PRZEGLĄD PARAMETRÓW FINANSOWYCH

22 WRZEŚNIA 2026

Ekonomika inwestycji w OZE

Koszty, przychody, finansowanie i ryzyko

Przegląd danych i metod oceny inwestycji

Parametry finansowe projektu

PODSTAWOWY ZESTAW WSKAŹNIKÓW

Nakłady i produkcja → przychody i koszty → przepływy pieniężne

Koszt wytwarzania	Wartość inwestycji	Finansowanie i czas
CAPEX i OPEX	NPV	WACC
Produktywność	IRR projektu	DSCR
LCOE, zł/MWh	IRR kapitału własnego	Okres zwrotu

Zakres raportów i porównywalność danych

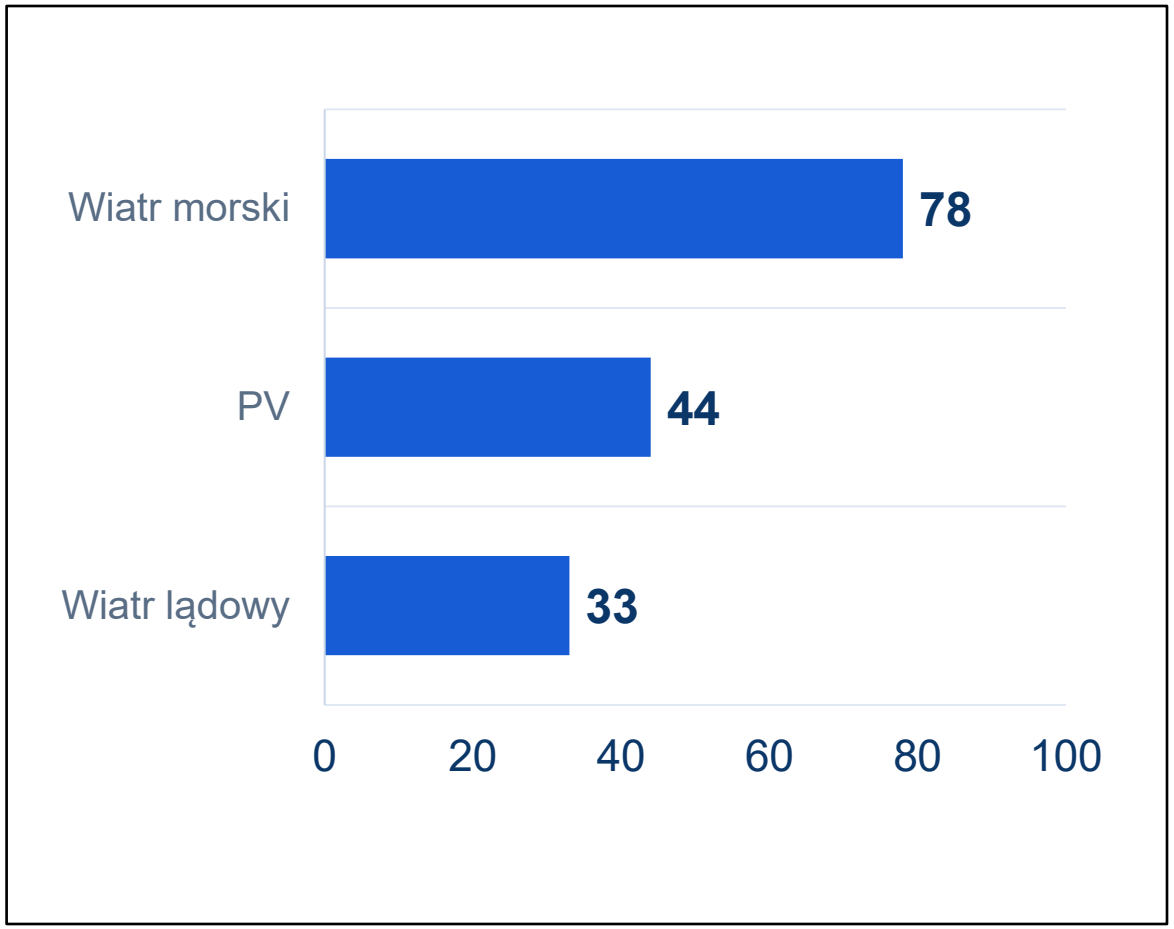
Rok publikacji, rok danych i rok uruchomienia instalacji mogą być różne

Źródło	Rynek	Co opisuje	Warunek interpretacji
IRENA 2026	Świat	Instalacje oddane w 2025 r.	Średnie globalne
Lazard 2026	Głównie USA	Modelowe zakresy LCOE	Koszt kapitału, wsparcie, produkcja
PSEW / TPA 2026	Polska	Model IRR i analiza wrażliwości	Założenia konkretnego projektu
EIA / DESNZ	USA / W. Brytania	Projekty uruchamiane w przyszłości	Rok uruchomienia i ceny stałe
BNEF / CSIRO	Świat / Australia	Technologie i koszty systemu	Zakres oraz lokalne warunki

Koszty zachowano w walutach źródłowych. Wyniki z różnych raportów nie tworzą jednej próby.

Globalne koszty wytwarzania OZE

LCOE nowych instalacji oddanych w 2025 r., USD/MWh



Globalna średnia

Wynik agreguje projekty z różnych lokalizacji i warunków finansowania.

2025

rok oddania instalacji

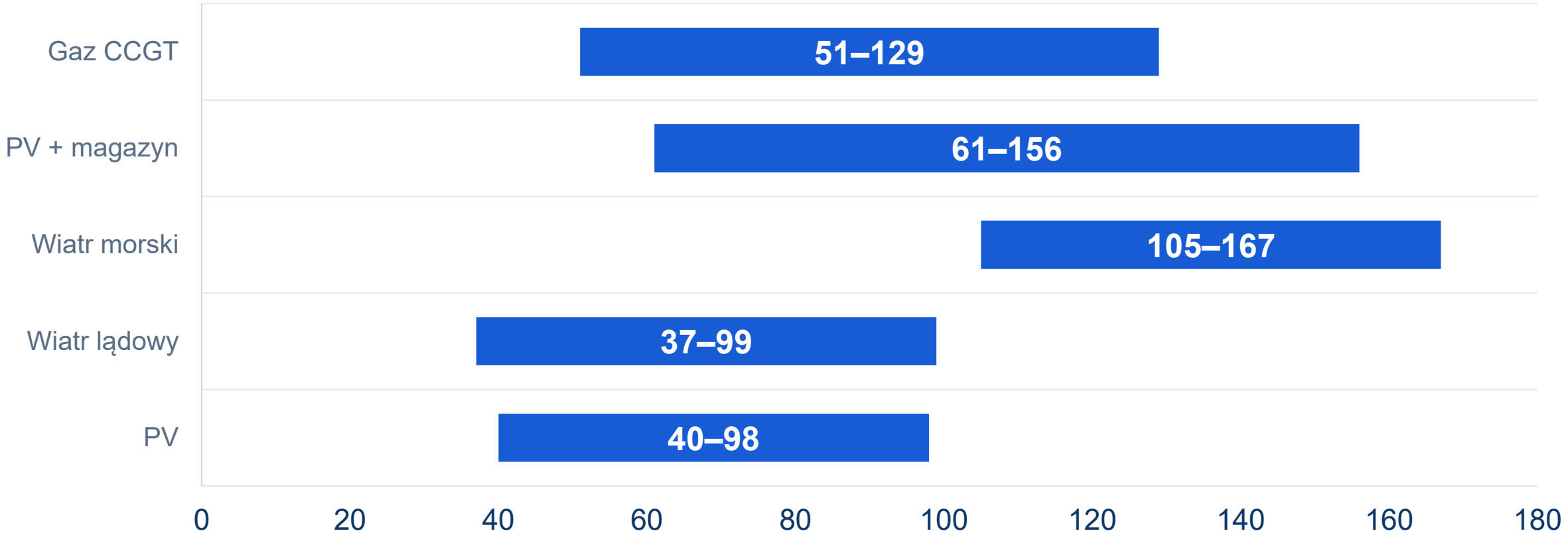
2026

rok publikacji raportu

IRENA 2026, Renewable Power Generation Costs in 2025. Średnie globalne LCOE.

