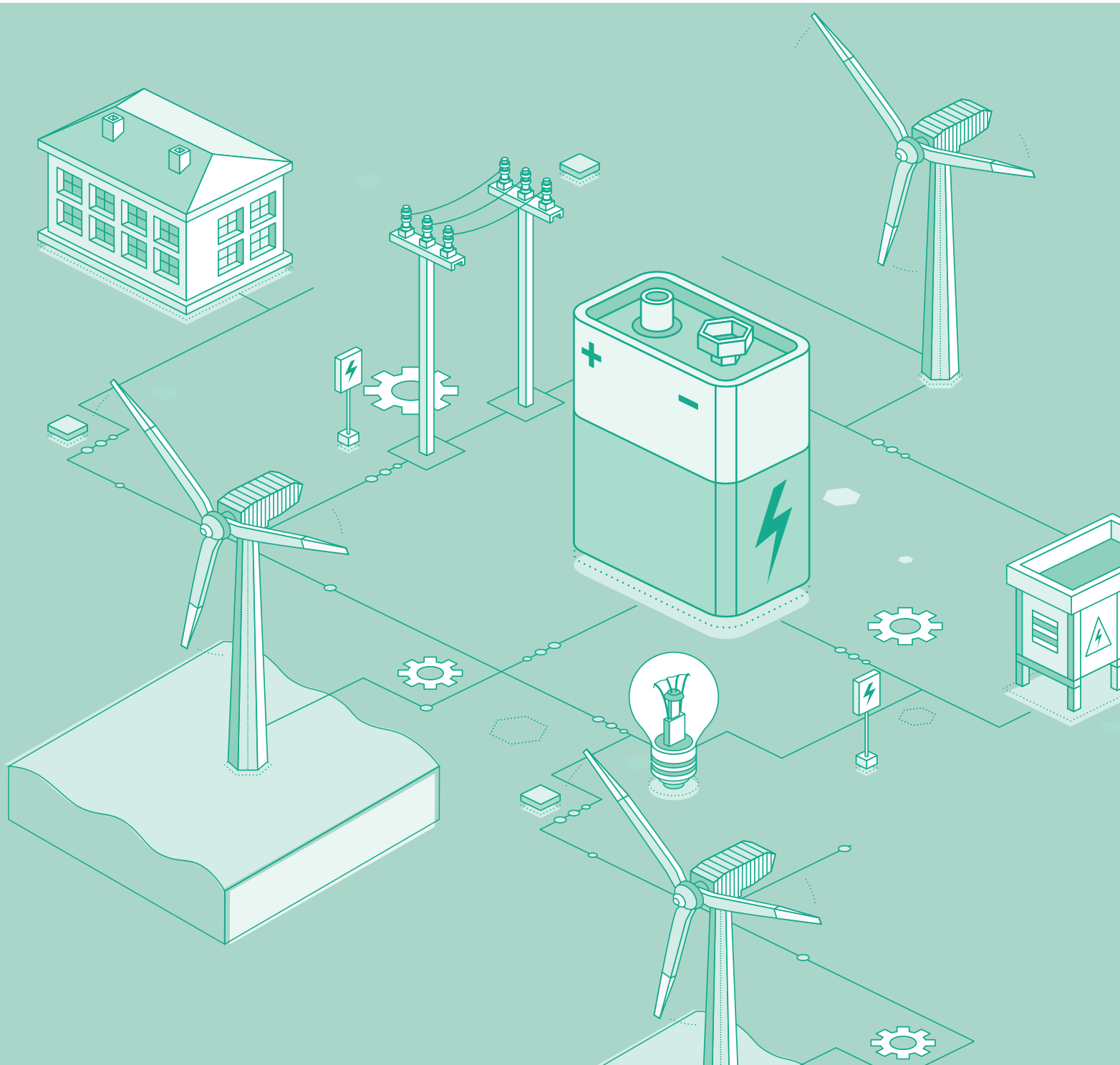


Fundusze europejskie dają moc



AUTORKA

Julia Cydejko

starsza analityczka ds. energetycznych

Polityka Insight

REDAKCJA

Weronika Rędziński

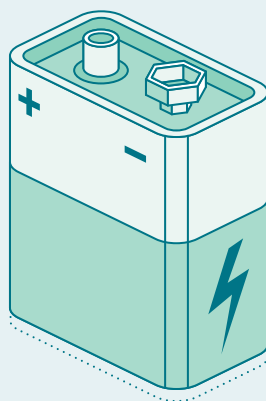
Polityka Insight

PROJEKT GRAFICZNY

Małgorzata Gryniewicz

Joanna Pamuła

Polityka Insight



Partnerem raportu jest Polski Komitet Energii Elektrycznej.
Polityka Insight dołożyła wszelkich starań by opracowanie było bezstronne i obiektywne.
Wszelkie prawa zastrzeżone.

**POLITYKA
INSIGHT**

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 12 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.
www.politykainsight.pl

Warszawa, grudzień 2025 roku

Spis treści

KLUCZOWE WNIOSKI _____	4
WYKAZ SKRÓTÓW _____	6
WPROWADZENIE _____	7
DLACZEGO UNIA PRZYSPIESZA TRANSFORMACJĘ ENERGETYCZNĄ? _____	10
DLACZEGO ROSNĄ POTRZEBY INWESTYCYJNE W POLSCE? _____	12
CO ZNALAZŁO SIĘ W POLSKIM KPO? _____	14
BILANS _____	15
CASE STUDIES _____	16

Kluczowe wnioski

1

Transformację energetyczną w Polsce wspiera szereg unijnych programów i funduszy, w tym w ramach polityki spójności, a także m.in. preferencyjnie oprocentowane pożyczki Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Środki te finansują między innymi modernizację infrastruktury sieciowej, rozwój OZE, poprawę efektywności energetycznej i dekarbonizację ciepłownictwa, a także transformację regionów węglowych. Polska wykorzystuje znaczące środki z Funduszu Modernizacyjnego, który