuje się ze szczytem potrzeb (profil dzienny). Zimą autokonsumpcja przy mniejszej produkcji wyniesie blisko 100%, zaś końcem wiosny i początkiem jesieni mogą wystąpić nadwyżki, które posłużą do ładowania magazynu energii. Latem nie wszystkie nadwyżki pomimo posiadania magazynu uda się zagospodarować i część energii będzie oddawana do sieci. Na podstawie przyjętych założeń wyliczono wysokość uniknięgo wolumenu zakupu energii elektrycznej na poziomie
46 878 kWh, co stanowi uniknięty koszt 46 209,67 zł. Dodatkowa korzyść z odebranych nadwyżek to 1 217,70 zł. Łączne korzyści wynikające z uniknięty kosztów zakupu energii elektrycznej to zatem 47 427,37 zł.

e) Sprzedaż nadwyżek energii elektrycznej.

Energia oddana do sieci z instalacji PV o mocy powyżej 50 kW jest odprowadzana do sieci operatora systemu dystrybucyjnego. Raz w roku jest rozliczana w systemie zapłaty za energię oddaną w poprzednim roku. Wielkości oraz wartość odebranej energii oszacowano dla poszczególnych miesięcy i pokazano w tabeli nr 8-2.

Tabela 8-2 Wielkości oraz wartość energii odsprzedanej do sieci dla wariantu 1

	Energia z PV sprzedana do sieci EE	Cena odkupu 2025 r.	Wartość sprzedanej energii elektrycznej (netto)
	kWh/rok	zł/MWh	zł/rok
Styczeń	0	480,01	-
Luty	0	442,02	-
Marzec	0	182,96	-
Kwiecień	1 144	158,13	180,90
Maj	1 215	210,25	255,45
Czerwiec	1 262	132,08	166,68
Lipiec	1 303	276,00	359,63
Sierpień	1 226	208,03	255,04
Wrzesień	0	335,28	-

	Energia z PV sprzedana do sieci EE	Cena odkupu 2025 r.	Wartość sprzedanej energii elektrycznej (netto)
	kWh/rok	zł/MWh	zł/rok
Październik	0	443,90	-
Listopad	0	452,88	-
Grudzień	0	477,24	-
Suma	**6 150**	-	**1 217,70**

8.2 Wariant 2.

Panele fotowoltaiczne zamontowane na gruncie: dolna krawędź 1,1 m; górna 3,7m. Moduły na stołach w 2 rzędach: 1) 25 kolumn po 4 moduły landscape; 2) 15 kolumn po 4 moduły landscape – kąt nachylenia 35 st., ukierunkowanych na południowy wschód. Moc 80 kWp, generator PV to 160 szt. paneli o mocy 500 Wp każdy. Wymiary pojedynczego modułu PV to dł. 1,953 m, szer. 1,134 m, wys. 0,030 m lub podobne. Rodzaj modułu bifacjal (szkło, szkło), sprawność modułu 22,6%. Gwarancja na sprawność 87,4% po 30 latach, gwarancja na produkt 15 lat.

Panele zamontowane na stołach w dwóch rzędach, stoły osadzone na palach pionowych w gruncie, z podsypką białego żwiru. Falownik hybrydowy o mocy 80 kW zamontowano pod stołem. Gwarancja na falownik to 10 lat. Założono montaż magazynu energii o pojemności 70 - 100 kWh z BMS oraz wyłącznika p. poż. i SZR (System Zasilania Rezerwowego). Konieczność wykonania przepustu lub przekopu pod drogą oraz wykonanie trasy kablowej do głównej rozdzielni wzdłuż ogrodzenia.

Zgodnie z aktualnym art. 29 Prawa budowlanego instalowanie urządzeń fotowoltaicznych o mocy nie większej niż 150 kW co do zasady nie wymaga pozwolenia na budowę ani zgłoszenia robót. Niezależnie od tego należy zweryfikować wymagania dotyczące zagospodarowania terenu, konstrukcji wsporczej, warunków lokalnych, ochrony przeciwpożarowej oraz procedur wewnętrznych Inwestora.



Rysunek 8-3 Rozmieszczenie paneli PV w wariancie 2

a) Nakłady inwestycyjne.

Nakłady inwestycyjne oszacowano wyodrębniając poszczególne składowe w kwotach netto (+23% VAT):

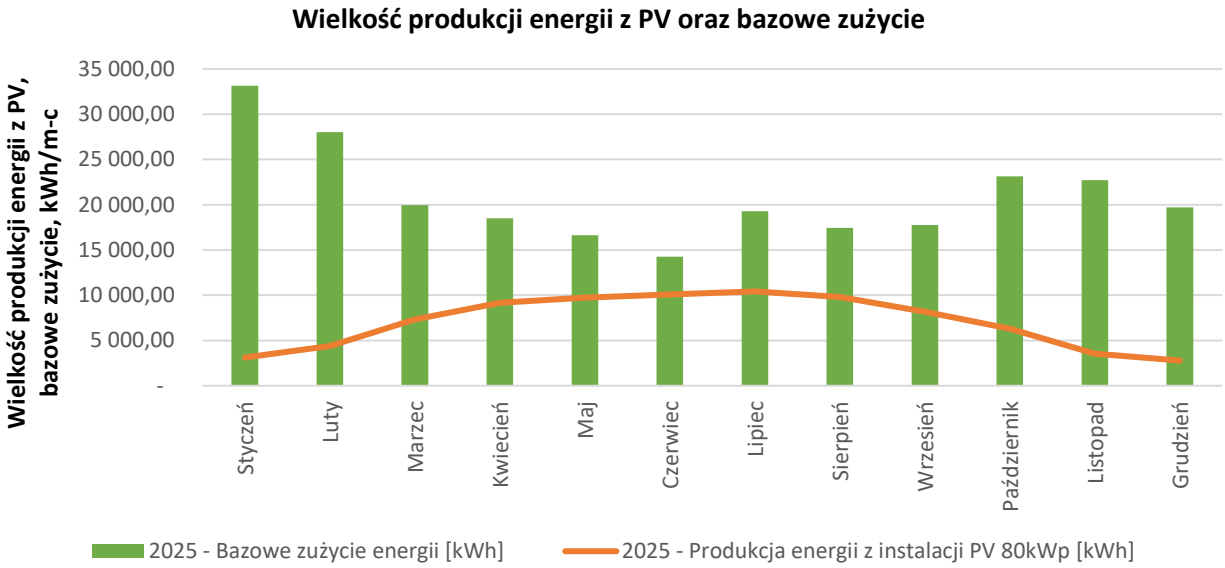
- Procedura uzyskania pozwolenia na budowę do oszacowania (od 0 do 8000,00zł);
- Projekt oraz przeprocesowanie procedury administracyjnej = 20 000,00 zł.
- Inspektor nadzoru = 20 000,00 zł;
- Budowa instalacji PV: 80,0 kWp x 2 900,00 zł = 232 000,00 zł;
- Budowa magazynu energii elektrycznej: 40 kW / 70 – 100 kWh z BMS = 245 000,00 zł;
- Wyłącznik p. poż. i SZR + przyłącze do rozdzielni SN = 66 500,00 zł;
- Montaż systemu monitoringu energii i temperatury np. TCM BOX = 5 900,00zł.

Łączny koszt realizacji inwestycji w tym wariancie to 589 400,00 zł. Szacowany czas realizacji to ok. 10 -12 miesięcy od daty złożenia wniosku o wydanie warunków przyłączenia. W długofalowej ocenie opłacalności inwestycji należy uwzględnić koszt wymiany falowników po siedmiu i czternastu latach, w wysokości 18 000,00 zł za każdą wymianę.

b) Szacunki dotyczące produktywności.

W obliczeniach szacunkowej produktywności instalacji PV uwzględniono straty na komponentach: m.in. połączeniach DC, inwerterze+(praca jałowa stand-by w nocy), telemechanice, połączeniach AC i DC w wysokości 14%. Obliczenia wykonano w oparciu o dane o nasłonecznieniu z pkt. 5.

Poniżej na wykresie zestawiono miesięczne wielkości produkcji energii elektrycznej przez instalację PV o mocy 80,00 kWp oraz bazowe zużycie energii elektrycznej.



Rysunek 8-4 Miesięczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV w wariancie 2

Wykres porównuje miesięczne zużycie bazowe obiektu z prognozowaną miesięczną produkcją instalacji PV o mocy 80 kWp. W okresie wiosenno-letnim produkcja PV zbliża się do bieżącego poboru energii lub go przewyższa, co powoduje powstawanie nadwyżek energii.

c) Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia.

Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia pozwala określać zmiany na etapie wdrażania projektu, mogących wystąpić w przyszłości, a mających wpływ na produktywność instalacji fotowoltaicznej.

Rzeczywiste promieniowanie słoneczne może różnić się od przyjętych w modelach obliczeniowych wieloletnich danych meteorologicznych i mogą pojawiać się rozbieżności pomiędzy wartościami przyjętymi podczas planowania inwestycji a rzeczywistymi.

Analizie wrażliwości poddano wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej, rocznej ilości energii oddanej lub sprzedanej do sieci elektroenergetycznej, rocznej ilość energii zużytej na własne potrzeby w zależności od wzrostu o 20% i 10%, oraz spadku o 20% i 10% wielkości nasłonecznienia.

Tabela 8-3 Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia dla wariantu 2.

Parametr	Zmiana nasłonecznienia				
Zmiana nasłonecznienia, %	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
Ilość energii wyprodukowanej w PV, kWh	67 876	76 360	84 845	93 329	101 814

d) Uniknięte koszty zakupu energii elektrycznej.

W prezentowanym wariancie na podstawie analizy danych przyjęto średnioroczny wskaźnik bezpośredniego wykorzystania energii elektrycznej z produkcji (autokonsumpcji przy wsparciu magazynu energii) w wysokości 82%, ponieważ szczyt produkcji energii elektrycznej umiarkowanie bilansuje się ze szczytem potrzeb. Zimą autokonsumpcja przy mniejszej produkcji wyniesie blisko 100%, zaś końcem wiosny i początkiem jesieni mogą wystąpić nadwyżki, które posłużą do ładowania magazynu energii. Latem nie wszystkie nadwyżki pomimo posiadania magazynu uda się zagospodarować i część energii będzie oddane do sieci. Na podstawie przyjętych założeń wyliczono wysokość uniknięty wolumenu zakupu energii elektrycznej na poziomie 69 878 kWh, co stanowi uniknięty koszt 68 881,76 zł. Dodatkowa korzyść z odebranych nadwyżek to 3 527,07 zł. Łączne korzyści wynikające z uniknięty kosztów zakupu energii elektrycznej to zatem 72 408,83 zł.

e) Odbiór nadwyżek energii elektrycznej.

Energia oddana do sieci z instalacji PV o mocy powyżej 50 kW jest odprowadzana do sieci operatora systemu dystrybucyjnego. Raz w roku jest rozliczana w systemie zapłaty za energię oddaną w poprzednim roku. Wielkości oraz wartość odebranej energii oszacowano dla poszczególnych miesięcy i pokazano w tabeli nr 8-4.

Tabela 8-4 Wielkości oraz wartość energii odsprzedanej do sieci dla wariantu 2

	Energia z PV sprzedana do sieci EE	Cena odkupu 2025 r.	Wartość sprzedanej energii elektrycznej (netto)
	kWh/rok	zł/MWh	zł/rok
Styczeń	0	480,01	-
Luty	0	442,02	-
Marzec	0	182,96	-
Kwiecień	0	158,13	-

	Energia z PV sprzedana do sieci EE	Cena odkupu 2025 r.	Wartość sprzedanej energii elektrycznej (netto)
	kWh/rok	zł/MWh	zł/rok
Maj	2 746	210,25	577,33
Czerwiec	2 917	132,08	385,26
Lipiec	3 029	276,00	836,01
Sierpień	3 126	208,03	650,29
Wrzesień	2 943	335,28	986,73
Październik	206	443,90	91,44
Listopad	0	452,88	-
Grudzień	0	477,24	-
Suma	**14 967**	-	**3 527,07**

8.3 Wariant 3.

Panele fotowoltaiczne zamontowane na gruncie: dolna krawędź 1,1 m; górna 3,7m. Moduły na stołach w 2 rzędach po 25 kolumn po 4 moduły landscape – kąt nachylenia 35 st., ukierunkowanych na południowy wschód. Moc 100 kWp, generator PV to 200 szt. paneli o mocy 500 Wp każdy. Wymiary pojedynczego modułu PV to dł. 1,953 m, szer. 1,134 m, wys. 0,030 m lub podobne. Rodzaj modułu bifacjalny (szkło, szkło), sprawność modułu 22,6%. Gwarancja na sprawność 87,4% po 30 latach, gwarancja na produkt 15 lat.

Panele zamontowane na stołach w dwóch rzędach, stoły osadzone na palach pionowych w gruncie, z podsypką białego żwiru. Falownik hybrydowy o mocy 100 kW zamontowano pod stołem. Gwarancja na falownik to 10 lat. Założono montaż magazynu energii o pojemności 70 - 100 kWh z BMS oraz wyłącznika p. poż. i SZR (System Zasilania Rezerwowego). Konieczność wykonania przepustu lub przekopu pod drogą oraz wykonanie trasy kablowej do głównej rozdzielni wzdłuż ogrodzenia.

Zgodnie z aktualnym art. 29 Prawa budowlanego instalowanie urządzeń fotowoltaicznych o mocy nie większej niż 150 kW co do zasady nie wymaga pozwolenia na budowę ani zgłoszenia robót. Niezależnie od tego należy zweryfikować wymagania dotyczące zagospodarowania terenu, konstrukcji wsporczej, warunków lokalnych, ochrony przeciwpożarowej oraz procedur wewnętrznych Inwestora.



Rysunek 8-5 Rozmieszczenie paneli PV na obiekcie w wariancie 3

a) Nakłady inwestycyjne.