LCOE nowych źródeł według Lazarda

USA, bez ulg podatkowych, USD/MWh



Lazard 2026, s. 7. Zakresy modelowe. PV + magazyn nie oznacza dostaw przez całą dobę.

LCOE a koszt kapitału

Energetyka jądrowa jako przykład • raporty 2026, USA; różne projekty i warunki finansowania

Źródło i inwestycja	LCOE, USD/MWh	Podstawa oszacowania
Lazard: nowa duża EJ	175–255	Vogtle 3 i 4, bez subsydiów
EIA: nowy blok w 2031 r.	87,81	Po ulgach podatkowych, USD 2025
Lazard: restart istniejącej EJ	ok. 71	Nakłady na restart, okres 20 lat

Lazard: średnie LCOE nowej EJ przy różnym WACC po podatku

WACC	4,2%	7,7%	10,0%
LCOE, USD/MWh	130	215	291

Finansowanie silnie zmienia LCOE. Porównanie z OZE wymaga też oceny profilu dostaw.

Lazard 2026, s. 7 i 11. EIA AEO 2026, s. 3 i 8. Punkty odniesienia dla USA, bez wyceny polskiego projektu.

Nakłady, utrzymanie i produktywność

Założenia technologiczne dla modelu Lazarda, USA

Parametr	Duże PV	Wiatr lądowy
CAPEX, USD/kW	1250–1850	1900–2750
Stały OPEX, USD/kW/rok	8,25–26,25	24,50–40,00
Wykorzystanie mocy	20–30%	30–55%
Okres życia modelu	35 lat	30 lat

Lazard 2026, s. 26. Zakresy parametrów nie oznaczają swobodnego łączenia skrajnych scenariuszy.

Koszt kapitału i wymagany zwrot

ZAŁOŻENIA FINANSOWE

Wymagany zwrot trzeba odróżnić od zwrotu osiągniętego przez inwestora.

60% długu	40% equity	WACC + premia
8% koszt długu	12% koszt equity	1–3,5 p.p.
Założenie modelowe Lazarda	Założenie modelowe Lazarda	Kryteria części firm analizowanych przez IEA

Lazard 2026, s. 7 i 25. IEA Renewables 2025, s. 109–110. Założenia i kryteria, nie zwroty osiągnięte.

Polska: cena osiągana przez PV

Capture rate = cena ważona produkcją / średnia cena rynku w tym samym okresie

Wskaźnik dla Polski	2024	2025
Capture rate PV • II–III kwartał	72%	63%

Kwiecień 2025: 75 godzin z ceną ≤ 0

Około 27% produkcji PV eksponowane na ceny ujemne.
Capture factor w tym miesiącu: 0,54.

Dane o rynku nie są dyskontem wobec dobowej ceny rozliczenia aukcji.
Wpływ na projekt zależy od jego profilu i umowy sprzedaży.

Rystad Energy, Energy Storage Outlook, II 2026, s. 4. Pexapark, 10.06.2025. Różne okresy obserwacji.

Rentowność farmy wiatrowej w Polsce

Model farmy 30 MW, bazowy CAPEX 7,5 mln zł/MW i wykorzystanie mocy 35%

9,7%

IRR w wariancie bazowym

Zmiana jednej zmiennej
przy stałych pozostałych założeniach

Scenariusz	IRR
CAPEX 7,5 mln zł/MW • wykorzystanie 35%	**9,7%**
CAPEX 7,5 mln zł/MW • wykorzystanie 30%	7,5%
CAPEX 8,0 mln zł/MW • wykorzystanie 35%	9,1%

PSEW / TPA / DWF 2026, s. 132–133. CAPEX budowy; dodatkowy zakup projektu: 0,75 mln zł/MW. Wyniki modelowe.

Offshore: cena pokrywająca koszt kapitału

Model PSEW / TPA / DWF • produktywność 46%, spadek 0,5% rocznie, życie farmy 25 lat

Parametr modelu raportowego	Wartość
WACC nominalny na koniec 2026 r.	7,3%
WACC realny na koniec 2026 r.	4,9%
Średni realny WACC w cyklu życia	5,2%
Cena zrównująca IRR projektu z WACC	482,7 zł/MWh w cenach 2026

Próg wynika z wymaganego zwrotu w modelu raportu.

Zmiana kosztu kapitału, nakładów lub produkcji zmienia cenę równowagi.

PSEW / TPA / DWF 2026, numerowane s. 190–192 (PDF: 192–194), tabele 13–15. Założenia modelowe dla Polski.

Offshore: ceny z pierwszej polskiej aukcji

Aukcja z 17 grudnia 2025 r. • 3 zwycięskie projekty, łącznie 3,435 GW

Projekt	Moc, MW	Cena oferty, zł/MWh
Baltic East	900	476,88
Baltica 9	975	489,00
Bałtyk I	1560	492,32

Do 25 lat wsparcia
limit czasu

100 000 h × moc
limit energii kwalifikowanej

7 lat na start
od zamknięcia aukcji

46% bez degradacji: limit po 24,82 roku; przy spadku produkcji 0,5%/rok — niewyczerpany po 25 latach.
Aukcyjne offshore: limit waloryzacji do celu RPP; wyższa inflacja obniża realną cenę wsparcia.

URE, AMFW/1/2025. Ceny ofert w poziomie 2025; później waloryzacja zgodnie z ustawą.

CfD offshore: jak powstaje przychód

Przykład dla 1 MWh i ceny wsparcia K = 490 zł/MWh • kwoty ilustracyjne

Sytuacja	Sprzedaż	Rozliczenie[1]	Łącznie
Rynek poniżej K	400	+90	490
Rynek powyżej K	650	−160	490
Ujemna cena rynku[2]	−50	0	−50

Dla kwalifikowanej energii: przychód = K + (cena sprzedaży − benchmark)

[1] Znak z perspektywy inwestora. [2] Brak wsparcia; wynik przy kontynuowaniu produkcji.

Obliczenia własne; ustawa offshore, art. 40. Wartość ekonomiczna rozliczenia, nie termin przepływu gotówki.

Duże PV: aukcja a cena osiągana na rynku

Potwierdzone wyniki aukcji 2025, koszyk >1 MW • okres wsparcia: 15 lat

216,90–329,68

zł/MWh • zwycięskie oferty PV >1 MW

>1623 MW

nowe moce PV

Przykład: K = 300	Sprzedaż PV	Saldo[1]	Przychód
Średnia dobowa 330 **Cena osiągana 270**	270	−30	240