funkcjonuje poza głównym budżetem UE. W obecnej architekturze finansowania transformacji energetycznej szczególne znaczenie ma unijny Instrument na rzecz Odbudowy i Wzmacniania Odporności, wdrażany poprzez krajowe plany odbudowy (KPO), ale wykorzystanie go w realizacji dużych inwestycji rodzi szereg wyzwań.

2

Dla skuteczności wykorzystania środków unijnych kluczowe jest, by pomagały odpowiadać na konkretne potrzeby rozwojowe państw UE i nadrobić zaległości zgodnie ze specyfiką danej gospodarki. Strukturalną cechą polskiego sektora energetycznego pozostaje wysoka emisyjność. Tak jak w innych krajach UE, wyzwaniem jest też konieczność znacznych inwestycji w rozbudowę i cyfryzację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Wymagają one dostosowania do radykalnie zmieniającego się systemu energetycznego. Z tego powodu duże projekty energetyczne powinny być traktowane jako priorytetowy obszar wsparcia ze środków unijnych.

3

Struktura KPO, wiążąca kolejne transze środków na inwestycje z reformami, ma przynieść kompleksową poprawę konkurencyjności europejskich gospodarek. W przypadku Polski model ten przyczynił się do opóźnienia wypłaty pierwszej transzy wsparcia i w efekcie skrócił czas na realizację projektów, co zmusiło część inwestorów do korekty założeń lub wycofania się z inwestycji. Powiązanie inwestycji z reformami dało jednak impuls do starań na rzecz poprawy otoczenia regulacyjnego dla priorytetowych kierunków inwestycyjnych.