Nakłady inwestycyjne oszacowano wyodrębniając poszczególne składowe w kwotach netto (+23% VAT):

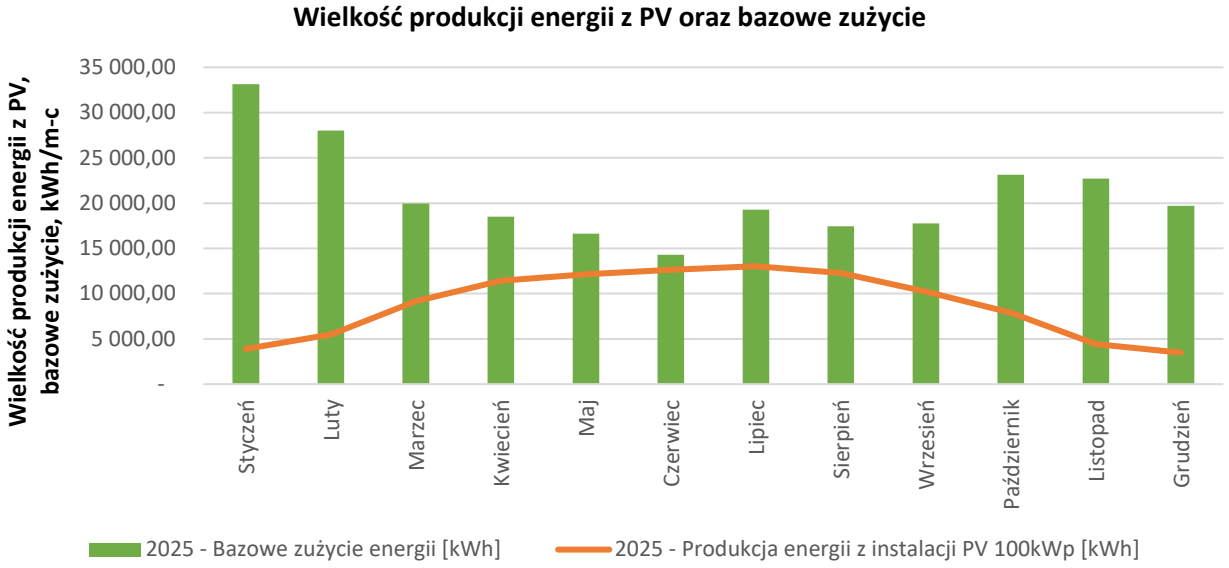
- Procedura uzyskania pozwolenia na budowę do oszacowania (od 0 do 8000,00zł);
- Projekt oraz przeprocesowanie procedury administracyjnej = 20 000,00 zł.
- Inspektor nadzoru = 20 000,00 zł;
- Budowa instalacji PV: 100,0 kWp x 2 900,00 zł = 290 000,00 zł;
- Budowa magazynu energii elektrycznej: 40 kW / 70 - 100 kWh z BMS = 245 000,00 zł;
- Wyłącznik p. poż. i SZR + przyłącze do rozdzielni SN = 71 500,00 zł;
- Montaż systemu monitoringu energii i temperatury np. TCM BOX = 5 900,00zł.

Łączny koszt realizacji inwestycji w tym wariancie to 652 400,00 zł. Szacowany czas realizacji to ok. 10 -12 miesięcy od daty złożenia wniosku o wydanie warunków przyłączenia. W długofalowej ocenie opłacalności inwestycji należy uwzględnić koszt wymiany falowników po siedmiu i czternastu latach, w wysokości 18 000,00 zł za każdą wymianę.

b) Szacunki dotyczące produktywności.

W obliczeniach szacunkowej produktywności instalacji PV uwzględniono straty na komponentach: m.in. połączeniach DC, inwerterze+(praca jałowa stand-by w nocy), telemechanice, połączeniach AC i DC w wysokości 14%. Obliczenia wykonano w oparciu o dane o nasłonecznieniu z pkt. 5.

Poniżej na wykresie zestawiono miesięczne wielkości produkcji energii elektrycznej przez instalację PV o mocy 100,00 kWp oraz bazowe zużycie energii elektrycznej.



Rysunek 8-6 Miesięczna produkcja energii elektrycznej przez instalację PV w wariancie 3

Wykres porównuje miesięczne zużycie bazowe obiektu z prognozowaną miesięczną produkcją instalacji PV o mocy 100 kWp. Wariant zapewnia najwyższą roczną produkcję energii, ale również największy wolumen nadwyżek występujących w okresie wysokiego nasłonecznienia.

c) Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia.

Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia pozwala określać zmiany na etapie wdrażania projektu, mogących wystąpić w przyszłości, a mających wpływ na produktywność instalacji fotowoltaicznej.

Rzeczywiste promieniowanie słoneczne może różnić się od przyjętych w modelach obliczeniowych wieloletnich danych meteorologicznych i mogą pojawiać się rozbieżności pomiędzy wartościami przyjętymi podczas planowania inwestycji a rzeczywistymi.

Analizie wrażliwości poddano wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej, rocznej ilości energii oddanej lub sprzedanej do sieci elektroenergetycznej, rocznej ilość energii zużytej na własne potrzeby w zależności od wzrostu o 20% i 10%, oraz spadku o 20% i 10% wielkości nasłonecznienia.

Tabela 8-5 Analiza wrażliwości na zmienność nasłonecznienia dla wariantu 3.

Parametr	**Zmiana nasłonecznienia**				
Zmiana nasłonecznienia, %	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
Ilość energii wyprodukowanej w PV, kWh	84 845	95 451	106 056	116 662	127 268

d) Uniknięte koszty zakupu energii elektrycznej.

W prezentowanym wariancie na podstawie analizy danych przyjęto średnioroczny wskaźnik bezpośredniego wykorzystania energii elektrycznej z produkcji (autokonsumpcji, przy wsparciu magazynu energii) w wysokości 71%, ponieważ wysoki szczyt produkcji energii elektrycznej umiarkowanie bilansuje się ze szczytem potrzeb. Zimą autokonsumpcja przy mniejszej produkcji wyniesie blisko 80%, zaś końcem wiosny i początkiem jesieni mogą wystąpić nadwyżki, które posłużą do ładowania magazynu energii. Latem nie wszystkie nadwyżki pomimo posiadania magazynu uda się zagospodarować i część energii będzie oddane do sieci. Na podstawie przyjętych założeń wyliczono wysokość uniknięgo wolumenu zakupu energii elektrycznej na poziomie 75 673 kWh, co stanowi uniknięty koszt 74 594,14 zł. Dodatkowa korzyść z odebranych nadwyżek to 6 666,66 zł. Łączne korzyści wynikające z unikniętych kosztów zakupu energii elektrycznej to zatem 81 260,80 zł.

e) Odbiór nadwyżek energii elektrycznej.

Energia oddana do sieci z instalacji PV o mocy powyżej 50 kW jest odprowadzana do sieci operatora systemu dystrybucyjnego. Raz w roku jest rozliczana w systemie zapłaty za energię oddaną w poprzednim roku. Wielkości oraz wartość odebranej energii oszacowano dla poszczególnych miesięcy i pokazano w tabeli nr 8-6.

Tabela 8-6 Wielkości oraz wartość energii zmagazynowanej w sieci dla wariantu 3

	Energia z PV sprzedana do sieci EE	Cena odkupu 2025 r.	Wartość sprzedanej energii elektrycznej (netto)
	kWh/rok	zł/MWh	zł/rok
Styczeń	0	480,01	-
Luty	0	442,02	-
Marzec	0	182,96	-
Kwiecień	3 422	158,13	541,13
Maj	5 105	210,25	1073,30
Czerwiec	5 810	132,08	767,36
Lipiec	6 202	276,00	1711,76
Sierpień	6 031	208,03	1254,60
Wrzesień	3444	335,28	1154,70
Październik	369	443,90	163,80

	Energia z PV sprzedana do sieci EE	Cena odkupu 2025 r.	Wartość sprzedanej energii elektrycznej (netto)
	kWh/rok	zł/MWh	zł/rok
Listopad	0	452,88	-
Grudzień	0	477,24	-
Suma	**30 383**	**-**	**6666,66**

8.4 Zestawienie i wybór optymalnego wariantu.

Poniżej w tabeli zestawiono wyniki analizowanych wariantów i wybrano najbardziej optymalny wariant.

Tabela 8-7 Zestawienie i wybór optymalnego wariantu

Parametr		Jednostka	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
Moc instalacji PV		kWp	50	80	100
Moc pojedynczego panelu		Wp/panel	500	500	500
Ilość paneli		szt.	100	160	200
Ukierunkowanie paneli względem strony świata		N,S,E,W, NW,SW,NE,SE	10° (SE)	10° (SE)	10° (SE)
Układ z magazynem energii		tak/nie	tak	tak	tak
Układ z optymalizatorami mocy		tak/nie	nie	nie	nie
Roczne bazowe zużycie energii elektrycznej		kWh/rok	250 534	250 534	250 534
Roczna ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej		kWh/rok	53 028	84 845	106 056
Roczne zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej z instalacji fotowoltaicznej na użytek własny		kWh/rok	46 878	69 878	75 673
Roczna ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej	Oddanej do sieci	kWh/rok	6 150	14 967	30 383
	Sprzedanej do sieci	kWh/rok	6 150	14 967	30 383
Przychód z odsprzedanej energii elektrycznej		zł/rok	1 217,70	3 527,07	6 666,66
Roczna ilość energii elektrycznej zakupionej z sieci		kWh/rok	203 656	180 656	174 861

Wielkość rocznej bazowej emisji CO_2	Mg CO_2/rok	138,55	138,55	138,55
Wielkość rocznej emisji CO_2 w stanie docelowym	Mg CO_2/rok	112,62	99,90	96,70
Wielkość redukcji rocznej emisji CO_2	Mg CO_2/rok	25,92	38,64	41,85
Planowane całkowite nakłady inwestycyjne (netto)	zł	497 400,00	589 400,00	652 400,00
Roczny bazowy koszt zakupu energii elektrycznej (netto)	zł/rok	246 962,18	246 962,18	246 962,18
Roczny przychód ze sprzedaży energii elektrycznej	zł/rok	1 217,70	3 527,07	6 666,66
Roczny koszt zakupu energii elektrycznej w stanie docelowym (netto)	zł/rok	199 534,81	174 553,35	165 701,38
Uniknięte koszty zakupu energii (netto)	zł/rok	47 427,37	72 408,83	81 260,80
Względna roczna zmiana kosztów zakupu energii elektrycznej	%	19,2	29,3	32,9
SPBT	lata	10,5	8,1	8,0

Rekomenduje się przyjęcie wariantu 3. Wariant ten gwarantuje największą produkcję energii elektrycznej, względną roczną zmianę kosztów energii oraz stosunek kosztu instalacji fotowoltaicznej w przeliczeniu na 1 kWp mocy.

Do obliczeń przyjęto wskaźnik emisji energii elektrycznej pobieranej z sieci wynoszący 0,553 Mg CO_2/MWh. Źródło KOBiZE.

8.5 Analiza ofert od dostawców na instalację PV

Analiza otrzymanych przez klienta ofert od dostawców na zakup i montaż instalacji PV.

Na dzień sporządzenia ekspertyzy Klient nie posiada ofert.

9 ZALECENIA DOTYCZĄCE PRZYŁĄCZENIA INSTALACJI PV DO SIECI OSD

Zgodnie z aktualnym art. 29 Prawa budowlanego instalowanie urządzeń fotowoltaicznych o mocy nie większej niż 150 kW co do zasady nie wymaga pozwolenia na budowę ani zgłoszenia robót. Niezależnie od tego należy zweryfikować wymagania dotyczące zagospodarowania terenu, konstrukcji wsporczej, warunków lokalnych, ochrony przeciwpożarowej oraz procedur wewnętrznych Inwestora. W rozdziale 9.1 przedstawiono etapy realizacji przykładowego projektu.

Uwaga: Należy sprawdzić Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego. Jeśli go nie ma, dla instalacji na gruncie o tej mocy urząd może wymagać uzyskania decyzji o warunkach zabudowy (WZ). Powierzchnia zabudowy: Instalacja 100 kWp zajmie około 500–700 m² gruntu. Ze względu na niewielką powierzchnię projektowanej instalacji – rzędu 0,05–0,07 ha – progi powierzchniowe właściwe dla przedsięwzięć fotowoltaicznych nie powinny zostać osiągnięte. Wymaga to jednak potwierdzenia po ustaleniu ostatecznej granicy przedsięwzięcia i statusu terenu pod względem ochrony przyrody.

Od daty podpisania umowy i wpłaty zaliczki realizacja inwestycji trwa maksymalnie kilka tygodni i zależna jest od wyboru firmy wykonawczej, sposobu finansowania oraz dostępności zasobów. Do tego dochodzi około jeden miesiąc na zawarcie nowej umowy dystrybucyjnej i wymianę licznika na dwukierunkowy. Nadwyżka energii będzie sprzedawana na zasadach wynikających z zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej. W modelu ekonomicznym przyjęto orientacyjną cenę sprzedaży na podstawie historycznych cen rynkowych z 2025 r.; rzeczywista cena będzie zależna od warunków umowy obowiązujących w okresie eksploatacji instalacji. W przypadku instalacji powyżej 50 kW TAURON rozpatrzy pełny układ PV + magazyn w procedurze warunków przyłączenia i może w ekspertyzie narzucić zmianę zarówno parametrów przyłącza, jak i rozliczeń/mocy umownej, jeżeli uzna to za konieczne. Należy bronić maksymalnej mocy netto w PCC (ang. Point of Common Coupling, czyli punkt wspólnego przyłączenia), a nie sumy katalogowych mocy urządzeń. Jeżeli system ograniczy zarówno import do 120 kW, jak i eksport do 100 kW w sposób technicznie wiążący i weryfikowalny, samo posiadanie BESS 40 kW nie powinno przesądzać o zwiększeniu mocy umownej do 140 kW.

Dodatkową korzyścią pracy magazynu będzie możliwość ładowania taryfą nocną w dni robocze i oddawanie energii elektrycznej w szczycie przedpołudniowym i popołudniowym.