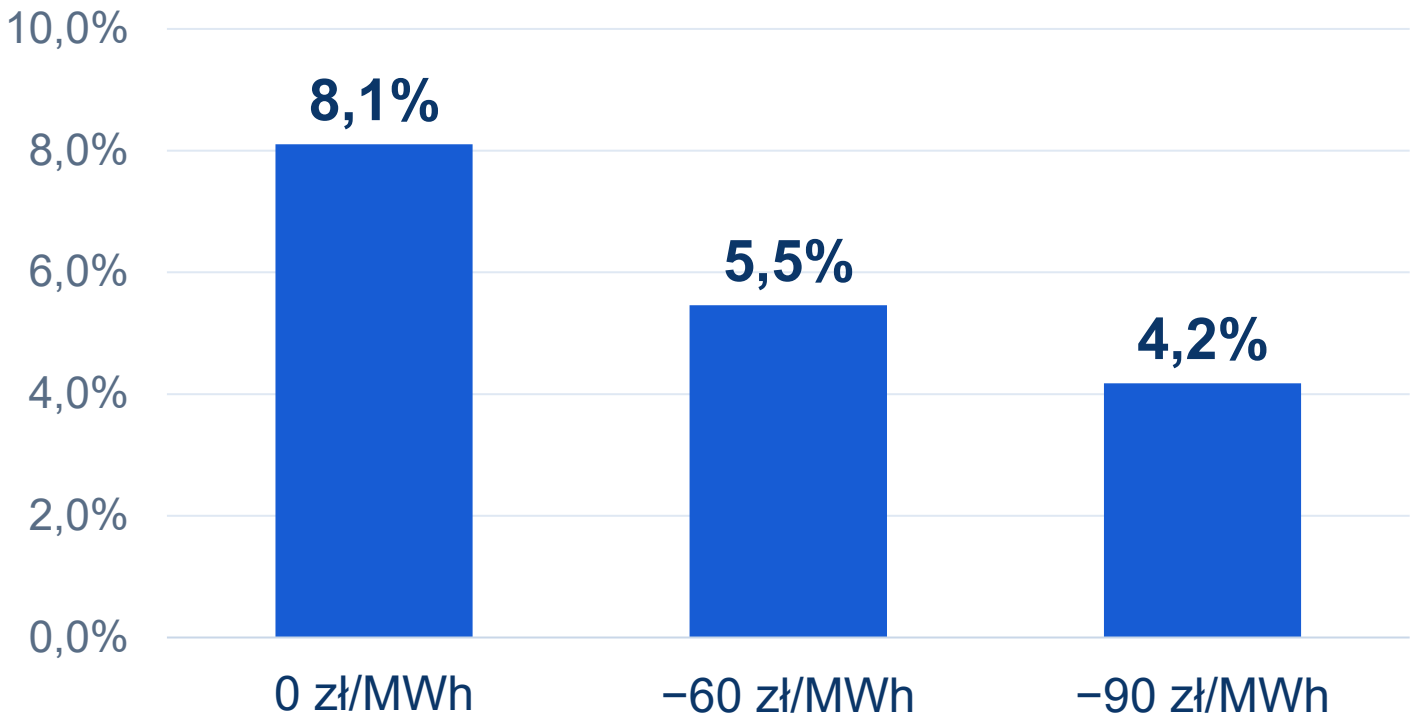
389 zł/MWh = pułap aukcyjny PV. Przykład dobowego rozliczenia nie odtwarza sezonowego capture rate z danych Rystad.

[1] Znak ekonomiczny dla inwestora; 1 MWh kwalifikowanej energii, bez bilansowania i innych opłat.

URE, komunikat 11.07.2025; ustawa OZE, art. 92–93. Przykład 1 MWh: założenia własne.

PV: wpływ profilu cen na stopę zwrotu

Model ilustracyjny 50 MWp • IRR realna, przed podatkiem i finansowaniem



NPV przed CIT i finansowaniem
Dyskonto 7% realnie

Różnica ceny	mln zł
0 zł/MWh	+11,5
−60 zł/MWh	−16,4
−90 zł/MWh	−30,3

Oś pozioma: cena osiągana przez PV minus średnia dobowa w latach wsparcia.

Założenia i obliczenia własne, ceny stałe 2026. Parametry oraz wzory: aneks B4–B5. Nie jest to prognoza rynkowa.

Redysponowanie: produkcja i przychód

Polecenie operatora ogranicza generację; wynik finansowy zależy od rozliczeń i rekompensaty

Element	Co zmienia się w projekcie	Co trzeba modelować
Energia	Mniej MWh oddanych do sieci	Wolumen i okresy redukcji
Przychód	Sprzedaż, bilansowanie i wsparcie	Umowa oraz należna rekompensata
Gotówka	Wypłata może nastąpić później	Termin wpływu i pokrycie rat

5% mniej energii → LCOE wyższe o około 5,3%

Przy niezmienionych kosztach. Rekompensata poprawia przepływy, lecz nie zwiększa produkcji.

PSE: procedura i metodologia PV; ustawa offshore, art. 40. Zależność LCOE: obliczenie własne.

PV: redukcje a IRR i NPV

Model ilustracyjny 50 MWp • redukcje w każdym roku, ceny stałe 2026

Scenariusz	IRR realna	NPV przy 7%, mln zł
Bez redukcji	8,10%	+11,52
Redukcja 5% • brak rekompensaty	7,30%	+3,10
Redukcja 10% • brak rekompensaty	6,48%	−5,33
Redukcja 5% • odzysk 80%[1]	7,94%	+9,84

Scenariusze liczone oddzielnie. Łączny wpływ profilu cen i redukcji wymaga wspólnego modelu godzinowego. [1] Odzysk w tym samym roku.

Obliczenia własne; IRR przed podatkiem i finansowaniem. Odzysk 80% to scenariusz, nie reguła rekompensaty PSE.

PV: test długu w scenariuszu stresowym

Roczny DSCR po CIT • próg testu 1,20 przyjęty ilustracyjnie • finansowanie jak w B10

Scenariusz	Min. DSCR	Test ≥ 1,20	CF po długu rok 1, mln zł
Baza	1,32	Spełniony	3,07
Redukcja 10%, bez rekompensaty	1,19	Niespełniony	1,80
Redukcja 10%, odzysk rok później	1,16	Niespełniony	1,50
Profil −60 zł/MWh + redukcja 5%	0,97	Niespełniony	−0,28

Minimum w roku 1. Scenariusz łączony wymaga dodatkowej płynności.

DSCR poniżej progu umownego może ograniczyć wypłaty lub naruszyć umowę.
Skutek zależy od dokumentacji kredytu; DSCR < 1 oznacza brak pokrycia obsługi długu.

Obliczenia własne. Test 1,20 nie jest deklaracją standardu bankowego. Scenariusz łączony: proporcjonalne redukcje, bez rekompensaty.

Magazynowanie i wartość układu hybrydowego

Koszt magazynowania wymaga powiązania ze źródłami przychodów

78

USD/MWh • magazyn 4 h

Globalny benchmark BNEF
dla roku 2025

Ekonomika obejmuje koszt ładowania, straty, degradację i możliwe źródła przychodów.

–27%

koszt magazynu
4 h, rok do roku

SLCOE

perspektywa
całego systemu

BNEF, komunikat 18.02.2026, globalny benchmark magazynu 4 h. CSIRO GenCost 2025–26.

SLCOE: koszt zapewnienia dostaw energii

Koszt miksu wytwarzania, magazynów i przesyłu przy zadanym zapotrzebowaniu

SLCOE = roczne koszty systemu / użyteczna energia w roku

NEM w 2050 r. AUD/MWh, ceny stałe 2025

Zakres kosztów	AUD/MWh
System z przesyłem i zapewnieniem dostaw	141–152
Po wyłączeniu kosztów przesyłu	120–130

Około 93% energii z PV i wiatru lądowego

Polska: PRSP PSE pomaga oceniać sieć i wystarczalność zasobów.
SLCOE wymaga wspólnego rachunku kosztów całego miksu (aneks B17).

CSIRO / AEMO, GenCost 2025–26, s. 51–55 i 65. Australia, NEM. Wyniki modelowe dla 2050 r.

PV: wynik projektu i kapitału własnego

Wariant bazowy • 25 lat • wkład właściciela 50 mln zł • wyniki nominalne po CIT

Wskaźnik	Wynik	Interpretacja
IRR projektu po CIT	8,98%	Przed finansowaniem
IRR kapitału własnego	11,72%	Po ratach i odsetkach
NPV kapitału własnego przy koszcie equity 12%	−1,30 mln zł	Wymagany zwrot nieosiągnięty
Prosty okres zwrotu equity	9,86 roku	Nominalnie; interpolacja, bez dyskonta

Dźwignia poprawia IRR, ale nie gwarantuje wymaganej rentowności.

NPV i IRR wymagają kosztu kapitału spójnego z przepływami.
Wyniku 8,1% realnie przed CIT nie porównujemy wprost z długiem 6% nominalnie.