4

Wsparcie z funduszy europejskich musi uwzględniać potrzeby zarówno drobnych, jak i dużych inwestorów, ale ci ostatni realizują projekty o największej jednostkowej wartości dodanej. Wielkoskalowe programy inwestycyjne, takie jak modernizacja sieci czy budowa morskich farm wiatrowych, generują zarówno wymierne korzyści ekonomiczne dla samych inwestorów, jak i korzyści systemowe, które w długiej perspektywie będą odczuwalne również dla mniejszych podmiotów. Udział funduszy unijnych pozwoli ograniczyć ekspozycję odbiorców końcowych na koszty tych inwestycji, przyczyniając się do stabilizacji cen energii.

5

Perspektywa uzyskania wsparcia z funduszy europejskich pomaga podmiotom z sektora energetycznego obniżyć udział środków własnych potrzebnych na inwestycje wymagające dużych nakładów finansowych, czasowych, kadrowych i operacyjnych. Inwestorów zachęca pewność uzyskania politycznego i finansowego poparcia dla projektu, czego nie zapewniają warunki rynkowe, dlatego najlepsze efekty dają wieloletnie programy ze stabilnymi priorytetami inwestycyjnymi. Realizacja uwzględnianych w nich przedsięwzięć nierzadko wykracza poza horyzont pojedynczego cyklu politycznego, a ich kontynuacja pokazuje, że fundusze europejskie sprawdzają się jako katalizator procesów inwestycyjnych z ponadpolitycznym poparciem.

Niniejszy raport jest pierwszą częścią publikacji poświęconych finansowaniu inwestycji w transformację sektora elektroenergetycznego w Polsce, w tym roli i znaczenia środków UE, ze szczególnym uwzględnieniem dużych projektów. W drugiej części pt. „Ile energii w nowym budżecie UE” poruszone są kwestie przyszłego budżetu UE ze wskazaniem rekomendacji bazujących na dotychczasowych doświadczeniach polskiego sektora elektroenergetycznego.

Wykaz skrótów

BGK	Bank Gospodarstwa Krajowego
CEF	Instrument „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility)
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
EBOR	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
EFRR	Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego
EFS+	Europejski Fundusz Społeczny Plus
FEnIKS	Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko
FENG	Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki
FI	Fundusz Innowacyjny
FM	Fundusz Modernizacyjny
FS	Fundusz Spójności
FST	Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji
FWE	Fundusz Wsparcia Energetyki
KE	Komisja Europejska
KPEiK	Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu
KPO	Krajowy Plan Odbudowy
LNG	liquified natural gas (skroplony gaz ziemny)
MEW	morska energetyka wiatrowa
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NGEU	NextGenerationEU
OSD	operator systemu dystrybucyjnego
OZE	Odnawialne źródła energii
PGE	Polska Grupa Energetyczna
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
RRF	Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności
TTF	Title Transfer Facility
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WRF	Wieloletnie Ramy Finansowe

Wprowadzenie

Zmiany w polskim systemie elektroenergetycznym przyspieszyły. W ciągu ostatniej dekady moc zainstalowana w wszystkich jednostkach wytwórczych w Polsce wzrosła o blisko 80 proc., przy czym samych OZE przybyło ponad pięciokrotnie. To zasługa rozwoju m.in. mikroinstalacji prosumenckich, ale też inwestycji przedsiębiorstw energetycznych, w tym w rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych. Zarazem wraz z rozwojem energetyki rozproszonej sieć musi być dostosowana do przesyłu dwukierunkowego. Oznacza to, że operatorzy muszą szukać rozwiązań zwiększających elastyczność systemu.




Duże przedsiębiorstwa energetyczne inwestują w morską energetykę wiatrową, magazyny energii i elektrownie gazowe, które mają odegrać kluczową rolę w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. Równolegle, w powiązaniu z transformacją sektora elektroenergetycznego, trwają inwestycje w dekarbonizację ciepła systemowego. Trafia ono do około połowy polskich gospodarstw domowych.



