9.1 Uzyskania warunków technicznych przyłączenia.

Poniżej przedstawiono etapy realizacji inwestycji:

Etap 0 – rozeznanie cenowe / konkurs ofert / przetarg

- przygotowanie zapytania ofertowego / przetargu;
- analiza i wybór ofert;
- przeprowadzenie rozmów z potencjalnymi dostawcami;
- wybór najkorzystniejszej oferty;

Etap 1 – dostosowanie własnej sieci do wymogów przyłączenia instalacji

- montaż systemu monitoringu energii elektrycznej TCM BOX lub podobnego;
- podpisanie aneksu do umowy dystrybucyjnej;

Etap 2 – faza realizacji systemu PV

- zawarcie umowy z dostawcą systemu fotowoltaicznego na wykonanie projektu i przeprocesowanie uzyskania pozwolenia na budowę;

- wystąpienie z formalnym wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia dla źródła wytwórczego;

- przed przejściem do fazy budowlanej: dokonać oficjalnego zgłoszenia robót budowlanych w starostwie powiatowym/ powołać inspektora nadzoru;

- wykonanie instalacji z magazynem energii/ uzgodnienie projektu z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych oraz powiadomienie Państwowej Straży Pożarnej (PSP)
- podpisanie protokołu odbioru;

- sporządzenie dokumentacji powykonawczej;

Etap 3 – przyłączenie instalacji do sieci OSD;

- sporządzenie zgłoszenia o przyłączenie instalacji do sieci OSD;

- podpisanie umowy dystrybucyjnej, regulującej zasady bilansowania nadwyżek;

- wymiana licznika na dwukierunkowy;

- rozruch / uruchomienie instalacji.

Szczegółowy harmonogram i lista działań (Etap 2, Etap 3) powinna być uzgodniona w umowie z wyspecjalizowaną firmą wykonawczą.

9.2 Umowy o przyłączenie.

Przyłączenie instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej o mocy 100 kWp + magazyn energii o mocy rozładowania 40 kW wymaga uzyskania warunków przyłączenia wydanych przez właściwego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD Tauron), a po ich spełnieniu zawarcia nowej umowy dystrybucyjnej. Wymaga również zawarcia w dokumentacji przetargowej wymagań dotyczących cen odkupu nadwyżek energii.

Inwestor składa do OSD wniosek o określenie warunków przyłączenia małej instalacji OZE, zawierający m.in. dane techniczne instalacji, lokalizację, przewidywany sposób pracy oraz maksymalną moc przyłączeniową.

Na podstawie wydanych warunków przyłączenia Inwestor zawiera z OSD umowę o przyłączenie, realizuje wymagane przez OSD dostosowanie układów pomiarowo-rozdzielczych oraz zabezpieczeń, a po zakończeniu robót i odbiorze przez OSD instalacja zostaje „energetyzowana” i dopuszczona do pracy w sieci.

Odkup energii wprowadzonej do sieci realizowany jest przez wybranego Sprzedawcę energii czynnej na podstawie odrębnej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej (sprzedaż + dystrybucja), zawierającej odpowiednie postanowienia dotyczące rozliczeń energii wytworzonej w małej instalacji OZE.

9.3 Umowy o dostarczanie/odbiór/sprzedaż energii.

Wybór sprzedawcy energii czynnej

Po zawarciu umowy sprzedaży energii czynnej z dowolnym sprzedawcą (np. PGE Obrót, Tauron, Energa, Respect etc.) lub umowę kompleksową, która obejmuje sprzedaż + dystrybucję. Umowa ta musi zawierać zapisy o:

- odkupie nadwyżek energii oddanych do sieci (umowa na odkup),

- cenie zakupu nadwyżek (np. indeksowanej do RDN / TGeBase),

- sposobie rozliczenia energii oddanej vs. pobranej,

- terminach płatności.

Dla firm działa to jako klasyczna sprzedaż energii:

- Nadwyżki energii są sprzedawane sprzedawcy po cenie rynkowej, najczęściej:

- indeksowanej do notowań TGeBase / RDN z danego dnia/godziny,

Strona umowy otrzymuje fakturę (jeśli rozliczenie działa jako „zakup energii") lub pomniejszenie salda (jeśli netting w obrębie umowy kompleksowej).

10 OGÓLNE ZALECENIA DOTYCZĄCE MONTAŻU

Montaż paneli fotowoltaicznych na gruncie nie obciąża konstrukcji dachu, ale wiąże się z większym kosztem, zajęciem powierzchni działki, wykonaniem przekopu/ przepustu pod drogą oraz dodatkowymi wymaganiami formalno-technicznymi i eksploatacyjnymi.

Zagadnienie jest złożone, bowiem w pierwszej kolejności wymaga określenia wymiarów, kształtu i materiałów, z których zostanie wykonana konstrukcja, a następnie, co jest nie mniej ważne sposobu zakotwienia w gruncie. W trakcie przygotowania projektu należy również zweryfikować rodzaj gruntu, wystąpienie możliwych zacienień oraz zestawienia prac ziemnych z uwzględnieniem linii kablowej i przyłączeniem magazynu energii.

Ze względu na rodzaj oddziaływania można wyróżnić następujące rodzaje obciążeń:

a) stałe,
b) użytkowe,
c) zmienne (obciążenie śniegiem, wiatrem, temperaturą),

d) pożarem,

Norma PN-EN 1990:2004 Eurokod: Podstawy projektowania konstrukcji wprowadza ogólną klasyfikację oddziaływań (obciążeń) ze względu na:

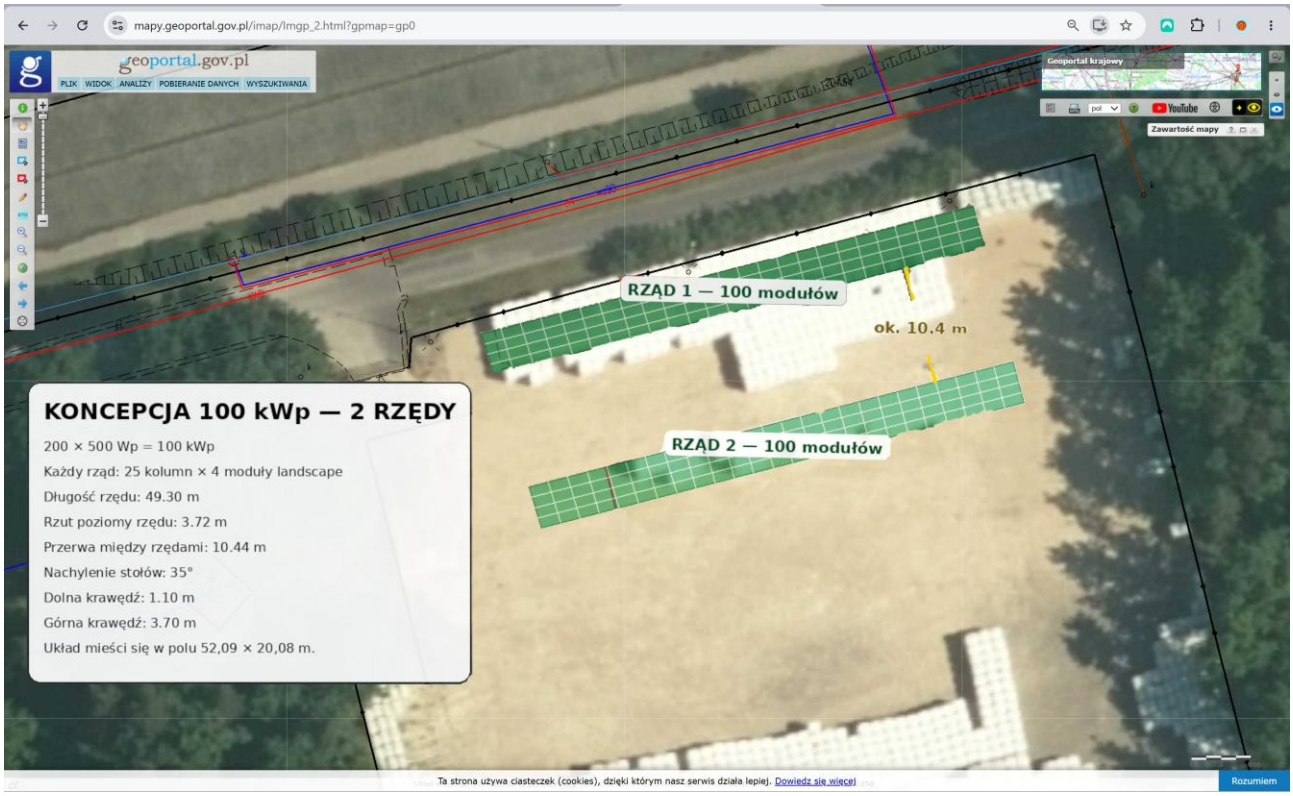


Projektant w porozumieniu z konstruktorem, ustalając kombinacje oddziaływań właściwe do oceny stanów granicznych konstrukcji wsporczej, uwzględnia obciążenia z ww. grup, takie jak: ciężar własny konstrukcji stalowej lub aluminiowej, ciężar paneli, oddziaływanie śniegu i wiatru na moduły oraz ramy, sztywność i dopuszczalne ugięcia elementów nośnych, warunki podparcia i zakotwienia słupów lub fundamentów w gruncie, a także parametry podłoża (nośność, osiadania).

Instalacja, która przy starszych przepisach mogłaby być uznana za poprawnie zaprojektowaną, przy aktualnych normach może wymagać bardziej rozbudowanej konstrukcji, większych przekrojów elementów, większej głębokości posadowienia lub zagęszczenia rozmieszczenia podpór, aby spełnić wymagania bezpieczeństwa.

Różnorodność rozwiązań konstrukcji gruntowych (systemy wbijane, wkręcane, fundamenty blokowe, konstrukcje jedno- i dwupodpórkowe, stoły stałe i nadążne) oraz zróżnicowanie warunków gruntowych nie pozwalają na wskazanie prostego, uniwersalnego sposobu oceny nośności i bezpieczeństwa każdej instalacji. Dlatego w każdym przypadku konieczne jest wykonanie obliczeń statyczno-wytrzymałościowych konstrukcji wsporczej, powiązanych z analizą geotechniczną gruntu, w ramach których sprawdza się spełnienie warunków nośności i użytkowania. Obliczenia powinien wykonać projektant-konstruktor posiadający stosowne uprawnienia budowlane. Powinny one być wykonane w odniesieniu do konkretnego rozwiązania konstrukcji nośnej dla paneli PV, uwzględniać lokalne warunki klimatyczne (strefy śniegu i wiatru) oraz przyjęty sposób posadowienia w gruncie.

Rozwiązania i obliczenia powinny uwzględniać także zjawiska dodatkowe, które mogą wystąpić po zamontowaniu instalacji PV na gruncie, jak np. tworzenie się „worków śniegowych” pomiędzy rzędami stołów, zwiększone ssanie i parcie wiatru na skrajne rzędy konstrukcji, oddziaływanie wiatru na powierzchnie modułów ustawionych pod dużym kątem, a także wpływ ewentualnego zalewania terenu wodami opadowymi na stateczność konstrukcji i fundamentów. W projektowaniu należy również przewidzieć sposób zabezpieczenia konstrukcji przed korozją, uszkodzeniami mechanicznymi i wpływem działalności człowieka oraz zwierząt (ogrodzenie, strefy serwisowe, dojazd).



Rysunek 10-1 Przykład wizualizacji / rozmieszczenia instalacji 100 kWp na działce

Przepisy i normy (wybrane):

a) Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz. U. 2019, poz. 1065 z późn. zm.);
b) PN-EN 1990:2004 Eurokod: Podstawy projektowania konstrukcji
c) PN-EN 1991-1-1:2004 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje - Część 1-1: Oddziaływania ogólne - Ciężar objętościowy, ciężar własny, obciążenia użytkowe w budynkach
d) PN-EN 1991-1-6:2007 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje - Część 1-6: Oddziaływania ogólne - Oddziaływania w czasie wykonywania konstrukcji

e) PN-EN 1991-3:2009 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje - Część 3: Oddziaływania wywołane przez pracę dźwigów i maszyn
f) PN-EN 1991-1-3:2005 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje - Część 1-3: Oddziaływania ogólne - Obciążenie śniegiem
g) PN-EN 1991-1-4:2008 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje - Część 1-4: Oddziaływania ogólne - Oddziaływania wiatru
h) PN-EN 1991-1-5:2005 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje - Część 1-5: Oddziaływania ogólne - Oddziaływania termiczne
i) PN-EN 1997-1:2008 Eurokod 7: Projektowanie geotechniczne - Część 1: Zasady ogólne
j) PN-EN 1992-1-1:2008 Eurokod 2: Projektowanie konstrukcji z betonu - Część 1-1: Reguły ogólne i reguły dla budynków
k) PN-EN 1994-1-1:2008 Eurokod 4: Projektowanie konstrukcji zespolonych stalowo-betonowych - Część 1-1: Reguły ogólne i reguły dla budynków
l) PN-EN 1993-1-1:2006 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-1: Reguły ogólne i reguły dla budynków
m) PN-EN 1993-1-3:2008 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-3: Reguły ogólne - Reguły uzupełniające dla konstrukcji z kształtowników i blach profilowanych na zimno
n) PN-EN 1993-1-4:2007 Eurokod 3 - Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-4: Reguły ogólne - Reguły uzupełniające dla konstrukcji ze stali nierdzewnych
o) PN-EN 1993-1-5:2008 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-5: Blachownice
p) PN-EN 1993-1-6:2009 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-6: Wytrzymałość i stateczność konstrukcji powłokowych
q) PN-EN 1993-1-7:2008 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-7: Konstrukcje płytowe
r) PN-EN 1993-1-8:2006 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-8: Projektowanie węzłów
s) PN-EN 1993-1-9:2007 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-9: Zmęczenie
t) PN-EN 1993-1-10:2007 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-10: Dobór stali ze względu na odporność na kruche pękanie i ciągliwość międzywarstwową
u) PN-EN 1993-1-11:2008 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-11: Konstrukcje cięgnowe

v) PN-EN 1993-1-12:2008 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych - Część 1-12: Reguły dodatkowe rozszerzające zakres stosowania EN 1993 o gatunki stali wysokiej wytrzymałości do S700 włącznie

w) PN-EN 1995-1-1:2010 Eurokod 5: Projektowanie konstrukcji drewnianych - Część 1-1: Postanowienia ogólne – Reguły ogólne i reguły dotyczące budynków

11 OGÓLNE ZALECENIA DOTYCZĄCE MOŻLIWOŚCI ZASTOSOWANIA POMPY CIEPŁA

Pompy ciepła to urządzenia, które wykorzystuje się do ogrzewania budynku i/lub przygotowania ciepłej wody użytkowej. Urządzenie składa się z dolnego źródła ciepła, jednostki napędowej pompy ciepła oraz z górnego źródła ciepła, czyli systemu dystrybucji ciepła w budynku. W zależności od rodzaju dolnego i górnego źródła ciepła można wyróżnić pompy ciepła typu: powietrze/woda, woda/woda i solanka/ woda.