Obliczenia własne według B10 oraz B18–B21. Koszt equity 12% to dodatkowe założenie dydaktyczne.

Biogaz: koszt energii i wartość sterowalności

Biogaz w kogeneracji daje prąd i ciepło. Biometan to paliwo po oczyszczeniu biogazu.

Wskaźnik	Wartość	Zakres
LCOE prądu z biogazu	202–325 EUR/MWh el.	Niemcy, ceny 2024 Zakres z podsumowania ISE
Nakłady na biogazownię	2 894–5 788 EUR/kW el.	Założenia ISE Instalacje >500 kW el.
Koszt produkcji biometanu	ok. 74 EUR/MWh gazu	Średnia dla potencjału Europy IEA, 2024, bez przyłącza

O wyniku decydują substrat, odbiór ciepła i wykorzystanie instalacji.

LCOE wymaga zasad podziału kosztów prądu i ciepła. Sterowalność wyceniamy w przychodach i modelu systemowym, uwzględniając magazyn gazu oraz ograniczenia pracy.

Fraunhofer ISE 2024, s. 3, 11–16. IEA 2025, s. 40. Waluty i jednostki źródłowe. Szczegóły: B23–B26.

Polska: biogaz rolniczy i cena wsparcia

Instalacje niezmodernizowane. Kwoty bazowe według tabeli URE, przed waloryzacją i korektą pomocy.

Instalacja	Cena referencyjna zł/MWh el.	Podstawa FIT/FIP zł/MWh el.
Biogaz rolniczy, <500 kW	872,00	828,40 (95%)
Wysokosprawna kogeneracja, <500 kW	1 025,00	973,75 (95%)
Biogaz rolniczy, 500 kW–1 MW	793,00	713,70 (90%)
Wysokosprawna kogeneracja, 500 kW–1 MW	941,00	846,90 (90%)

Cena wsparcia wymaga przełożenia na rzeczywisty przychód projektu.

Model uwzględnia energię netto, waloryzację, pomoc inwestycyjną i warunki kwalifikacji.
Osobno wycenia sprzedaż ciepła, koszty substratu, bilansowanie i przestoje.

URE, Sprawozdanie 2025, s. 68–70, tabela 20. Rozporządzenie z 8.11.2023 r. Dane sprawdzone 16.09.2026.

Rozległa baza danych do oceny inwestycji OZE

- Wieloletnie, szczegółowe analizy kosztów budowy źródeł OZE.
- Dane o produkcji energii i kosztach eksploatacji.
- Dane rynkowe o cenach i warunkach sprzedaży energii.
- **Podstawa do analiz i decyzji samorządów, przedsiębiorstw, inwestorów, banków i innych instytucji finansowych.**

Dziękuję za uwagę

Piotr Brożyna | +48 602 260 726 | piotr@fvenergia.pl

Opracowanie wspomagane przez OpenAI Codex (AI): analiza źródeł, obliczenia pomocnicze i redakcja.

Odpowiedzialność merytoryczna: autor prezentacji.

Aneks
Dane i metody

Szczegółowe tabele, formuły i źródła

A1. Definicje i formuły

Jedna konwencja przepływów, jednostek i stopy dyskontowej

Wskaźnik	Definicja	Interpretacja
LCOE	$\Sigma [koszt_t / (1+r)^t] / \Sigma [E_t / (1+r)^t]$	Koszt jednostkowy w przyjętym modelu
NPV	$\Sigma [CF_t / (1+r)^t]$, od t = 0	Wartość przy stopie wymaganej r
IRR	NPV(IRR) = 0	Stopa wynikająca z przepływów
WACC	wE × kE + wD × kD × (1−T)	Koszt kapitału; uproszczona postać
DSCR	CFADS / obsługa długu	Pokrycie zobowiązań w danym okresie
Stopa realna	(1+r nominalna) / (1+inflacja) − 1	Zgodność ze stałymi cenami

A2. IRR projektu i IRR kapitału własnego

Schemat przepływów oraz DSCR

Etap	Przepływy projektu	Przepływy udziałowca
Nakłady	Pełny CAPEX	Wkład equity po uwzględnieniu długu
Działalność	Przychody − OPEX − podatki − zmiana kapitału obrotowego	Przepływy po kosztach, podatkach i obsłudze zadłużenia
Finansowanie	Przed przepływami długu	Wypłata długu, odsetki, spłata kapitału
Stopa dyskontowa	WACC w przyjętej metodzie	Koszt kapitału własnego
Wskaźniki	NPV projektu i IRR projektu	NPV equity i IRR equity

A3. Lazard: pełniejsze zestawienie LCOE

USD/MWh, nowe źródła, USA, bez ulg podatkowych

Technologia	Zakres	Uwaga
PV wspólnotowe i komercyjne	88–197	Inna skala niż duże farmy
Duże PV	40–98	—
PV + magazyn	61–156	Konfiguracja hybrydowa
Wiatr lądowy	37–99	—
Wiatr lądowy + magazyn	49–140	Konfiguracja hybrydowa
Wiatr morski	105–167	—
Geotermia	67–111	Założenia v14 po inflacji
Gaz CCGT	51–129	Źródło porównawcze
Gaz szczytowy	144–276	Inny profil wykorzystania

Lazard 2026, s. 7 oraz 26–28. Zakresy kosztowe nie mierzą pełnej wartości dla systemu.

A4. Lazard: założenia modelu

Założenia amerykańskie wymagają lokalnej kalibracji

Parametr	Duże PV	Wiatr lądowy	Wiatr morski
CAPEX, USD/kW	1250–1850	1900–2750	5600–7100
Stały OPEX, USD/kW/rok	8,25–26,25	24,50–40,00	60,00–91,50
Wykorzystanie mocy	20–30%	30–55%	45–55%
Okres życia	35 lat	30 lat	30 lat
Budowa, miesiące	12–18	18	24

Lazard 2026, s. 26. Modelowe konfiguracje skrajne opisano w raporcie.

A5. Polska: wrażliwość IRR farmy lądowej

W kolumnach wykorzystanie mocy. W komórkach IRR projektu

30 lat pracy • Zakup projektu: 0,75 mln zł/MW • Koszty gotówkowe: 250 tys. zł/MW w 2025 r.

CAPEX mln zł/MW	30,0%	32,5%	35,0%	37,5%	40,0%	42,5%
7,0	8,1%	9,2%	10,3%	11,3%	12,3%	13,3%
7,5	7,5%	8,6%	**9,7%**	10,7%	11,6%	12,6%
8,0	7,0%	8,1%	9,1%	10,1%	11,0%	11,9%
8,5	6,6%	7,6%	8,6%	9,5%	10,4%	11,3%

PSEW / TPA / DWF 2026, tabela 6, s. 133. Pozostałe założenia bez zmian.

A6. Polska: wrażliwość realnej IRR offshore

W kolumnach cena energii, zł/MWh w cenach 2026. W komórkach IRR realna

Start produkcji: 2032 • OPEX: 0,34 mln zł/MW/rok • Okres pracy: 25 lat

Produktywność	440	460	480	482,7	500	520	540
43%	3,5%	4,0%	4,4%	4,5%	4,9%	5,3%	5,7%
45%	4,0%	4,5%	4,9%	5,0%	5,4%	5,8%	6,2%
46%	4,2%	4,7%	5,2%	**5,2%**	5,6%	6,0%	6,5%
47%	4,5%	4,9%	5,4%	5,5%	5,8%	6,3%	6,7%
49%	4,9%	5,4%	5,8%	5,9%	6,3%	6,7%	7,2%

PSEW / TPA / DWF 2026, tabela 15, s. 192. CAPEX 19,1 mln zł/MW, okres pracy 25 lat.