Transformacja sektora elektroenergetycznego tworzy szansę na poprawę konkurencyjności polskiej gospodarki. Redukcja emisyjności zużywanej energii przyniesie efekt w postaci niższej emisyjności wszystkich produktów polskiego przemysłu. Zwiększanie udziału OZE w miksie energetycznym może też obniżyć hurtowe ceny energii w dłuższej perspektywie. Ceny końcowe zależą jednak od kosztów systemowych, na które składają się m.in. koszt rozbudowy sieci elektroenergetycznej oraz utrzymanie dyspozycyjnych mocy wytwórczych. Krajowy przemysł jako element łańcucha dostaw włączony w proces wdrażania wiodących technologii może wspierać transformację energetyczną.

Inwestycje w transformację sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego to zarazem nakłady na bezpieczeństwo energetyczne państwa, rozumiane jako zdolność do realizowania stabilnych i przystępnych cenowo dostaw energii przez krajowe źródła wytwórcze. Dotyczy to zwłaszcza energii elektrycznej, której będziemy potrzebować coraz więcej - ze względu na elektryfikację transportu, przemysłu, ogrzewnictwa indywidualnego i częściowo ciepłownictwa systemowego, a także wzrost zapotrzebowania na prąd w nowych gałęziach gospodarki, na czele z centrami danych.






FUNDUSZE EUROPEJSKIE DLA TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ W POLSCE

POLITYKA SPÓJNOŚCI (KOPERTY KRAJOWE):

 dotacje
  pożyczki
  gwarancje

	ŚRODKI UNIJNE DLA POLSKI	NA TRANSFORMACJĘ	WYBRANE CELE
FENIKS	  24,2 mld € → 11,3 mld € z FS → 12,9 mld € z EFRR	6,08 mld €	 OZE  infrastruktura elektroenergetyczna  infrastruktura gazowa  ciepłownictwo
FUNDUSZE EUROPEJSKIE DLA REGIONÓW	  33,4 mld € → 20,7 mld € z EFRR → 8,9 mld € z EFS+ → 3,85 mld € z FST	9,5 mld €	 OZE  ciepłownictwo  efektywność energetyczna  adaptacja klimatyczna
FENG	  8 mld € - EFRR	0,63 mld €	 efektywność energetyczna przedsiębiorstw  badania i innowacje dla inteligentnych sieci i magazynowania energii
FUNDUSZE EUROPEJSKIE DLA POLSKI WSCHODNIEJ	 2,65 mld € - EFRR	0,12 mld €	 zwiększenie możliwości przyłączania źródeł OZE i stabilności dostaw energii

FUNDUSZE BEZ KOPERT KRAJOWYCH

 CEF ENERGY 5,84 mld €	 HORIZON EUROPE 93,5 mld €	 LIFE 5,43 mld €	 INVEST EU 26,2 mld € (gwarancje)	 FUNDUSZ INNOWACYJNY ok. 40 mld € w latach 2020-2030 (szacunek)
---	---	---	---	--

FUNDUSZ MODERNIZACYJNY (2021-2030)

4,3 mld €

wypłacone Polsce

WYBRANE CELE:

- kogeneracja w ciepłownictwie systemowym, „Czyste powietrze”,
- magazyny energii operatorów sieci dystrybucyjnych,
- liczniki zdalnego odczytu,
- rozwój infrastruktury ładowania e-aut,
- efektywność energetyczna, OZE dla branż energochłonnych.

Jeśli uprawnienia będą kosztować **75 euro/tonę CO₂**, w latach 2021-2030 Polska może dostać w sumie **22 mld €**. A już dostała blisko **4,3 mld €**.

KRAJOWY PLAN ODBUDOWY (PRZED REWIZJĄ W GRUDNIU 2025 R.)