Aby pompa ciepła pracowała na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej musi zostać ona dopasowana do zapotrzebowania na moc cieplną na cele przygotowania wody w budynku oraz do profilu rozbioru wody. Dodatkowo budynek musi być wyposażony w instalację ciepłej wody użytkowej oraz zasobnik ciepła. W przypadku braku instalacji ciepłej wody użytkowej, zastosowanie pompy ciepła w celu przygotowania wody jest możliwe po wykonaniu takiej instalacji, co może wiązać się z poniesieniem większych kosztów inwestycyjnych i zmniejszenia opłacalności całego przedsięwzięcia.

W analizowanym obiekcie ciepła woda użytkowa wytwarzana jest za pomocą kotła na olej opałowy Budynek jest wyposażony w instalację przygotowania ciepłej wody. Z ekonomicznego oraz technicznego punktu widzenia, w obiekcie nie zaleca zastosowanie pompy ciepła pracującej na potrzeby ciepłej wody użytkowej.

W przypadku pompy ciepła pracującej na potrzeby grzewcze, musi ona zostać dopasowana do zapotrzebowania na moc cieplną budynku, aby zapewnić w pomieszczeniach odpowiedni komfort cieplny. Aby efektywność pracy pompy ciepła była na wysokim poziomie oraz został zapewniony wymagany komfort cieplny w pomieszczeniach obiektu, budynek musi być dostosowany do pracy niskotemperaturowej instalacji grzewczej. Dodatkowo powinna być zapewniona izolacyjność przegród zewnętrznych takich jak ściany zewnętrze, stropodach/dach, stolarka okienno-drzwiowa. Dla obiektów charakteryzujących się niską izolacyjnością przegród (wysokimi stratami ciepła), dla których nie będą wykonywane prace termomodernizacyjne, decyzja o zastosowaniu pompy może okazać się niewłaściwa. W takim przypadku praca pompy ciepła może być niskoefektywna, a pomieszczenia mogą być niedogrzane do wymaganej temperatury.

Jeżeli inwestor planuje dokonanie w budynku przedsięwzięć termomodernizacyjnych przegród zewnętrznych oraz zastosowanie pompy ciepła na cele grzewcze, w pierwszej kolejności powinny

zostać wykonane prace termomodernizacyjne po stronie skorupy budynku. Następnie, należy wyliczyć zapotrzebowanie na ciepło po termomodernizacji i dobrać odpowiednią wielkość pompy. Podstawę do projektu składającego się z kilku przedsięwzięć termomodernizacyjnych stanowi audyt energetyczny, w którym określane są oszczędności energii i kosztów oraz wielkość zapotrzebowania na ciepło grzewcze po realizacji przedsięwzięć termomodernizacyjnych polegających na ociepleniu skorupy budynku. W przypadku budynku z już wykonanymi pracami termomodernizacyjnymi, podstawę do określenia efektów energetycznych i ekonomicznych w wyniku zastosowania pompy ciepła może stanowić ekspertyza energetyczna dla pomp ciepła.

W analizowanym obiekcie, źródło ciepła grzewczego stanowi kocioł zasilany olejem opałowym. Budynek nie został poddany termomodernizacji. Z ekonomicznego oraz technicznego punktu widzenia w obiekcie administracyjnym zaleca się zastosowanie pompy ciepła pracującej na potrzeby grzewcze po dokonanej termomodernizacji budynku.

12 OGÓLNE ZALECENIA DOTYCZĄCE MOŻLIWOŚCI ZASTOSOWANIA MAGAZYNÓW ENERGII

Jednym ze sposobów magazynowania energii wytworzonej przez instalację PV jest wykorzystanie magazynów lokalnych, stanowiące wyposażenie techniczne budynków. Magazyn energii umożliwia przechowywanie wyprodukowanej energii, kiedy produkcja energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną przeważa nad zużyciem. Zgromadzone w ten sposób nadwyżki mogą być wykorzystywane w momentach zwiększonej konsumpcji lub w momentach przerw w dostawie energii. Dzięki temu użytkownicy są zabezpieczeni przed wszelkiego rodzaju awariami zasilania, anomaliami pogodowymi oraz innymi niespodziewanymi wydarzeniami (zgodnie z prawem OSD nie odpowiada za przerwy w dostawie energii krótsze niż 3 minuty).

Nowoczesne magazyny energii łączą w sobie wiele różnorodnych technologii umożliwiających efektywne magazynowanie energii oraz skuteczne wykorzystanie tego w celu utrzymania wysokiej niezawodności i efektywności systemu energetycznego. Przy wyborze magazynu energii należy zwrócić uwagę na takie czynniki jak:

a) Technologia – można wybierać spośród dwóch wiodących na rynku technologii jakimi są akumulatory kwasowo-ołowiowe i litowo-jonowe.
b) Pojemność akumulatora – wyrażona jest ona w kWh i wskazuje jak dużo energii można otrzymać z w pełni naładowanego akumulatora.
c) Pełne cykle – operacja pełnego naładowania akumulatora i jego rozładowania do poziomu głębokości rozładowania. W przypadku ogniw litowo-jonowych jest to ok. 10000 cykli ładowania, co przeciętnie przypada na okres żywotności od 5 do 8 lat.
d) Przestrzeń – wymagania w kwestii miejsca instalacji.
e) Gwarancja – obejmuje wady produkcyjne i uszkodzenia materiału.

Wyliczona pojemność akumulatora zależy bezpośrednio od ilości energii odbiorów w jednym cyklu, nie zależy natomiast od mocy zainstalowanych modułów fotowoltaicznych.

Jedną z możliwości zastosowania magazynów energii wraz z instalacjami PV jest instalacja typu off-grid (wyspowa lub autonomiczna), czyli takiej, która nie jest przyłączona do sieci elektrycznej. Energia elektryczna, która nie jest od razu zużyta na bieżące potrzeby, trafia do akumulatorów – można z niej korzystać w razie niedoborów. Instalacja PV typu off-grid składa się z: modułów fotowoltaicznych, akumulatorów, inwertera wyspowego oraz regulatora ładowania lub inwertera, który zapewnia ładowanie, zapobiega przeładowaniu oraz cofaniu się prądu z akumulatora do ogniwa solarnego

Istnieje możliwość zastosowania magazynów energii wraz z instalacjami PV w przypadku instalacji podłączonej do sieci elektroenergetycznej, czyli instalacja hybrydowa. Instalacja ta łączy w sobie zalety obu rozwiązań – off- i on-grid. Umożliwia ona zwiększenie wykorzystania wyprodukowanej przez panele fotowoltaiczne energii elektrycznej dzięki akumulatorom i uniezależnia użytkownika od ewentualnych awarii sieci energetycznej. Dzięki zastosowaniu instalacji, która może pracować zarówno w trybie sieciowym, jak i wyspowym, można ograniczyć pobór oraz oddawanie prądu z/do sieci. Projektowany magazyn ma służyć do:

- autokonsumpcji,
- arbitrażu,
- peak shaving,
- ewentualnie zasilaniu rezerwowemu.

Wyprodukowana energia z paneli PV pracujące w instalacja hybrydowej w pierwszej kolejności pokrywa potrzeby własne użytkownika, następnie, nadwyżki produkcji są kierowane do akumulatorów, dopiero gdy akumulatory zostaną naładowane, kolejne nadwyżki system oddaje do sieci elektroenergetycznej. Podobnie wygląda sytuacja z odbieraniem prądu w przypadku niedoborów, w pierwszej kolejności energia jest pobierana z akumulatorów, natomiast z sieci – dopiero po rozładowaniu akumulatora.

Tabela 12-1 Zestawienie podstawowych parametrów magazynu energii

Parametr	Wariant
moc BESS	40 kW
pojemność nominalna	70–100 kWh
pojemność użyteczna	do ustalenia
round-trip efficiency	wg konkretnego modelu
DoD	wg producenta
liczba cykli	wg gwarancji
podstawowa funkcja	zwiększenie autokonsumpcji

funkcja dodatkowa	peak shaving / arbitraż
backup	tylko jeśli przewidziany projektowo
sterowanie	EMS/BMS

13 ANALIZA ZASADNOŚCI WYMIANY WÓZKÓW WIDŁOWYCH

W ramach analizy gospodarki energią rozpatrzono trzy warianty użytkowania floty ośmiu wózków widłowych:

- wariant bazowy — osiem wózków spalinowych zasilanych olejem napędowym, benzyną oraz LPG;
- wariant elektryczny — osiem wózków elektrycznych;
- wariant mieszany — cztery wózki elektryczne oraz cztery wózki spalinowe (LPG/Pb).

Celem analizy jest porównanie rocznych kosztów użytkowania floty oraz określenie możliwości wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej produkowanej przez rekomendowaną instalację PV. Analiza ma charakter orientacyjny i została opracowana na podstawie udokumentowanych kosztów paliw, serwisu, części eksploatacyjnych oraz innych kosztów poniesionych w 2025 r.

Zestawienie nie obejmuje wózka widłowego nr inwentarzowy 763-00895, którego użytkowanie zakończono w grudniu 2024 r. Do porównania przyjęto osiem wózków użytkowanych w analizowanym gospodarstwie szkółkarskim. Dla wszystkich wariantów przyjęto jednakowy koszt zakupu jednego nowego wózka w wysokości 110 000,00 zł netto, tj. 880 000,00 zł netto dla floty ośmiu wózków. Przyjęcie jednakowych nakładów inwestycyjnych umożliwia porównanie różnic w rocznych kosztach użytkowania poszczególnych wariantów.

Roczne zużycie nośników energii przez obecną flotę określono na podstawie zakupów paliw w 2025 r. Energię chemiczną paliw przeliczono na kWh na podstawie wartości opałowych KOBiZE dla:

- skroplonego gazu LPG — 47,3 MJ/kg,
- benzyny silnikowej — 44,3 MJ/kg,
- oleju napędowego — 43,0 MJ/kg.

W obliczeniach przyjęto masę jednej butli LPG równą 11 kg, gęstość benzyny równą 0,75 kg/l oraz gęstość oleju napędowego równą 0,82 kg/l.

Spośród stosowanych paliw najniższy jednostkowy koszt energii chemicznej występuje dla LPG i wynosi 0,399 zł/kWh.

Dla wariantu pełnej floty elektrycznej przyjęto roczne zużycie energii w wysokości 8 000 kWh na jeden wózek, tj. 64 000 kWh/rok dla ośmiu wózków. Dla wariantu mieszanego przyjęto cztery wózki elektryczne, a zatem zapotrzebowanie na energię elektryczną wynoszące 32 000 kWh/rok. Koszt

serwisu, części, płynów eksploatacyjnych, wulkanizacji i badań technicznych dla jednego wózka elektrycznego przyjęto na poziomie 5 000,00 zł netto rocznie.

Do analizy wymiany części floty na elektryczną przyjęto następujące wózki widłowe zasilane LPG:

- Wózek widłowy 01, nr fabr. 202519263, nr ewid. 760-02438
- Wózek widłowy 02, nr fabr. 202506265, nr ewid. 763-01528
- Wózek widłowy 04, nr fabr. 202528689, nr ewid. 760-02559
- Wózek widłowy 09, nr fabr. 202519265, nr ewid. 763-02318

Wózek widłowy 08, nr fabr. 202511757, nr ewid. 763-01928 odrzucono ze względu na wysokie koszty utrzymania.

Instalacja PV o mocy 100 kWp generuje nadwyżkę energii w wysokości 30 383 kWh/rok. W wariancie pełnej floty elektrycznej oraz wariancie mieszanym całość tej nadwyżki przeznaczono na ładowanie wózków.

W wariancie pełnej floty elektrycznej pozostałe zapotrzebowanie wynoszące 33 617 kWh/rok jest pokrywane energią pobraną z sieci. W wariancie mieszanym energia PV pokrywa 30 383 kWh/rok z zapotrzebowania elektrycznych wózków, a brakujące 1 617 kWh/rok jest pobierane z sieci. Do obliczenia kosztu energii zakupionej z sieci dla uproszczenia przyjęto cenę 0,9857 zł/kWh netto. To średni koszt całej faktury. Zawiera elementy, które nie zmniejszą się proporcjonalnie wraz ze spadkiem poboru energii.

Tabela 13-1 Porównanie kosztów użytkowania oraz efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia

Parametr		Flota obecna	Flota elektryczna	Mix Floty wózków
Liczba wózków [szt]		- 8 wózki na paliwa pędne i LPG	- 8 wózki na energię elektryczną	- 4 wózki na energia elektryczna - 4 wózki na paliwa pędne i LPG (zostają)
Szacowany koszt zakupu wózków		-	880 000,00 zł	440 000,00 zł
Roczny koszt serwisu i części		39 206,47 zł	40 000,00 zł	34 864,36 zł
Roczne/ Szacowane zużycie nośników energii [kWh]	Olej napędowy ON	30 481	-	-
	Etylina PB	3 323	-	2 492
	Skroplony Gaz butla	56 117	-	41 953
	Energia elektryczna	-	33 617	1 617
	Energia OZE	-	30 383	30 383
	SUMA	89 920	64 000	76 445
Roczne/ Szacowane koszty nośników [zł]	Olej napędowy ON	14 100,50 zł	-	-
	Etylina PB	1 642,35 zł	-	1 219
	Skroplony Gaz butla	22 391,35 zł	-	16 576
	Energia elektryczna	-	33 136,28 zł	1 593,88 zł
	Energia OZE	-	-	-
	SUMA	38 134,20 zł	33 136,28 zł	19 389,51 zł

Łączny roczny koszt użytkowania	77 340,67 zł	73 136,28 zł	54 253,87 zł
Roczna oszczędność		4 204,39 zł	23 086,80 zł

Roczny koszt użytkowania floty obecnej wynosi 77 340,67 zł netto. Roczny koszt użytkowania pełnej floty elektrycznej wynosi 73 136,28 zł netto. Wariant ten nie jest korzystniejszy ekonomicznie od pozostawienia floty spalinowej, ponieważ wykorzystanie energii PV na potrzeby ładowania wózków powoduje utratę przychodu ze sprzedaży nadwyżek energii do sieci.