A7. Fraunhofer: lokalizacja i skala PV

Niemcy, badanie 2024. LCOE w EUR/MWh

Konfiguracja	LCOE	Warunki
Duże naziemne PV, południe	41–50	Południowe Niemcy
Duże naziemne PV, północ	57–69	Północne Niemcy
PV: różne typy instalacji	41–144	Łącznie dachy, grunt, agri-PV
PV z magazynem	60–225	Różne wielkości i konfiguracje

Fraunhofer ISE 2024, s. 4 i 18–19. Przeliczenie jednostek: 1 eurocent/kWh = 10 EUR/MWh.

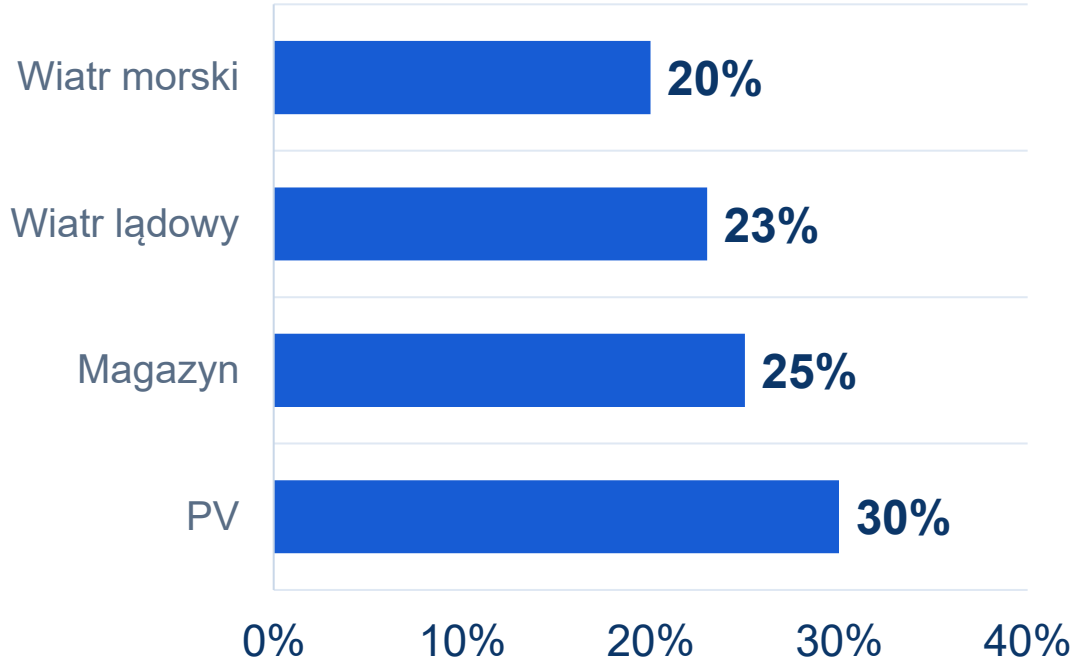
A8. BNEF: koszty i prognozy

Benchmarki modelowe BNEF; IRENA opisuje średnie ważone dla projektów oddanych do eksploatacji

Benchmarki 2025, USD/MWh

Technologia	Koszt
PV	39
Wiatr lądowy	40
PV + magazyn	57
Magazyn 4 h	78
Wiatr morski	100
Gaz CCGT	102

Prognozowany spadek do 2035 r.



BNEF, komunikat 18.02.2026. Lewa część: benchmarki. Prawa część: prognozy.

A9. Założenia prognoz i narzędzia

EIA i DESNZ pozwalają odtworzyć logikę porównania

Cecha	EIA AEO 2026	DESNZ 2025 / wyd. 2026
Przykładowy rok uruchomienia	2031	2035
Baza cen	USD 2025	GBP 2024
Finansowanie	WACC po podatku 7,27%	Stopy zależne od technologii
Okres analizy	30 lat odzyskania kosztów	Założenia technologiczne
Uzupełnienie LCOE	LACE oraz relacja wartość/koszt	Analizy wrażliwości
Dostępne narzędzia	Raport i założenia NEMS	Annex A oraz kalkulator Annex B

DESNZ: offshore pływający 2035 — 65 / 91 / 121 GBP/MWh.
Warianty CAPEX: niski / centralny / wysoki; ceny stałe 2024.

EIA 2026, s. 2–3. DESNZ: raport oraz załączniki Excel. Różne metody finansowania.

A10. Źródła danych liczbowych

Daty publikacji i lokalizacje wykorzystanych tabel

Lazard, LCOE+ 2026, v19.0

13.07.2026 • s. 7, 25–28

IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2025

07.2026 • podsumowanie wyników dla 2025 r.

PSEW / TPA / DWF, Energetyka wiatrowa w Polsce 2026

06.2026 • s. 132–133 i 191–192

IEA, Renewables 2025

07.10.2025 • s. 109–110

BloombergNEF, Levelized Cost of Electricity 2026, komunikat

18.02.2026 • publiczny komunikat wyników

DESNZ, Electricity Generation Costs 2025

14.01.2026 / 18.03.2026 • tabela 8, s. 38 oraz Annex A/B

A11. Metody i lektura uzupełniająca

Status materiału określa zakres możliwego wykorzystania

EIA, Levelized Costs of New Generation Resources in AEO 2026

04.2026 • s. 2–3, metody LCOE, LCOS i LACE

CSIRO / AEMO, GenCost 2025–26 Final Report

15.07.2026 • LCOE i SLCOE, raport końcowy

Fraunhofer ISE, Levelized Cost of Electricity 2024

08.2024 • s. 4, 18–19, badanie z 2024 r.

Sánchez Canales i Hirth, De-risking renewable energy investments (preprint)

22.05.2026 • preprint, bez benchmarku dla Polski

Jaramillo-Galarza i in., An informed decision framework for photovoltaic business models

09.2026 • modele biznesowe PV, warunki hiszpańskie

Bogacki i Myślińska, Techno-Economic Analysis and Profitability Thresholds… (abstrakt)

2026, 19(17), 4005 • zweryfikowany abstrakt, bez danych liczbowych w tej prezentacji

B1. DESNZ: koszty w perspektywie 2035

Wielka Brytania, uruchomienie w 2035 r., GBP/MWh w cenach stałych 2024

Technologia	Niski CAPEX	Centralnie	Wysoki CAPEX
Duże PV	36	44	50
Wiatr lądowy	33	41	55
Wiatr morski, stałe fundamenty	50	59	72

Zakres przedstawia wrażliwość na nakłady inwestycyjne.

DESNZ, Electricity Generation Costs 2025, tabela 8, s. 38. Wrażliwość na CAPEX.

B2. Różnice w rozliczaniu wsparcia

Model aukcyjny offshore oraz duże PV • stan weryfikacji: 14 września 2026 r.

Zasada	Offshore: aukcja	PV >1 MW: nowa aukcja
Okres / energia	25 lat / 100 000 h × MW	15 lat / wolumen oferty
Benchmark rynkowy	Cena dnia następnego w okresie niezbilansowania	Średnia dobowa cen rynku
Waloryzacja ceny	CPI; w aukcjach limit do celu inflacyjnego RPP	CPI GUS co roku
Cena ujemna	Wyłączenie energii w danym okresie	Wyłączenie godzin ujemnych; starsze aukcje: reguły przejściowe
Saldo dodatnie	Potrącenia; saldo roczne zwrot do 30 czerwca[1]	Potrącenia; saldo po 3 latach zwrot w ciągu 6 miesięcy

[1] Jeśli saldo za dany rok nie zostało potrącone do 31 stycznia następnego roku. Szczegóły w notatkach.

Ustawa offshore, art. 6–7, 38 i 40; ustawa OZE, art. 92–93; nowelizacja 2024, art. 32–33.

B3. Offshore: 25 lat oraz limit energii

Ilustracja dla 1 GW i wykorzystania mocy 46% • bez degradacji i wyłączeń energii

Krok	Obliczenie	Wynik
Roczna energia	1000 MW × 8760 h × 46%	4,0296 TWh
Energia przez 25 lat	4,0296 × 25	100,74 TWh
Limit wsparcia	100 000 h × 1000 MW	100,00 TWh
Czas do limitu w ilustracji	100 / 4,0296	24,82 roku

Model powinien śledzić narastająco energię kwalifikowaną do wsparcia.