41,39%

środków na cele klimatyczne

2 z 6

komponentów dotyczy transformacji

6 z 10

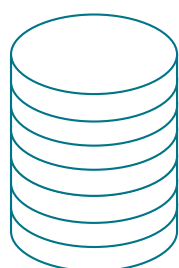
największych beneficjentów to duże firmy energetyczne

57

inwestycji

54

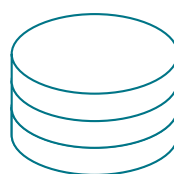
reformy



DOTACJE
25,3 mld €



7,5 mld €
na cele związane z dekarbonizacją
30%
puli dotacyjnej



POŻYCZKI
34,4 mld €



26 mld €
na cele związane z dekarbonizacją
75%
puli dotacyjnej

EUROPEJSKI BANK INWESTYCYJNY

Od 1990 r. do września 2025 r. **9,6 mld €** finansowania na inwestycje energetyczne, z blisko **102 mld €** łącznie.

102 mld €

łączych inwestycji

PODSTAWOWE INSTRUMENTY FINANSOWANIA UNIJNEGO W ENERGETYCE:

- Direct,
- Project Investment Loan, Framework,
- Programme Loan,
- pożyczki z etykietą REPowerEU,
- Project Finance Direct Loan.

9,6 mld €

finansowania na inwestycje energetyczne

WYBRANE CELE:

- rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnych,
- morskie farmy wiatrowe,
- terminal LNG w Świnoujściu,
- projekty OZE.

Dlaczego Unia przyspiesza transformację energetyczną?

W 2019 r. Rada Europejska poparła cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.¹ i wyraziła przekonanie, że transformacja energetyczna przyniesie potencjał wzrostu gospodarczego: stworzy nowe rynki i miejsca pracy, a także przyczyni się do rozwoju technologicznego. Liderzy państw UE zastrzegli jednak, że stanie się tak tylko pod warunkiem przeprowadzenia znacznych inwestycji publicznych i prywatnych. Intencją UE miała być efektywna kosztowo, sprawiedliwa, zharmonizowana społecznie transformacja energetyczna. Cel neutralności klimatycznej w 2050 r. został zatwierdzony w 2021 r. i dał początek pracom nad pakietem legislacyjnym, który znany jest jako „Fit for 55”.

Transformację energetyczną miało wspierać m.in. finansowanie z Wieloletnich Ram Finansowych 2021-2027, ale też Europejski Bank Inwestycyjny (EBI), który zadeklarował, że wesprze inwestycje w ochronę klimatu i środowiska o łącznej wartości 1 bln euro. W konkluzjach z grudnia 2019 r. Rada Europejska przyznała przy tym, że transformacja powinna uwzględniać różnice w uwarunkowaniach poszczególnych krajów. Wyraziła poparcie dla utworzenia Mechanizmu Sprawiedliwej Transformacji, który zapewnia dziś dodatkowe wsparcie dla regionów węglowych.

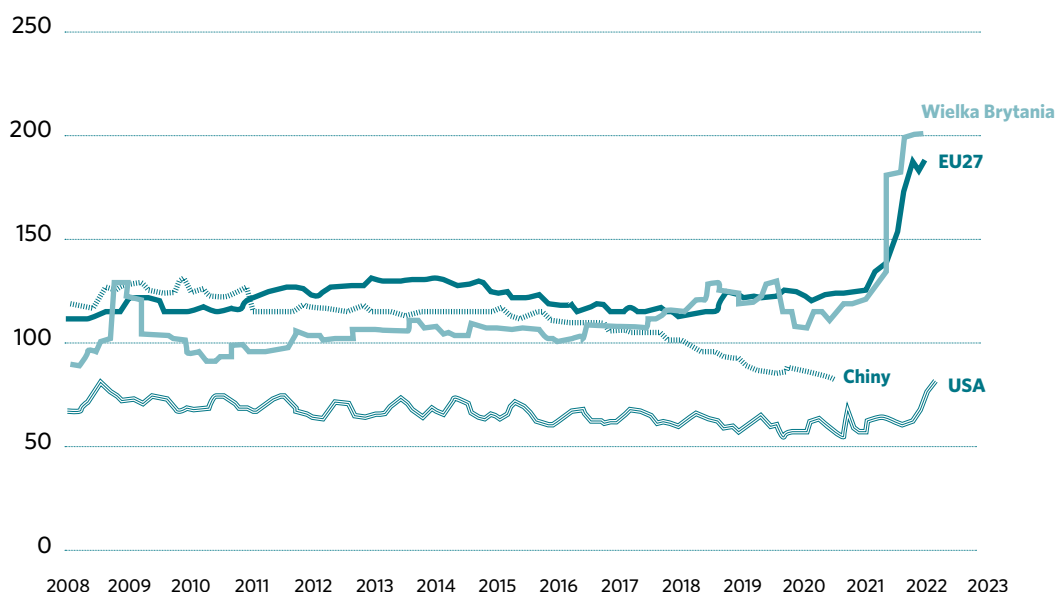
MECHANIZM SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI



W kolejnych latach unijne instytucje negocjowały „Fit for 55”, czyli pakiet regulacji określających szczegółowe cele dekarbonizacyjne dla poszczególnych sektorów gospodarki do osiągnięcia w 2030 r. Negocjacje te zbiegły się w czasie z pandemią COVID-19, a potem z wypowiedzeniem Ukrainie przez Rosję pełnoskalowej wojny, której towarzyszył ogólnoeuropejski kryzys energetyczny. W jego szczycie hurtowe ceny gazu na holenderskiej giełdzie TTF osiągnęły poziom do 320 euro/MWh, średnie hurtowe ceny energii na europejskich rynkach wzrosły do ok. 400 euro/MWh,

a węgiel w portach ARA podrożał do 380 euro za tonę². Podwyżki te uderzyły we wszystkich odbiorców energii, ale działania zaradcze, takie jak mrożenie cen, pozwoliły ograniczyć ekspozycję gospodarstw domowych oraz małych i średnich firm na rosnące ceny energii. Koszty energii stały się natomiast poważnym wyzwaniem dla energochłonnego przemysłu, bo konkurenci w Chinach i USA nie doświadczyli porównywalnych podwyżek.

CENY DETALICZNE ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA KLIENTÓW PRZEMYSŁOWYCH [EUR2021/MWH]



ŹRÓDŁO: STUDY ON ENERGY PRICES AND COSTS: EVALUATING IMPACTS ON HOUSEHOLDS AND INDUSTRY - 2023 EDITION, TRINOMICS ET AL. NA ZLECENIE KOMISJI EUROPEJSKIEJ.

W świetle tych wydarzeń Europa postanowiła zdynamizować inwestycje w zwiększanie odporności i ożywianie gospodarki, w tym poprzez transformację energetyczną. I tak, równolegle z finałem negocjacji dotyczących Wieloletnich Ram Finansowych 2021-2027, UE uzgodniła finansowanie z nowego, wspólnego długu dla instrumentu NextGenerationEU (NGEU), który stał się bazą Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF). W 2023 r. wdrażające RRF krajowe plany odbudowy zostały uzupełnione o rozdział REPowerEU, czyli dodatkowe wsparcie przeznaczone na przyspieszanie transformacji energetycznej i odchodzenie od importu węgłodorów z Rosji.

- 12.2020** — Wieloletnie Ramy Finansowe 2021-2027
- 12.2020** — NextGenerationEU
- 02.2021** — Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności
- 02.2022** — wybuch pełnoskalowej wojny w Ukrainie
- 03.2023** — REPowerEU
- 07.2025** — projekt Wieloletnich Ram Finansowych 2028-2034
- 08.2026** — termin ukończenia reform i inwestycji w ramach Krajowego Planu Odbudowy

Dlaczego rosną potrzeby inwestycyjne w Polsce?