Najniższy roczny koszt użytkowania uzyskano dla wariantu mieszanego, obejmującego cztery wózki elektryczne oraz cztery wózki spalinowe. Roczny koszt tego wariantu wynosi 54 253,87 zł netto, co oznacza oszczędność 23 086,80 zł netto rocznie względem wariantu bazowego.

Wariant mieszany umożliwia wykorzystanie dostępnej nadwyżki energii z instalacji PV na potrzeby ładowania wózków elektrycznych, przy jednoczesnym zachowaniu części floty spalinowej zasilanej LPG, które jest najtańszym nośnikiem energii spośród paliw stosowanych w obecnej flocie. Wariant ten ogranicza zakup paliw, zwiększa wykorzystanie energii wyprodukowanej na miejscu oraz zmniejsza ryzyko techniczne związane z jednorazową wymianą całej floty.

Rekomenduje się przyjęcie wariantu mieszanego, obejmującego zakup czterech wózków elektrycznych oraz pozostawienie czterech wózków spalinowych (LPG/Pb). Wariant ten jest najkorzystniejszy ekonomicznie spośród analizowanych wariantów przy przyjętych założeniach. Pozwala zagospodarować prognozowane nadwyżki energii z instalacji PV, ogranicza koszty zakupu paliw oraz nie wymaga pełnej rezygnacji z wózków spalinowych, które mogą być korzystniejsze w pracach wymagających większego zasięgu, pracy w terenie lub intensywnego użytkowania.

Wymianę floty należy realizować sukcesywnie, w szczególności przy wycofywaniu z eksploatacji najbardziej zużytych wózków. Przed zakupem urządzeń należy potwierdzić ich wymaganą nośność, wysokość podnoszenia, warunki pracy, czas użytkowania, wymagania dotyczące ładowania oraz dostępność serwisu.

14 REKOMENDACJE WYBRANEGO WARIANTU

Jako wariant optymalny wybiera się wariant 3. Wariant ten charakteryzuje się nieznacząco większą stopą zwrotu. Rekomendowany wariant ma największą ilość energii zużywanej na miejscu w kWh - nie najwyższy, szacowany procent autokonsumpcji. Dla potrzeb wstępnego modelu ekonomicznego przyjęto szacunkowy współczynnik autokonsumpcji 71%. Wartość ta nie jest wynikiem symulacji 15-minutowej i powinna zostać zweryfikowana na etapie projektu wykonawczego na podstawie rzeczywistego profilu obciążenia. Oszczędności to 81 260,80 zł – Tabela 8-6/ wariant 3.

Tabela 14-1 Analiza wrażliwości dla różnych wartości autokonsumpcji

Autokonsumpcja	Energia własna z PV zużyta bezpośrednio
60%	63,6 MWh
65%	68,9 MWh
70%	74,2 MWh
71,3% – wariant 3	**75,7 MWh**
75%	79,5 MWh
80%	84,8 MWh

W zakres zadania, którego wartość oszacowano na 652 400,00 zł (netto), wchodzą następujące elementy:

a) montaż instalacji fotowoltaicznej, składającej się z 200 szt. paneli o mocy 500 Wp każdy. Panele będą zamontowane na gruncie (stół pod kątem 35º), azymut 10º na południowy wschód.
b) Falownik hybrydowy o łącznej mocy min 100 kW, zamontowany na zewnątrz pod stołem;
c) Zabezpieczenia nadprądowe AC / DC;
d) Przekop, tor kablowy – przyłączenie do głównej rozdzielni budynku;
e) Uziom.
f) System monitoringu TCM BOX lub podobny + przekładniki/ cewki Rogowskiego;
g) Magazyn energii o mocy 40 kW i pojemności 70 - 100 kWh z BMS w obudowie lub zabudowany (składający się z modułów baterii oraz BMS);
h) Układ automatycznego przełączania źródła i separacji od sieci OSD(SZR), zapewniający – jeżeli zostanie przewidziana funkcja backup – bezpieczną pracę wydzielonych odbiorów w trybie wyspowym;
i) Inne elementy instalacji o ile zostaną uwzględnione w projekcie / ofercie lub będą efektem konieczności spełnienia warunków np. p. poż., wydanych przez OSD.

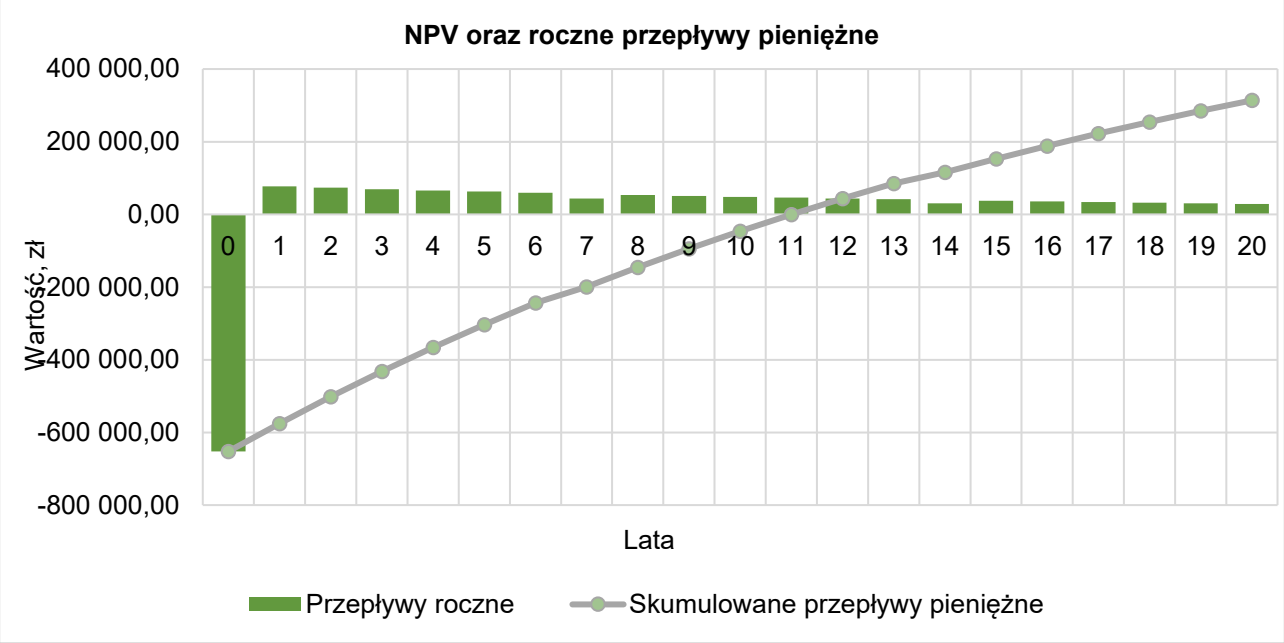
Poniżej w tabeli oraz na wykresie zestawiono podstawowe parametry ekonomiczne dla rekomendowanego wariantu. W obliczeniach ekonomicznych uwzględniono następujące założenia:

a) stopa dyskonta na poziomie 5,3%;
b) okres analizy 20 lat;
c) czas życia inwertera 7 lat;
d) ilość wymian inwertera w okresie analizy – 2 (koszt jednej wymiany 18 000,00 zł).

Tabela 14-2 Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia – instalacja PV, magazyn energii

Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia					
Stan porównywany	**Nakłady netto**	**Oszczędności kosztów energii elektrycznej oraz sprzedaż energii (jeśli występuje)**	**SPBT**	**NPV**	**IRR**
Jednostka	zł	zł/rok	lata	zł	%
Wielkość	652 400,00	81 260,80	8,0	313 742,72	10,6%

Rysunek 14-1 NPV oraz roczne przepływy pieniężne dla rekomendowanego wariantu



Wykres przedstawia roczne przepływy pieniężne oraz skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne przedsięwzięcia w 20-letnim okresie analizy. Ujemna wartość w roku 0 wynika z poniesienia pełnych nakładów inwestycyjnych. Dodatnie przepływy w kolejnych latach wynikają z uniknięty kosztów zakupu energii oraz przychodów ze sprzedaży nadwyżek energii.

Tabela 14-3 Przepływów pieniężnych przedsięwzięcia

lata	oszczędności + sprzedaż	Koszty serwisowe	CF	CF zdyskontowane - środki własne	Skumulowany przepływ, NPV
0			-652 400,00	-652 400,00	-652 400,00
1	81 260,80	0,00	81 260,80	77 170,75	-575 229,25
2	81 260,80	0,00	81 260,80	73 286,56	-501 942,69
3	81 260,80	0,00	81 260,80	69 597,88	-432 344,81
4	81 260,80	0,00	81 260,80	66 094,85	-366 249,96
5	81 260,80	0,00	81 260,80	62 768,14	-303 481,82

6	81 260,80	0,00	81 260,80	59 608,87	-243 872,95
7	81 260,80	18 000,00	63 260,80	44 069,29	-199 803,66
8	81 260,80	0,00	81 260,80	53 759,36	-146 044,30
9	81 260,80	0,00	81 260,80	51 053,53	-94 990,77
10	81 260,80	0,00	81 260,80	48 483,88	-46 506,89
11	81 260,80	0,00	81 260,80	46 043,57	-463,32
12	81 260,80	0,00	81 260,80	43 726,09	43 262,77
13	81 260,80	0,00	81 260,80	41 525,25	84 788,02
14	81 260,80	18 000,00	63 260,80	30 699,94	115 487,96
15	81 260,80	0,00	81 260,80	37 450,32	152 938,28
16	81 260,80	0,00	81 260,80	35 565,36	188 503,64
17	81 260,80	0,00	81 260,80	33 775,27	222 278,91
18	81 260,80	0,00	81 260,80	32 075,28	254 354,19
19	81 260,80	0,00	81 260,80	30 460,85	284 815,04
20	81 260,80	0,00	81 260,80	28 927,68	313 742,72

W wyniku realizacji zadania dla rekomendowanego wariantu można uzyskać następujące efekty:

a) Roczna ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej 106 056,3 kWh;
b) Roczne zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej z instalacji fotowoltaicznej na użytek własny (autokonsumpcja): 75 673 kWh;
c) Roczna ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej oddanej do sieci: 30 383 kWh;
d) Wielkość redukcji rocznej emisji CO_2: 41,85 Mg CO_2/rok. Źródło: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/monitorowanie_raportowanie_weryfikacja_emisji_w_eu_ets/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2023.pdf

15 ROZSZERZENIE WARIANTU O USPRAWNIENIA WÓZKÓW WIDŁOWYCH

Rekomendowany wariant instalacji PV, opisany w rozdziale 14, zakłada budowę instalacji fotowoltaicznej o mocy 100 kWp wraz z magazynem energii. W wariancie tym prognozowana ilość energii oddawanej do sieci wynosi 30 383 kWh/rok. Energia ta może zostać wykorzystana na potrzeby własne obiektu, w szczególności do ładowania wózków widłowych z napędem elektrycznym.

Rekomenduje się sukcesywną wymianę floty wózków widłowych na wariant mieszany, obejmujący docelowo cztery wózki elektryczne oraz cztery wózki spalinowe. Wózki elektryczne powinny zastępować najbardziej wyeksploatowane urządzenia, których dalsza naprawa jest nieuzasadniona technicznie lub ekonomicznie. Wymiana powinna następować po uruchomieniu instalacji PV i potwierdzeniu rzeczywistej produkcji energii, poziomu autokonsumpcji oraz dostępności nadwyżek energii do ładowania.

Przyjęto, że cztery wózki elektryczne będą zużywały łącznie około 32 000 kWh energii elektrycznej rocznie. Z tej ilości 30 383 kWh/rok może zostać pokryte prognozowaną nadwyżką energii z instalacji PV, a pozostałe 1 617 kWh/rok będzie pobierane z sieci elektroenergetycznej. Takie rozwiązanie pozwala zwiększyć wykorzystanie energii wytworzonej na miejscu i ograniczyć sprzedaż energii do sieci po średniej cenie około 0,219 zł/kWh.

Wariant mieszany jest rekomendowany wyłącznie jako rozwiązanie powiązane z realizacją instalacji PV. Bez wykorzystania energii z instalacji PV cztery wózki elektryczne wymagałyby zakupu z sieci pełnych 32 000 kWh/rok, co przy cenie 0,9857 zł/kWh powodowałoby wzrost kosztów użytkowania floty. Ekonomiczny efekt wymiany wynika z wykorzystania nadwyżek PV do ładowania wózków, a nie z samej zamiany napędu spalinowego na elektryczny.

Wózki elektryczne należy przeznaczyć przede wszystkim do prac realizowanych w pobliżu punktu ładowania, w obiektach, na utwardzonych drogach wewnętrznych oraz w okresach umożliwiających ładowanie energią z instalacji PV. Cztery wózki spalinowe należy zachować lub sukcesywnie odtworzyć jako urządzenia przeznaczone do prac terenowych, transportu na większe odległości, pracy przy zwiększonym obciążeniu oraz zadań wymagających wysokiej dyspozycyjności niezależnie od stanu naładowania baterii.

Spośród stosowanych paliw najniższy jednostkowy koszt energii chemicznej ma LPG i wynosi 0,399 zł/kWh. Dlatego dla wózków spalinowych przeznaczonych do dalszego użytkowania lub odtworzenia zaleca się, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, wybór urządzeń zasilanych LPG.