Limit: ustawa offshore, art. 6–7. Obliczenia własne; 46% to założenie ilustracyjne zgodne z wariantem PSEW.

B4. PV 50 MWp: założenia modelu

Wszystkie liczby są założeniami własnymi • scenariusz dydaktyczny w cenach stałych 2026

Parametr	Wartość	Interpretacja
Moc i nakłady	50 MWp • 125 mln zł	2,5 mln zł/MWp; t = 0
Produkcja i degradacja	52 500 MWh w roku 1 • 0,5%/rok	1050 MWh/MWp; energia netto
OPEX i okres pracy	2,75 mln zł/rok • 25 lat	55 tys. zł/MWp/rok, realnie stałe
Lata 1–15	K = 300; różnica 0 / −60 / −90	Cena efektywna: 300 / 240 / 210
Lata 16–25	240 zł/MWh	Cena rynkowa, wspólna scenariuszom
Dyskontowanie	7% realnie; przepływy na koniec roku	Przed podatkiem i finansowaniem

OPEX z dzierżawą i podatkiem od nieruchomości: B13. CIT i obsługa długu: B10–B12.

Model nie odtwarza oferty zwycięzcy aukcji. Cena 300 zł/MWh jest założeniem analizy.

B5. PV: przepływy i kontrola wyniku

Przepływy: mln zł, ceny stałe 2026 • różnica cen: zł/MWh • przed podatkiem i finansowaniem

Pozycja	Różnica 0	Różnica −60	Różnica −90
CF, rok 0	−125,00	−125,00	−125,00
CF, rok 1	13,00	9,85	8,28
CF, rok 15	11,93	9,00	7,53
CF, rok 16	8,94	8,94	8,94
CF, rok 25	8,42	8,42	8,42
NPV przy 7%	11,52	−16,36	−30,30
IRR realna	8,10%	5,46%	4,18%

Obliczenia własne. Cena po wsparciu: 240 zł/MWh; OPEX realnie stały. Pełne wzory i ograniczenia w notatkach.

B6. Polska: źródła i podstawa rozliczeń

Źródła pierwotne dla nowych slajdów • linki aktywne także w notatkach prelegenta

URE: wyniki aukcji offshore AMFW/1/2025

18.12.2025 • tabela zwycięskich ofert, s. 1

URE: wyniki aukcji OZE 2025, w tym AZ/7/2025

11.07.2025 • ceny PV i moce w koszyku >1 MW

Ustawa o promowaniu energii z morskich farm wiatrowych

Tekst ujednolicony 7.05.2026 • art. 6–7, 31, 38 i 40

Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Tekst ujednolicony 3.08.2026 • art. 79, 83, 92–93 i 168

Nowelizacja z 27.11.2024, Dz.U. 2024 poz. 1847

Art. 32–33 • przepisy przejściowe dotyczące cen ujemnych

Dostęp i weryfikacja: 14.09.2026. Wyniki aukcji są danymi historycznymi; przykłady przepływów są obliczeniami własnymi.

B7. Rekompensaty: PV i offshore

Prawo do rozliczenia zależy od umowy, systemu wsparcia i okoliczności ograniczenia

Element	Duże PV w aukcji	Offshore
Prawo do rekompensaty	Sprawdź zakres gwarancji w umowie przyłączeniowej	Odrębne uprawnienia z art. 40 ust. 3–5
Rozliczenie finansowe	Część sprzedażowa + wsparcie; nie automatycznie cena PPA	Rekompensata albo ujemne saldo; uwzględnij rozliczenia bilansowania
Wolumen objęty aukcją	Zgłoszenie do operatora co do zasady w 14 dni	Energia niewprowadzona ustalana według ustawy
Ceny ujemne	Rozróżnij CEN i cenę giełdową; sprawdź rocznik aukcji	Wyłączenia wolumenu z art. 40 ust. 9
W modelu finansowym	Kwota, prawdopodobieństwo i data otrzymania płatności	Właściwy tryb rozliczenia; bez podwójnego ujęcia wsparcia

PSE: FAQ 14–18 i metodologia PV; URE: art. 93 ust. 18–19 OZE; ustawa offshore, art. 40 ust. 3–9.

B8. Redysponowanie: model i źródła

Dokumentacja obliczeń oraz źródła pierwotne • weryfikacja 14 września 2026 r.

$$CF_t = E_t \times P_t \times (1 - r + r \times c) - OPEX_t$$

r = udział redukcji; c = odzysk utraconego przychodu w tym samym roku.
Założenia bazowe: B4–B5; wyniki przed podatkiem i finansowaniem.

PSE — redysponowanie i rekompensaty

PSE — metodologia rekompensat PV

URE — redukcje a wykonanie aukcji

Ustawa offshore — art. 40 ust. 3–9

Rzeczywista rekompensata wymaga algorytmu właściwego dla instalacji i okresu. Pełne założenia w notatkach.

B9. Warunki porównywania SLCOE

Wspólne granice systemu i założenia pozwalają porównywać scenariusze

Warunek	Co należy uzgodnić w porównaniu
Granice kosztów	Wytwarzanie, magazyny i przesył. Dystrybucja i sprzedaż wymagają odrębnego ujęcia.
Warunki dostaw	Ten sam popyt i wymagania niezawodności. Profile produkcji, pogoda i ograniczenia sieci.
Finansowanie i czas	Wspólny rok cen, koszt kapitału oraz horyzont. Jawna wycena istniejących i nowych zasobów.
Ograniczenia interpretacji	Wynik kosztowy dla zadanego modelu systemu. Cena rynkowa i zwrot inwestora wymagają osobnej analizy.

CSIRO: SLCOE dla 2050 r.; krótszy horyzont komplikuje wycena istniejących aktywów.

CSIRO / AEMO, GenCost 2025–26, s. 51–55 i 60–65. SLCOE zależy od granic i założeń modelu.

B10. DSCR: założenia i przepływy

Rozwinięcie tego samego modelu PV • dług i CFADS liczone nominalnie

Pozycja	Założenie
Kapitał i dług	125 mln zł CAPEX; dług 75 mln zł; kapitał własny 50 mln zł
Spłata	15 rat kapitału po 5 mln zł; odsetki 6% od salda na początek roku
Inflacja i ceny	Rok 1: ceny 2026. Ceny i OPEX rosną o 2,5% rocznie.
CIT i amortyzacja	19% dodatniej podstawy; 6,25 mln zł amortyzacji rocznie przez 20 lat
CFADS	Wpływy − OPEX − zapłacony CIT; przed ratą i odsetkami
Opóźniona rekompensata	100% utraconego przychodu, wpływ rok później; CIT przy naliczeniu

Bez opłat kredytowych, DSRA, finansowania budowy, odtworzeń i sezonowego NWC.
VAT: założenie pełnej neutralności; podatek od nieruchomości zawarty w OPEX.

Założenia własne; uproszczony model roczny. Parametry podatkowe i finansowe nie stanowią wyceny bankowej.

B11. DSCR: harmonogram lat 1–8

Wartości nominalne w mln zł • trzy warianty tego samego harmonogramu długu

Rok	Saldo otwarcia	Odsetki	Obsługa długu	CFADS baza	DSCR baza	DSCR −10%	DSCR odzysk +1r
1	75,00	4,50	9,50	12,57	1,32	1,19	1,16
2	70,00	4,20	9,20	12,71	1,38	1,24	1,38
3	65,00	3,90	8,90	12,86	1,44	1,30	1,44
4	60,00	3,60	8,60	13,01	1,51	1,35	1,51
5	55,00	3,30	8,30	13,16	1,59	1,42	1,58
6	50,00	3,00	8,00	13,31	1,66	1,49	1,66
7	45,00	2,70	7,70	13,47	1,75	1,56	1,75
8	40,00	2,40	7,40	13,64	1,84	1,65	1,84

−10%: bez rekompensaty. Odzysk +1r: pełna rekompensata, rok opóźnienia.