W ramach realizacji wariantu mieszanego należy przewidzieć cztery stanowiska ładowania wózków elektrycznych, system pomiaru energii przeznaczonej na ładowanie oraz możliwość ustalenia harmonogramu ładowania. System monitoringu powinien umożliwiać ocenę ilości energii PV zużytej przez wózki, energii pobranej z sieci oraz rzeczywistych oszczędności kosztów.

Docelowy wariant obejmujący cztery wózki elektryczne i cztery wózki spalinowe pozwala wykorzystać całość prognozowanej nadwyżki PV. Roczny koszt użytkowania floty mieszanej wynosi 54 253,87 zł netto. W porównaniu z wariantem pozostawienia floty spalinowej przy jednoczesnej sprzedaży nadwyżki energii PV, dla którego roczny koszt wynosi 77 340,67 zł netto, wariant mieszany obniża roczne koszty o 23 086,80 zł netto.

Nie rekomenduje się jednorazowej wymiany wszystkich ośmiu wózków na urządzenia elektryczne. Zastosowanie wariantu mieszanego ogranicza ryzyko, zachowuje elastyczność eksploatacyjną oraz pozwala dopasować tempo wymiany floty do rzeczywistego stanu technicznego użytkowanych wózków.

Wymianę należy realizować sukcesywnie, po dokonaniu oceny stanu technicznego każdego wózka, kosztów koniecznych napraw, liczby motogodzin, wymaganego udźwigu oraz warunków pracy. Przed zakupem każdego wózka elektrycznego należy potwierdzić, że jego bateria, czas ładowania,

nośność, wysokość podnoszenia, rodzaj ogumienia i warunki gwarancji odpowiadają rzeczywistym potrzebom gospodarstwa szkółkarskiego. Oszczędności to: 127 630,78 tj. suma 104 543,98 zł – Tabela 8-6/ wariant 3 (wolumen x cena) plus 23 086,80 zł Tabela 13-1/ Mix Floty wózków.

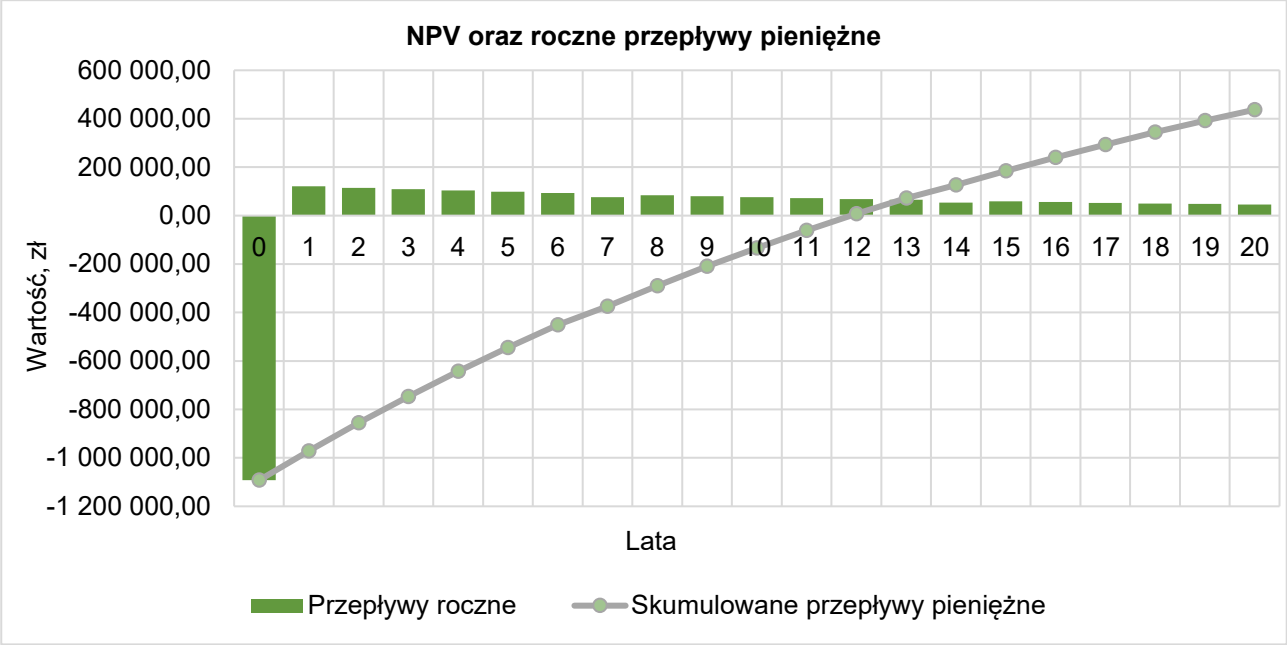
Poniżej w tabeli oraz na wykresie zestawiono podstawowe parametry ekonomiczne dla rozszerzonego wariantu. W obliczeniach ekonomicznych uwzględniono następujące założenia:

e) stopa dyskonta na poziomie 5,3%;
f) okres analizy 20 lat;
g) czas życia inwertera 7 lat;
h) ilość wymian inwertera w okresie analizy – 2 (koszt jednej wymiany 18 000,00 zł).
i) coroczne prace serwisowe wózków widłowych (koszt serwisu 39 603,24 zł).

Tabela 15-1 Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia – instalacja PV, magazyn energii, wymiana wózków widłowych

Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia					
Stan porównywany	Nakłady netto (uwzględniające koszt wymiany inwerterów w czasie 20 lat)	Oszczędności kosztów energii i paliw pędnych	SPBT	NPV	IRR
Jednostka	Zł	zł/rok	lat	zł	%
Wielkość	1 092 400,00	127 630,78	8,6	437 194,23	9,7%

Rysunek 15-1 NPV oraz roczne przepływy pieniężne dla rozszerzonego wariantu o wózki widłowe



Wykres przedstawia roczne przepływy pieniężne oraz skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne przedsięwzięcia w 20-letnim okresie analizy. Dodatnie przepływy w kolejnych latach wynikają z uniknięty kosztów zakupu energii oraz częściowo paliw pędnych.

Tabela 15-2 Przepływów pieniężnych przedsięwzięcia

lata	oszczędności + ładowanie z nadwyżek	Koszty operacyjne	CF	CF zdyskontowane - środki własne	Skumulowany przepływ, NPV
0			-1 092 400,00	-1 092 400,00	-1 092 400,00
1	127 630,78	0,00	127 630,78	121 206,82	-971 193,18
2	127 630,78	0,00	127 630,78	115 106,19	-856 086,99
3	127 630,78	0,00	127 630,78	109 312,62	-746 774,37
4	127 630,78	0,00	127 630,78	103 810,66	-642 963,71
5	127 630,78	0,00	127 630,78	98 585,62	-544 378,09
6	127 630,78	0,00	127 630,78	93 623,57	-450 754,52
7	127 630,78	18 000,00	109 630,78	76 371,96	-374 382,56
8	127 630,78	0,00	127 630,78	84 436,16	-289 946,40
9	127 630,78	0,00	127 630,78	80 186,28	-209 760,12
10	127 630,78	0,00	127 630,78	76 150,32	-133 609,80
11	127 630,78	0,00	127 630,78	72 317,49	-61 292,31
12	127 630,78	0,00	127 630,78	68 677,58	7 385,27
13	127 630,78	0,00	127 630,78	65 220,87	72 606,14
14	127 630,78	18 000,00	109 630,78	53 202,90	125 809,04
15	127 630,78	0,00	127 630,78	58 820,66	184 629,70
16	127 630,78	0,00	127 630,78	55 860,07	240 489,77
17	127 630,78	0,00	127 630,78	53 048,50	293 538,27
18	127 630,78	0,00	127 630,78	50 378,44	343 916,71
19	127 630,78	0,00	127 630,78	47 842,78	391 759,49
20	127 630,78	0,00	127 630,78	45 434,74	437 194,23

W wyniku realizacji zadania dla rekomendowanego wariantu można uzyskać następujące efekty:

e) Roczna ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej 106 056,3 kWh;
f) Roczne zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej z instalacji fotowoltaicznej na użytek własny z uwzględnieniem ładowania wózków: 106 056,3 kWh;
g) Roczna ilość energii wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej oddanej do sieci: 0 kWh;
h) Wielkość redukcji rocznej emisji CO_2: 58,65 Mg CO_2/rok energia elektryczna + 11,89 Mg CO_2/rok – paliwa pędne (ON/Pb/LPG). Źródło: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/monitorowanie_raportowanie_weryfikacja_emisji_w_eu_ets/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2023.pdf

16 USTAWA O OZE

16.1 Podstawowe pojęcia.

Instalacja OZE (instalacja odnawialnego źródła energii) - instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, przyłączonych w jednym miejscu przyłączenia, w których energia elektryczna lub ciepło są wytworzone z jednego rodzaju odnawialnych źródeł energii, a także magazyn energii elektrycznej, przechowujący wytworzoną energię elektryczną połączony z tym zespołem urządzeń, lub
b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno- użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, a także połączony z nimi magazyn biogazu rolniczego, magazyn energii elektrycznej - wyodrębnione urządzenie lub zespół urządzeń służących do magazynowania energii elektrycznej w innej postaci energii powstałej w wyniku procesów technologicznych lub chemicznych.

Magazyn energii elektrycznej - wyodrębnione urządzenie lub zespół urządzeń służących do magazynowania energii elektrycznej w innej postaci energii powstałej w wyniku procesów technologicznych lub chemicznych.

Najnowsza nowelizacja ustawy o OZE została zatwierdzona przez rząd 25 czerwca 2019 roku, która wprowadza nowe rodzaje źródeł ze względu na wielkość mocy:

Mikroinstalacja - instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW oraz o łącznej mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, podłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub nieprzyłączona do sieci.

Mała instalacja - instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW oraz o łącznej mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 3 MW, podłączona do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub nieprzyłączona do sieci.

16.2 Zasady odkupu nadwyżek.

Nadwyżka energii będzie sprzedawana na zasadach wynikających z zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej. W modelu ekonomicznym przyjęto orientacyjną cenę sprzedaży na podstawie historycznych cen rynkowych z 2025 r. – 0,219 zł/ kWh; rzeczywista cena będzie zależna od warunków umowy obowiązujących w okresie eksploatacji instalacji.

17 ZAŁĄCZNIKI

Załącznik nr 1 – wykaz rekomendacji dla projektu zmian budowlanych.

Załącznik nr 2 – świadectwo charakterystyki energetycznej.

Załącznik nr 3 – obliczenia rekomendowanego wariantu PVGIS.

SŁOWNIK POJĘĆ

AC – prąd przemienny; po stronie AC pracują m.in. falownik, rozdzielnia i sieć elektroenergetyczna.

Albedo – współczynnik odbicia promieniowania przez powierzchnię; jasne podłoże pod modułami bifacjalnymi może zwiększać promieniowanie docierające do ich tylnej strony.

Autokonsumpcja – energia z instalacji PV zużyta bezpośrednio na potrzeby własne obiektu, bez oddawania jej do sieci.

BMS – system zarządzania baterią, nadzorujący m.in. ładowanie, rozładowanie, temperaturę i stan naładowania magazynu energii.

CF – przepływ pieniężny netto w danym roku analizy.

COP – współczynnik efektywności pompy ciepła, określający stosunek dostarczonego ciepła do pobranej energii elektrycznej.

DC – prąd stały; po stronie DC pracują moduły PV, przewody i urządzenia między modułami a falownikiem.

DoD – głębokość rozładowania baterii, określająca część jej pojemności wykorzystaną w cyklu pracy.

EP – wskaźnik zapotrzebowania budynku na nieodnawialną energię pierwotną, wyrażany w kWh/(m²·rok).

IRR – wewnętrzna stopa zwrotu; stopa dyskontowa, przy której NPV przedsięwzięcia jest równe zero.

KOBiZE – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.

kWp – kilowat mocy szczytowej modułów PV, określany w standardowych warunkach testowych.

LCC – koszt cyklu życia przedsięwzięcia, obejmujący nakłady inwestycyjne, eksploatację, serwis i odtworzenia.

LPG – skroplony gaz ropopochodny stosowany jako paliwo w wózkach widłowych.

MPPT – układ śledzenia punktu maksymalnej mocy modułów PV.

NPV – wartość bieżąca netto, czyli suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych pomniejszona o nakład początkowy.

OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego; dla analizowanego obiektu: TAURON Dystrybucja S.A.

OZE – odnawialne źródła energii.

PB – benzyna silnikowa.

PV – fotowoltaika; technologia przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną.

PVGIS – narzędzie Komisji Europejskiej do szacowania produkcji energii z instalacji PV.

RDN – Rynek Dnia Następnego energii elektrycznej.

ROI – wskaźnik zwrotu z inwestycji.

SPBT – prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych, nieuwzględniający zmiany wartości pieniądza w czasie.

SZR – Samoczynne Załączenie Rezerwy; układ przełączający źródło zasilania w przypadku zaniku lub pogorszenia parametrów zasilania.

Tracker jednoosiowy – ruchoma konstrukcja PV, która zmienia położenie modułów w ciągu dnia względem położenia słońca.

U – współczynnik przenikania ciepła przegrody, wyrażany w W/(m²·K).

Wp – wat mocy szczytowej pojedynczego modułu PV.

SN – średnie napięcie.

Załącznik nr 1 – wykaz rekomendacji dla projektu zmian budowlanych

Załącznik nr 1 stanowi zestawienie działań termomodernizacyjnych i zmian w systemach technicznych budynku, których celem jest obniżenie nieodnawialnej energii pierwotnej EP z wartości wyjściowej do poziomu spełniającego wymagania WT2021
(EP ≤ 128,68 kWh/m²·rok dla danego typu obiektu).

Do wyznaczenia wartości EP dla poszczególnych etapów wykorzystano metodykę obliczeniową zgodną z rozporządzeniem w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku oraz normami przywołanymi w ekspertyzie, zaimplementowaną w programie AudytorOZC 7.0 Pro firmy SANKOM.