Obliczenia własne według B10. Odsetki od salda otwarcia; rata kapitałowa 5 mln zł rocznie.

B12. DSCR: harmonogram lat 9–15

Wartości nominalne w mln zł • trzy warianty tego samego harmonogramu długu

Rok	Saldo otwarcia	Odsetki	Obsługa długu	CFADS baza	DSCR baza	DSCR −10%	DSCR odzysk +1r
9	35,00	2,10	7,10	13,81	1,94	1,73	1,94
10	30,00	1,80	6,80	13,98	2,06	1,83	2,05
11	25,00	1,50	6,50	14,15	2,18	1,94	2,17
12	20,00	1,20	6,20	14,33	2,31	2,06	2,31
13	15,00	0,90	5,90	14,52	2,46	2,19	2,45
14	10,00	0,60	5,60	14,71	2,63	2,33	2,62
15	5,00	0,30	5,30	14,90	2,81	2,49	2,80

−10%: bez rekompensaty. Odzysk +1r: pełna rekompensata, rok opóźnienia.

Obliczenia własne według B10. Odsetki od salda otwarcia; rata kapitałowa 5 mln zł rocznie.

B13. PV: zakres założonego OPEX

55 tys. zł/MWp/rok = 2,75 mln zł dla 50 MWp • ceny stałe 2026

Pozycja	tys. zł/MWp/rok	mln zł/rok
Serwis, monitoring, utrzymanie	18	0,90
Dzierżawa gruntu	12	0,60
Podatek od nieruchomości	15	0,75
Ubezpieczenie	4	0,20
Zarządzanie i administracja	4	0,20
Założony koszt bilansowania	2	0,10
Razem	55	2,75

CIT odrębnie. VAT pominięty. Odtworzenia i likwidacja poza modelem.

Podział dydaktyczny; nie jest benchmarkiem rynkowym ani kalkulacją podatkową. Umowy i lokalizacja wymagają weryfikacji.

B14. Polska: dane o profilu PV

Obserwacje rynkowe i warunki wykorzystania w modelu projektu

Miara	Okres i wartość	Ograniczenie
Capture rate • Rystad	II–III kw. 2024: 72% II–III kw. 2025: 63%	Porównanie tych samych kwartałów, nie całych lat
Godziny z ceną ≤ 0	Kwiecień 2025: 75 h	Obejmuje też cenę zero; nie jest liczbą godzin bez wsparcia
Ekspozycja produkcji PV	Kwiecień 2025: ok. 27% przy cenach ujemnych	Udział energii, nie udział godzin; wynik floty, nie konkretnego PPE
Capture factor • Pexapark	Kwiecień 2025: 0,54	Inny okres niż w danych Rystad; bez łączenia w jedną serię

Dyskontu wobec dobowego benchmarku aukcji nie wyznacza sam capture rate.
Potrzebne są zgodne dane czasowe o cenach, produkcji i rozliczeniu wsparcia.

Źródła: Rystad Energy, II 2026, s. 4; Pexapark, 10.06.2025. Sprawdzone 15.09.2026.

B15. Przychody i wartość energii

Cena osiągana w godzinach produkcji wpływa na przepływy pieniężne

Profil produkcji
×
osiągana cena
=
przychód

LCOE uzupełniamy oceną wartości energii.

Rynek spot	Cena ważona rzeczywistym profilem produkcji.
PPA	Warunki ceny, profilu dostawy i bilansowania.
CfD	Stabilizacja rozliczeń według konstrukcji kontraktu.
Autokonsumpcja	Koszt uniknięty zakupu i zgodność z profilem zużycia.

EIA 2026, s. 2. Sánchez Canales i Hirth 2026: badanie kontraktów, preprint.

B16. Wsparcie a finansowanie projektu

Przewidywalność części przychodu pomaga finansować inwestycję; pozostałe ryzyka wymagają wyceny

Element	Offshore aukcyjne	Duże PV aukcyjne
Przychód objęty wsparciem	25 lat + limit energii	15 lat + wolumen oferty
Ryzyko ceny i inflacji	Cena wykonania i bilansowanie; limit waloryzacji	Profil PV a średnia dobowa; przychód po 15 latach
Realizacja i produkcja	CAPEX, harmonogram, waluty i dostępność	Uzysk, terminy, wykonanie wolumenu
Ocena finansowania	P90, DSCR i rezerwy na budowę oraz płynność	P90, DSCR i scenariusze cen profilu oraz redukcji

Wnioski analityczne na podstawie konstrukcji ustaw offshore i OZE. Warunki długu ustala się dla danego projektu.

B17. SLCOE w polskim kontekście

PRSP PSE jako punkt odniesienia dla sieci i wystarczalności zasobów

Obszar analizy	Znaczenie dla oceny ekonomicznej
Sieć przesyłowa	Koszt wyprowadzenia mocy i przesyłu do odbiorców; wpływ ograniczeń sieci na wykorzystanie źródeł
Wystarczalność zasobów	Zdolność pokrycia zapotrzebowania w trudnych okresach; rola źródeł sterowalnych, magazynów i elastycznego popytu
Wspólne założenia	Ten sam popyt, pogoda i wymagania niezawodności; spójna wycena istniejących i nowych aktywów
Wynik inwestora	Korzyść systemowa poprawia NPV tylko przez przychód lub uniknięty wydatek konkretnego projektu

Polska analiza SLCOE wymaga połączenia kosztów miksu i sieci w jednym modelu.
Kwot 141–152 AUD/MWh dla NEM nie przeliczamy na koszt polskiego systemu.

PSE, PRSP 2025–2034, grudzień 2024, rozdziały 3–5 i 10. Analogia zakresu analiz; nie polska wycena SLCOE CSIRO.

B18. Kapitał własny: metoda obliczeń

Ten sam model PV, rozszerzony na 25 lat • wszystkie przepływy finansowania nominalnie

Pozycja	Założenie / wzór
Chwila 0	CAPEX 125 mln zł = dług 75 mln zł + equity 50 mln zł
Lata 1–25	CF equity = CFADS − rata kapitałowa − odsetki
Lata 16–25	Dług spłacony; cena 240 zł/MWh w cenach 2026, indeksacja 2,5%
CIT i amortyzacja	CIT 19%; amortyzacja 6,25 mln zł/rok do roku 20, potem zero
NPV equity	CF equity dyskontowane kosztem equity: założone 12% nominalnie
Okres zwrotu	Pierwsze pokrycie wkładu 50 mln zł z nominalnych CF equity

Pomijamy DSRA, opłaty, odtworzenia, likwidację, wartość końcową i blokady wypłat.
CF equity oznacza gotówkę dostępną właścicielowi w modelu, nie zadeklarowaną dywidendę.

Obliczenia własne. Założenia finansowania i CFADS: B10. Horyzont 25 lat; brak wartości końcowej.

B19. Przepływy właściciela: lata 1–8

Wariant bazowy • mln zł nominalnie • CF equity w chwili 0: −50 mln zł

Rok	Przychód	OPEX	CIT	CFADS	Rata kapitału	Odsetki	CF equity
1	15,75	2,75	0,43	12,57	5,00	4,50	3,07
2	16,06	2,82	0,53	12,71	5,00	4,20	3,51
3	16,38	2,89	0,64	12,86	5,00	3,90	3,96
4	16,71	2,96	0,74	13,01	5,00	3,60	4,41
5	17,04	3,04	0,85	13,16	5,00	3,30	4,86
6	17,38	3,11	0,95	13,31	5,00	3,00	5,31
7	17,72	3,19	1,06	13,47	5,00	2,70	5,77
8	18,08	3,27	1,17	13,64	5,00	2,40	6,24

Wkład właściciela zwraca się w roku 10; interpolowany prosty okres zwrotu: 9,86 roku.