Model obliczeniowy budynku został opracowany na podstawie dokumentacji projektowej (rzuty, przekroje, opis przegród), danych z świadectwa charakterystyki energetycznej oraz inwentaryzacji obiektu.
Zdefiniowano geometrię budynku (kubatura, powierzchnia Af), właściwości przegród zewnętrznych i wewnętrznych (współczynniki U), system ogrzewania, chłodzenia, przygotowania ciepłej wody oraz wbudowaną instalację oświetleniową, zgodnie z opisem w ekspertyzie i świadectwie
(EP = 220,30 kWh/m²·rok dla stanu istniejącego).
Warunki klimatyczne przyjęto zgodnie z typowym rokiem meteorologicznym dla stacji Racibórz (stopniodni ogrzewania/chłodzenia, promieniowanie słoneczne), zgodnie z danymi IMGW.
Profil użytkowania (temperatury zadane, przeznaczenie pomieszczeń, czas pracy instalacji) został określony zgodnie z założeniami świadectwa i przyjętymi standardami metody obliczeniowej.

Tabela 1-Z Działanie zwiększające efektywność energetyczną według standardów WT2021

Lp.	Działania	EP [kWh/(m²*rok)]
0	Stan wyjściowy „na dzień dzisiejszy” bez wprowadzonych usprawnień	220,3
1	Zmiana temperatur oraz przeznaczenia pomieszczeń	220,3 → 216,4
2	Docieplenie wszystkich ścian zewnętrznych styropianem o grubości 0,1m o współczynniku przewodzenia ciepła λ = 0,032 W/(m*K)	216,4 → 201,3
3	Wymiana stolarki okiennej fasadowej o współczynniku przenikania ciepła U = 0,85 W/(m²*rok) oraz świetlików dachowych o współczynniku przenikania ciepła U = 1,2 W/(m²*rok)	201,3 → 200,5

4	Wymiana drzwi zewnętrznych o współczynniku przenikania ciepła U = 1,00 W/(m²*rok)	200,5 → 200,3
5	Zamiana głównego źródła ciepła na Pompę Ciepła – powietrze/woda o COP = 3,5 zasilana z instalacji PV	200,3 → 148,1
6	Wymiana oświetlenia na LED (15 W/m² → 7,5 W/m²)	148,1 → **123,1**
7	Wymiana systemu ogrzewania i chłodzenia pomieszczeń na Klimakonwektor	123,1 → **121,7**
8	Wymiana połaci dachowej (brak efektu energetycznego ze względu na poprawny stan izolacji)	121,7 → **121,7**

Każda pozycja w tabeli Załącznika nr 1 odpowiada oddzielnemu, zapisanym w AudytOZC, wariantowi obliczeniowemu budynku, w którym wprowadzono dokładnie jedno nowe usprawnienie względem wariantu poprzedniego.
Proces polegał na iteracyjnym nanoszeniu zmian projektowych w modelu (przegrody, źródła ciepła, systemy techniczne, parametry użytkowania), przeliczeniu wskaźnika EP oraz odnotowaniu wartości przed i po wdrożeniu danego działania, co pozwoliło ilościowo określić wpływ każdej rekomendacji na spełnienie wymogów WT2021 (EP ≤ 128,68 kWh/m²·rok).

W trakcie wizji lokalnej, poprzedzającej sporządzenie świadectwa charakterystyki energetycznej, dokonuje się weryfikacji stanu faktycznego budynku. Obejmuje ona w szczególności oględziny przegród zewnętrznych, identyfikację zastosowanych rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych, pomiary wybranych elementów budynku oraz porównanie dostępnej dokumentacji technicznej z rzeczywistym stanem obiektu.

W przypadku braku jednoznacznych informacji o grubości przegrody zewnętrznej w przekazanej dokumentacji projektowej, przyjęto dane ustalone podczas wizji lokalnej.

Należy podkreślić, że świadectwo sporządza się w oparciu o dostępne dane źródłowe oraz rozpoznanie rzeczywistego stanu technicznego budynku. W sytuacji rozbieżności lub braków w dokumentacji, informacje pozyskane podczas wizji lokalnej — w tym pomiary elementów budowlanych — mogą zostać wykorzystane jako dane wejściowe do obliczeń, z zachowaniem należytej staranności.

ŚWIADECTWO CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU	
Numer świadectwa[1)]	SCHE/33840/22/2026

Oceniany budynek		
Rodzaj budynku[2)]	budynek produkcyjny	
Przeznaczenie budynku[3)]		
Adres budynku	Myśliwska 6, Nędza, 47-440 Nędza	
Budynek, o którym mowa w art. 3 ust. 2 ustawy[4)]	nie	
Rok oddania do użytkowania budynku[5)]	1997	
Metoda wyznaczania charakterystyki energetycznej[6)]	metoda obliczeniowa	
Powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (powierzchnia ogrzewana lub chłodzona) A_f [m^2][7)]	936,36	
Powierzchnia użytkowa [m^2]	151,02	

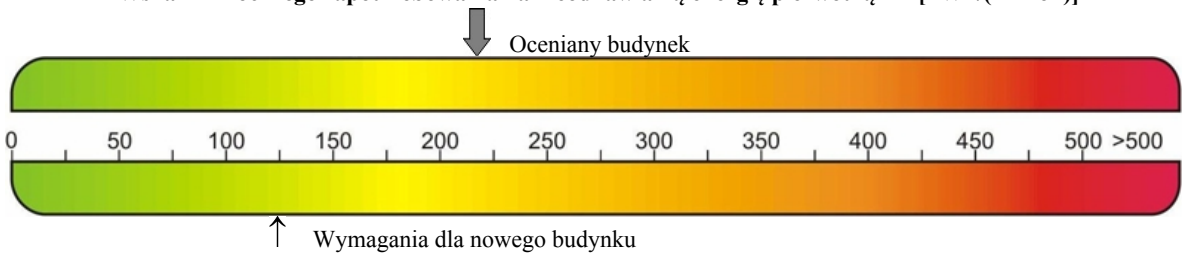
Ważne do (rrrr-mm-dd)[8)]	2036-07-17

Stacja meteorologiczna, według której danych wyznaczana jest charakterystyka energetyczna[9)]	Racibórz Studzienna

Ocena charakterystyki energetycznej budynku[10)]

Wskaźniki charakterystyki energetycznej	Oceniany budynek	Wymagania dla nowego budynku według przepisów techniczno-budowlanych[11)]
Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię użytkową	EU = 84,57 kWh/(m^2 · rok)	
Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię końcową[12)]	EK = 122,70 kWh/(m^2 · rok)	
Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną[12)]	EP = 220,30 kWh/(m^2 · rok)	EP = 128,68 kWh/(m^2 · rok)
Jednostkowa wielkość emisji CO_2	E_{CO_2} = 0,0823 t CO_2/(m^2 · rok)	
Udział odnawialnych źródeł energii w rocznym zapotrzebowaniu na energię końcową	U_{oze} = 6,07 %	

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP [kWh/(m^2·rok)]



Obliczeniowa roczna ilość zużywanego nośnika energii lub energii przez budynek[13)]

System techniczny	Rodzaj nośnika energii lub energii	Ilość nośnika energii lub energii	Jednostka/(m^2 · rok)
Ogrzewania	1) Energia elektryczna	5,91	kWh
	2) Olej opałowy	0,01	m^3
Przygotowania ciepłej wody użytkowej	1) Energia elektryczna	6,37	kWh
Chłodzenia	1) Energia elektryczna	11,16	kWh
Wbudowanej instalacji oświetlenia[12)]	1) Energia elektryczna	37,50	kWh

ŚWIADECTWO CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU	
Numer świadectwa[1)]	SCHE/33840/22/2026

Podstawowe parametry techniczno-użytkowe budynku	
Liczba kondygnacji budynku	3
Kubatura budynku [m^3]	2393,27
Kubatura budynku o regulowanej temperaturze powietrza [m^3]	2359,63
Podział powierzchni użytkowej budynku[14)]	powierzchnia usługowa: 151,02 m^2
Temperatury wewnętrzne w budynku w zależności od stref ogrzewanych[15)]	3/5/8/16/20/22°C
Rodzaj konstrukcji budynku	Tradycyjna

Przegrody budynku

Nazwa przegrody	Opis przegrody	Współczynnik przenikania ciepła przegrody U [$W/(m^2 \cdot K)$]	
		uzyskany	wymagany[16)]
1) drzwi zewnętrzne	Drzwi zewnętrzne	1,30	1,30
2) dach	Dach hali Blachodachówka D = 0,0500m λ = 58,000W/(m·K) R = 0,001m2·K/W Drewno sosnowe w poprzek włókien. D = 0,0500m λ = 0,160W/(m·K) R = 0,313m2·K/W Pianka PIR D = 0,2000m λ = 0,022W/(m·K) R	0,11	0,00
3) ściana wewnętrzna	Drzwi wewnętrzne	2,00	0,00
4) drzwi zewnętrzne	Drzwi zewnętrzne L×H= 100,0×210,0 cm	1,30	1,30
5) okno zewnętrze i drzwi balkonowe	Okno zewnętrzne	1,50	0,90
6) okno zewnętrze i drzwi balkonowe	Okna zewnętrzne w dachu L×H= 70,0×150,0 cm	2,20	1,10
7) ściana zewnętrzna	Ściana zewnętrzna przy gruncie 45,0 cm Tynk lub gładź cementowo-wapienna. D = 0,0200m λ = 0,820W/(m·K) R = 0,024m2·K/W Beton zbrojony (z 2% stali), gęstość 2400 kg/m3. D = 0,2800m λ = 2,500W/(m·K) R = 0,112m2·K/W Styropian - inne przypadki. D = 0,0300m λ = 0,036W/(m·K) R = 0,833m2·K/W Mur z cegły ceramicznej pełnej na zaprawie cementowo-wapiennej (bez tynku)|Mur z cegły ceramicznej pełnej. D = 0,1200m λ = 0,770W/(m·K) R = 0,156m2·K/W	0,51	0,20

	8) ściana zewnętrzna	Ściana zewnętrzna 40,3 cm Tynk lub gładź cementowo-wapienna. D = 0,0030m λ = 0,820W/(m·K) R = 0,004m2·K/W Mur z cegły kratówki na zaprawie cementowo-wapiennej (bez tynku)|Mur z cegły kratówki. D = 0,2500m λ = 0,560W/(m·K) R = 0,446m2·K/W Styropian - inne przypadki. D = 0,0300m λ = 0,036W/(m·K) R = 0,833m2·K/W Mur z cegły ceramicznej pełnej na zaprawie cementowo-wapiennej (bez tynku)|Mur z cegły ceramicznej pełnej. D = 0,1200m λ = 0,770W/(m·K) R	0,62	0,20
	9) ściana zewnętrzna	Ściana zewnętrzna 50,3 cm Pianka PIR D = 0,1000m λ = 0,022W/(m·K) R = 4,545m2·K/W Tynk lub gładź cementowo-wapienna. D = 0,0030m λ = 0,820W/(m·K) R = 0,004m2·K/W Mur z cegły kratówki na zaprawie cementowo-wapiennej (bez tynku)|Mur z cegły kratówki. D = 0,2500m λ = 0,560W/(m·K) R = 0,446m2·K/W Styropian - inne przypadki. D = 0,0300m λ = 0,036W/(m·K) R = 0,833m2·K/W Mur z cegły ceramicznej pełnej na zaprawie cementowo-wapiennej (bez tynku)|Mur z cegły ceramicznej pełnej. D = 0,1200m λ = 0,770W/(m·K) R	0,16	0,90
	10) ściana zewnętrzna	Ściana zewnętrzna 58,8 cm Tynk lub gładź cementowo-wapienna. D = 0,0200m λ = 0,820W/(m·K) R = 0,024m2·K/W Mur z Porotherm 25 AKU D = 0,1900m λ = 0,316W/(m·K) R = 0,601m2·K/W Tynk lub gładź cementowo-wapienna. D = 0,0030m λ = 0,820W/(m·K) R = 0,004m2·K/W Mur z cegły kratówki na zaprawie cementowo-wapiennej (bez tynku)|Mur z cegły kratówki. D = 0,2500m λ = 0,560W/(m·K) R = 0,446m2·K/W Płyty ze skalnej wełny mineralnej, współczynnik przewodzenia ciepła 0,036 W/mK. D = 0,1000m λ = 0,036W/(m·K) R = 2,778m2·K/W Drewno sosnowe w poprzek włókien. D = 0,0250m λ =	0,24	0,20

ŚWIADECTWO CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU	
Numer świadectwa[1)]	SCHE/33840/22/2026

System ogrzewania[17)]	Elementy składowe systemu	Opis	Średnia sezonowa sprawność
	Wytwarzanie ciepła	KOCIOŁ NISKOTEMPERATUROWY NA PALIWO GAZOWE LUB PŁYNNE - z zamkniętą komorą spalania i palnikiem modulowanym - 50-120 kW	0.91
	Przesył ciepła	OGRZEWANIE CENTRALNE WODNE - z lokalnego źródła ciepła usytuowanego w ogrzewanym budynku - z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami - w pomieszczeniach ogrzewanych	0.96
	Akumulacja ciepła	BRAK ZASOBNIKA BUFOROWEGO	1.00
	Regulacja i wykorzystanie ciepła	CENTRALNE OGRZEWANIE - grzejniki członowe/płytowe - z regulacją centralną - i miejscową (zakres P - 2 K)	0.88
System przygotowania ciepłej wody użytkowej[17)]	Elementy składowe systemu	Opis	Średnia roczna sprawność
	Wytwarzanie ciepła	Elektryczny podgrzewacz przepływowy	0.99
	Przesył ciepła	MIEJSCOWE PRZYGOTOWANIE - bezpośrednio przy punktach poboru - bez obiegów cyrkulacyjnych	1.00
	Akumulacja ciepła	Brak zasobnika	1.00
System chłodzenia[17)]	Elementy składowe systemu	Opis	Średnia sezonowa sprawność
	Wytwarzanie chłodu	SYSTEM BEZPOŚREDNI - split o wydajności chłodniczej < 12kW - klimatyzacja komfortu	3.00
	Przesył chłodu	CHŁODZENIE BEZPOŚREDNIE - ZDECENTRALIZOWANE - Klimatyzator rozdzielony (split) ze skraplaczem chłodzonym powietrzem	1.00
	Akumulacja chłodu	Brak zasobnika buforowego	1.00
	Regulacja i wykorzystanie chłodu	Instalacja wody lodowej z termostatycznymi zaworami przelotowymi przy odbiornikach - regulacja skokowa	0.92
Wentylacja			
System wbudowanej instalacji oświetlenia[12), 17)]			