Obliczenia własne według B18. CFADS = przychód − OPEX − CIT. CF equity = CFADS − obsługa długu.

B20. Przepływy właściciela: lata 9–16

Wariant bazowy • mln zł nominalnie • CF equity w chwili 0: −50 mln zł

Rok	Przychód	OPEX	CIT	CFADS	Rata kapitału	Odsetki	CF equity
9	18,44	3,35	1,28	13,81	5,00	2,10	6,71
10	18,80	3,43	1,39	13,98	5,00	1,80	7,18
11	19,18	3,52	1,50	14,15	5,00	1,50	7,65
12	19,56	3,61	1,61	14,33	5,00	1,20	8,13
13	19,95	3,70	1,73	14,52	5,00	0,90	8,62
14	20,34	3,79	1,84	14,71	5,00	0,60	9,11
15	20,75	3,89	1,96	14,90	5,00	0,30	9,60
16	16,93	3,98	1,27	11,67	0,00	0,00	11,67

Od roku 16 bez długu; od roku 21 bez modelowego odpisu amortyzacyjnego.

Obliczenia własne według B18. CFADS = przychód − OPEX − CIT. CF equity = CFADS − obsługa długu.

B21. Przepływy właściciela: lata 17–25

Wariant bazowy • mln zł nominalnie • CF equity w chwili 0: −50 mln zł

Rok	Przychód	OPEX	CIT	CFADS	Rata kapitału	Odsetki	CF equity
17	17,26	4,08	1,32	11,86	0,00	0,00	11,86
18	17,61	4,18	1,36	12,06	0,00	0,00	12,06
19	17,96	4,29	1,41	12,26	0,00	0,00	12,26
20	18,31	4,40	1,46	12,46	0,00	0,00	12,46
21	18,68	4,51	2,69	11,48	0,00	0,00	11,48
22	19,05	4,62	2,74	11,69	0,00	0,00	11,69
23	19,43	4,73	2,79	11,90	0,00	0,00	11,90
24	19,81	4,85	2,84	12,12	0,00	0,00	12,12
25	20,21	4,97	2,89	12,34	0,00	0,00	12,34

Od roku 16 bez długu; od roku 21 bez modelowego odpisu amortyzacyjnego.

Obliczenia własne według B18. CFADS = przychód − OPEX − CIT. CF equity = CFADS − obsługa długu.

B22. Stres łączony i pokrycie długu

LLCR w chwili 0 = PV(CFADS w latach 1–15) / 75 mln zł długu • dyskonto 6% nominalnie

Scenariusz	Min. DSCR	LLCR	CF po długu rok 1, mln zł
Baza	1,32	1,75	3,07
Redukcja 10%, bez rekompensaty	1,19	1,56	1,80
Redukcja 10%, odzysk rok później	1,16	1,72	1,50
Profil −60 zł/MWh + redukcja 5%	0,97	1,29	−0,28

Stres łączony: IRR 4,77% realnie; NPV −23,39 mln zł przy 7% realnie.

IRR i NPV powyżej: przed CIT i finansowaniem. Dyskonto ceny: lata 1–15; redukcja 5%: lata 1–25, proporcjonalnie, bez rekompensaty. To założenia stresu, nie estymacja korelacji godzinowej ani skalibrowany scenariusz bankowy.

Obliczenia własne. LLCR nie zastępuje minimalnego DSCR ani testu płynności. Brak rezerw DSRA i wartości końcowej.

B23. Biogaz: założenia kosztowe ISE

Benchmark niemiecki dla instalacji >500 kW el., nowe projekty, ceny realne 2024

Parametr	Założenie źródłowe	Znaczenie dla modelu
CAPEX	2 894–5 788 EUR/kW el.	Zakres zależny od projektu
OPEX bez substratu	4% CAPEX/rok + 4 EUR/MWh el.	Substrat liczymy osobno
Substrat, 2024	87,5 EUR/MWh paliwa	Nie na MWh prądu
Sprawność elektryczna / cieplna	40% / 44%	Ciepło brutto wymaga odbiorcy
Czas pracy w analizie	4 000–6 300 h/rok	Wariant pracy elastycznej
Życie / WACC realny	25 lat / 4,2%	Założenia, nie osiągnięta IRR

WACC nominalny 6,0%, koszt equity 8,0% i dług 80% są założeniami ISE.

Fraunhofer ISE 2024, tabele 1, 2, 5 i 6 oraz opis czasu pracy. Numerowane s. 11–16, PDF 13–18.

B24. Biometan: koszt paliwa i granice porównania

IEA 2025: model geograficzny potencjału produkcji, poziom kosztów 2024

Wskaźnik IEA	Wartość	Interpretacja
90% globalnego potencjału	10–30 USD/GJ 36–108 USD/MWh gazu	Zakres kosztów potencjału Nie próba rentowności zakładów
Średnia dla Europy	ok. 22 USD/GJ ok. 74 EUR/MWh gazu	Przeliczenie EUR podaje IEA Kursy walut z 2024
Przyłącze i zatłaczanie do sieci	Poza zakresem kosztu	Dodatkowy CAPEX/OPEX projektu
Produkcja prądu z biometanu	Wymaga przeliczenia sprawności	Koszt paliwa / sprawność + koszt jednostki wytwórczej

Bilans projektu obejmuje odzysk metanu, energię własną i koszty oczyszczania.

Dochód z pofermentu, CO_2 lub opłat za przyjęcie odpadu wymaga kontraktu i kosztorysu.

IEA, Outlook for Biogas and Biomethane 2025, s. 36–41. 1 MWh = 3,6 GJ. Koszty bez przyłącza gazowego.

B25. Biogaz: przepływy i wskaźniki inwestora

Model obejmuje wspólny bilans masy, energii, kosztów i sprzedaży

Obszar	Wskaźnik do zebrania	Test inwestycyjny
Substrat	zł/t, Nm³ CH_4/t, koszt transportu	Cena +20%, uzysk metanu −10%
Energia netto	MWh el., MWh sprzedanego ciepła	Przestój, pobór własny, brak odbioru ciepła
Eksploatacja	OPEX, remont CHP, poferment	Koszt remontu i rezerwa płynności
Przychody	Cena netto + wsparcie + ciepło	Umowy, indeksacja, korekta dotacji
Kapitał i dług	NPV, IRR projektu / equity, DSCR, LLCR	Próg zwrotu i kowenant z umowy

CFADS = EBITDA − podatki gotówkowe − przyrost kapitału obrotowego

Przykładowe stresy wymagają kalibracji. IRR i okres zwrotu wynikają z konkretnego projektu.

Ramy analizy własnej na podstawie IEA 2025, rozdz. 2–3, i Fraunhofer ISE 2024. Bez przypisywania rynkowej IRR.

B26. Biogaz: ciepło, elastyczność i SLCOE

LCOE porządkuje koszty instalacji. SLCOE ocenia jej rolę w całym miksie.

Mechanizm	Przykład / sposób wyceny
Sprzedaż ciepła	1 mln zł rocznej marży na cieple / 8 000 MWh el. = 125 zł/MWh el. wkładu do przepływu
Czas pracy a koszt stały	Koszt stały / 6 000 h wobec kosztu stałego / 8 000 h = wzrost składnika stałego na MWh o 33,3%
Wartość dla systemu	Produkcja w godzinach niedoboru, dostępna moc Koszt paliwa, magazynu gazu i ograniczenia biologiczne
Unikanie podwójnego liczenia	Jedna spójna metoda alokacji kosztów prądu i ciepła Jednorazowe ujęcie przychodów i opłat za odpady

Wyższe LCOE może współistnieć z wartością elastycznej pracy dla systemu.

Skalę wpływu na SLCOE wyznacza model miksu, popytu, paliwa i niezawodności.

Ilustracje własne, nie kalkulacja rentowności projektu. Kontekst: IEA 2025, s. 9 oraz 36–41; Fraunhofer ISE 2024.