ŚWIADECTWO CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU	
Numer świadectwa[1)]	SCHE/33840/22/2026

Inne istotne dane dotyczące budynku	

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU [kWh/(m² · rok)][18)]

	Ogrzewanie i wentylacja	Ciepła woda użytkowa	Chłodzenie	Oświetlenie wbudowane	Suma
[kWh/(m² · rok)]	47,45	6,31	30,81		84,57
Udział [%]	56,11	7,46	36,43		100,00

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU: 84,57 kWh/(m² · rok)

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię końcową EK [kWh/(m² · rok)][18)]

Rodzaj nośnika energii lub energii	Ogrzewanie i wentylacja	Ciepła woda użytkowa	Chłodzenie	Oświetlenie wbudowane[12)]	Suma
1) Olej opałowy	61,70	0,00	0,00	0,00	61,70
2) Energia elektryczna	5,90	6,40	11,20	37,50	61,00
Suma [kWh/(m² · rok)]	67,60	6,40	11,20	37,50	122,70
Udział [%]	55,09	5,22	9,13	30,56	100,00

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię końcową EK: 122,70 kWh/(m² · rok)

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP [kWh/(m² · rok)][18)]

Rodzaj nośnika energii lub energii	Ogrzewanie i wentylacja	Ciepła woda użytkowa	Chłodzenie	Oświetlenie wbudowane[12)]	Suma
1) Olej opałowy	67,90	0,00	0,00	0,00	67,90
2) Energia elektryczna	14,80	15,90	27,90	93,80	152,40
Suma [kWh/(m² · rok)]	82,70	15,90	27,90	93,80	220,30
Udział [%]	37,54	7,22	12,66	42,58	100,00

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP: 220,30 kWh/(m² · rok)

Zalecenia dotyczące opłacalnej ekonomicznie i wykonalnej technicznie poprawy charakterystyki energetycznej budynku w zakresie[19]):

1) przegród budynku w przypadku planowania robót budowlanych polegających na ociepleniu budynku, obejmujących ponad 25% powierzchni przegród zewnętrznych tego budynku

Ocieplenie dachu części biurowej. Izolacja termiczna ścian oraz wymiana drzwi i okien.

2) systemów technicznych w budynku w przypadku planowania robót budowlanych polegających na ociepleniu budynku, obejmujących ponad 25% powierzchni przegród zewnętrznych tego budynku

Wymiana żródła ciepła. Montaż instalacji PV.

3) przegród budynku niezależnie od planowanych robót budowlanych, o których mowa w pkt 1

Bez uwag

4) systemów technicznych w budynku lub części budynku niezależnie od planowanych robót budowlanych, o których mowa w pkt 2

Bez uwag

5) innych uwag dotyczących poprawy charakterystyki energetycznej budynku (w tym wskazanie, gdzie można uzyskać szczegółowe informacje dotyczące opłacalności ekonomicznej zaleceń zawartych w świadectwie oraz informacje dotyczące działań, jakie należy podjąć w celu wypełnienia zaleceń)

Bez uwag

Oświadczenie sporządzającego świadectwo:

Oświadczam, że dokument został wygenerowany z centralnego rejestru charakterystyki energetycznej budynków. Jednocześnie jestem świadomy(a) odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia.

Sporządzający świadectwo:	
Imię i nazwisko: Dariusz Musiał Nr wpisu do wykazu[20]: 33840 Data sporządzenia świadectwa: 2026-07-17	Podpis[21]

ŚWIADECTWO CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU	
Numer świadectwa[1]	SCHE/33840/22/2026

Objaśnienia

1) Nr świadectwa w wykazie świadectw charakterystyki energetycznej, nadany w systemie teleinformatycznym, w którym jest prowadzony centralny rejestr charakterystyki energetycznej budynków, o którym mowa w art. 31 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497, z późn. zm.).
2) Rodzaj budynku: mieszkalny, zamieszkania zbiorowego, użyteczności publicznej, rekreacji indywidualnej, gospodarczy, produkcyjny, magazynowy.
3) Należy określić zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682, z późn. zm.), zwanymi dalej „przepisami techniczno-budowlanymi", np. budynek przeznaczony na potrzeby opieki zdrowotnej.
4) Budynek, o którym mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków: tak/nie.
5) Dotyczy budynku oddanego do użytkowania.
6) Należy wpisać: metoda obliczeniowa albo metoda zużyciowa.
7) Jest to ogrzewana lub chłodzona powierzchnia kondygnacji netto wyznaczana według Polskiej Normy dotyczącej właściwości użytkowych w budownictwie – określanie i obliczanie wskaźników powierzchniowych i kubaturowych.
8) Świadectwo charakterystyki energetycznej traci ważność po upływie terminu wskazanego w tym świadectwie albo w przypadku, o którym mowa w art. 14 ust. 2 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.
9) Należy wypełnić w przypadku metody obliczeniowej.
10) Charakterystyka energetyczna budynku jest określana na podstawie porównania wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP niezbędnego do zaspokojenia potrzeb energetycznych budynku w zakresie ogrzewania, wentylacji, chłodzenia, przygotowania ciepłej wody użytkowej i wbudowanej instalacji oświetlenia z maksymalną wartością wskaźnika EP wynikającą z przepisów techniczno-budowlanych oraz porównania wartości współczynnika przenikania ciepła przegród U w budynku z maksymalną wartością współczynnika wynikającą z przepisów techniczno-budowlanych. W przypadku budynku nowo wznoszonego uzyskane wartości wskaźnika EP oraz współczynników U nie powinny przekraczać wartości wynikających z przepisów techniczno-budowlanych. W przypadku budynku podlegającego przebudowie jedynie wartości współczynników przenikania ciepła przegród U podlegających przebudowie nie powinny przekraczać wartości wynikających z przepisów techniczno-budowlanych.
11) Wymagania dotyczące wartości wskaźnika nieodnawialnej energii pierwotnej EP powinny być spełnione jedynie w przypadku budynku nowo wznoszonego oraz powinny zbyć zgodne z wartościami obowiązującymi na dzień sporządzenia świadectwa.
12) Wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię końcową oraz nieodnawialną energię pierwotną przez system wbudowanej instalacji oświetlenia nie wyznacza się w przypadku budynku mieszkalnego.
13) Metoda obliczeniowa odnosi się do standardowego sposobu użytkowania i standardowych warunków klimatycznych, natomiast metoda zużyciowa odnosi się do faktycznego sposobu użytkowania budynku, w związku z czym mogą wystąpić różnice w wynikach końcowych między obliczeniami sporządzonymi tymi metodami. W przypadku korzystania z metody obliczeniowej, z uwagi na standardowy sposób użytkowania, uzyskane wartości obliczeniowej rocznej ilości zużywanego nośnika energii lub energii nie pozwalają wnioskować o rzeczywistym zużyciu energii w budynku; wartości te są przybliżone.
14) Podział powierzchni użytkowej (np. część mieszkalna: … m^2, część garażowa: … m^2, część usługowa: … m^2, część techniczna: … m^2).
15) Określone zgodnie z przepisami techniczno-budowlanymi.
16) Wymagania dotyczące wartości współczynnika przenikania ciepła przegród U powinny być spełnione jedynie w przypadku budynku nowo wznoszonego albo budynku podlegającego przebudowie oraz powinny być zgodne z wartościami obowiązującymi na dzień sporządzenia świadectwa.
17) W przypadku kilku systemów technicznych lub podsystemów w systemach technicznych tabelę należy dostosować.
18) Wartości rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU, energię końcową EK i nieodnawialną energię pierwotną EP odpowiednio dla systemu ogrzewania, systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej, systemu chłodzenia, systemu wbudowanej instalacji oświetlenia i dla urządzeń pomocniczych odniesione do powierzchni A_f. Wartości rocznego zapotrzebowania na energię pomocniczą końcową i nieodnawialną energię pierwotną dla urządzeń pomocniczych systemów technicznych odniesione do powierzchni A_f należy wykazać w odpowiednich polach dotyczących celu ich zużycia.
19) Wypełnienie jest obowiązkowe, chyba że nie ma uzasadnionej możliwości takiej poprawy w porównaniu z obowiązującymi wymaganiami zawartymi w przepisach techniczno-budowlanych.
20) Wykaz, o którym mowa w art. 31 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.
21) Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.

Uwagi

1. Niniejsze świadectwo charakterystyki energetycznej zostało wydane na podstawie oceny charakterystyki energetycznej budynku zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków oraz rozporządzenia Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. poz. 376, z późn. zm.).
2. Roczne zapotrzebowanie na energię w świadectwie charakterystyki energetycznej jest wyrażane przez roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną, energię końcową oraz energię użytkową. Dane do obliczeń określa się na podstawie budowlanej dokumentacji technicznej lub obmiaru budynku istniejącego i przyjmuje się standardowy albo faktyczny sposób użytkowania, w zależności od wybranej metody obliczania.
3. Roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną uwzględnia obok energii końcowej dodatkowe nakłady nieodnawialnej energii pierwotnej na dostarczenie do budynku każdego wykorzystanego nośnika energii lub energii. Uzyskane niskie wartości wskazują na nieznaczne zapotrzebowanie na energię i tym samym wysoką efektywność energetyczną budynku i zużycie energii chroniące zasoby naturalne i środowisko.
4. Roczne zapotrzebowanie na energię końcową określa roczną ilość energii dostarczaną do budynku dla systemów: ogrzewania, chłodzenia, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz wbudowanej instalacji oświetlenia. Zapotrzebowanie na energię końcową jest to ilość energii, która powinna być dostarczona do budynku przy standardowym lub faktycznym sposobie użytkowania z uwzględnieniem wszystkich strat, aby zapewnić utrzymanie temperatury wewnętrznej, której wartość została określona w przepisach techniczno-budowlanych, niezbędną wentylację oraz oświetlenie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Niskie wartości sygnalizują wysokosprawne systemy techniczne w budynku i jego wysoką efektywność energetyczną.
5. Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową określa:
   a) w przypadku ogrzewania budynku – energię przenoszoną z budynku do jego otoczenia przez przenikanie lub z powietrzem wentylacyjnym, pomniejszoną o zyski ciepła,
   b) w przypadku chłodzenia budynku – zyski ciepła pomniejszone o energię przenoszoną z budynku do jego otoczenia przez przenikanie lub z powietrzem wentylacyjnym,
   c) w przypadku przygotowania ciepłej wody użytkowej – energię przenoszoną z budynku do jego otoczenia ze ściekami.

   Niskie wartości sygnalizują bardzo dobrą charakterystykę energetyczną przegród, niewielkie straty ciepła przez wentylację oraz optymalne zarządzanie zyskami słonecznymi.

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

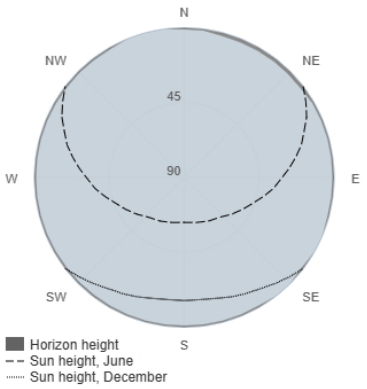
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	50.168,18.320
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Cryst Sil Original
PV installed:	100 kWp
System loss:	14 %

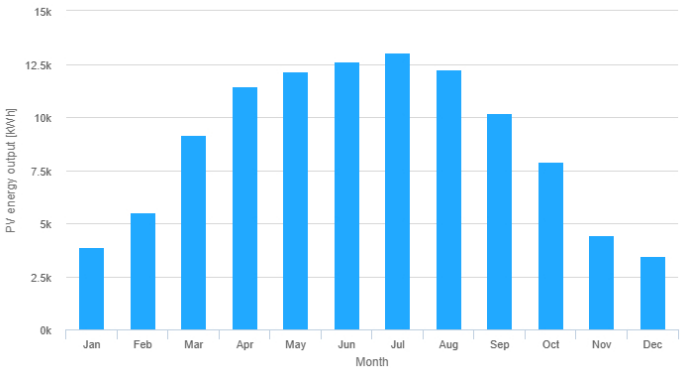
Simulation outputs

Slope angle:	35 °
Azimuth angle:	10 °
Yearly PV energy production:	106056.16 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1326.23 kWh/m²
Year-to-year variability:	4744.99 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.04 %
Spectral effects:	1.68 %
Temperature and low irradiance:	-5.68 %
Total loss:	-20.03 %

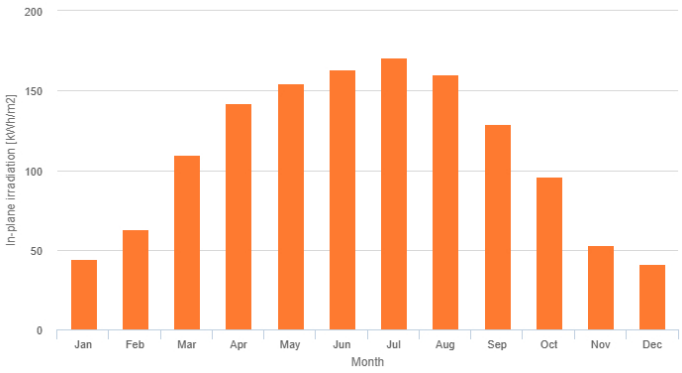
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	3884.2	44.5	877.9
February	5491.3	63.0	1136.8
March	9170.7	109.8	1728.4
April	11443.1	142.0	1830.0
May	12150.0	154.2	2030.3
June	12620.9	163.5	1551.0
July	13026.7	170.9	1302.5
August	12262.3	159.9	1280.5
September	10206.9	128.8	1571.7
October	7886.9	96.2	1650.0
November	4434.6	52.7	945.2
December	3478.7	40.8	936.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2026.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2026/07/06