Inwestycje w sektorze energetycznym są kluczem do zwiększania konkurencyjności polskich firm. W sprawozdaniu krajowym dla Polski z 2025 r.³ Komisja Europejska przyznała, że potrzeby finansowe Polski związane z transformacją energetyczną są „olbrzymie”, a wysokie koszty energii ograniczają konkurencyjność polskich przedsiębiorstw, hamują elektryfikację i negatywnie wpływają na gospodarstwa domowe. Komisja wskazała, że w zaradzeniu problemowi wysokich cen energii pomogłoby m.in. zwiększenie przepustowości i elastyczności sieci elektroenergetycznych, rozwój magazynów energii i ograniczenie zależności od paliw kopalnych. KE chwali Polskę za szybkie wdrażanie programów polityki spójności, w tym Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, ale wzywa do terminowej realizacji KPO.

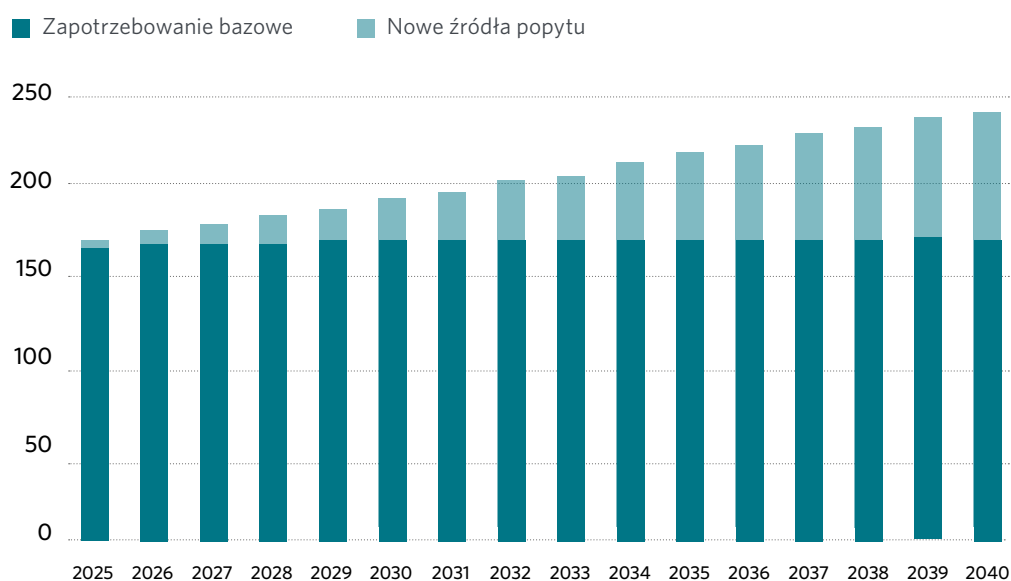
” Wsparcie z funduszy europejskich pomaga ograniczać ekspozycję odbiorców końcowych na koszty inwestycji. Jest ono zatem szczególnie istotne w przypadku projektów realizujących cele publiczne.

Rosnące tempo rozwoju OZE wymaga adaptacji systemu elektroenergetycznego, co generuje koszty. Według Polskich Sieci Elektroenergetycznych moc zainstalowana w krajowym systemie wzrosła z 40,4 GW w 2015 r. do 72,2 GW na koniec 2024 r. Najwięcej przybyło źródeł odnawialnych⁴ – ich łączne moce wzrosły ponad pięciokrotnie, z 5,7 GW do 31,8 GW. Przemysł, w tym energochłonny, zgłasza zapotrzebowanie na kolejne inwestycje w OZE⁵. Utrzymanie tempa rozwoju źródeł odnawialnych wymaga jednak zarówno rozbudowy sieci elektroenergetycznych, jak i dyspozycyjnych mocy wytwórczych na gaz, które pokryją zapotrzebowanie w okresach niskiej generacji ze źródeł zależnych od pogody. Inwestycje te mają wymiar strategiczny, ale generują koszty systemowe, które bez adekwatnego wsparcia publicznego nadmiernie obciążają odbiorców końcowych.

Inwestycje w sieci zwiększają bezpieczeństwo dostaw energii. Elektryfikacja transportu, ogrzewnictwa, produkcji wodoru i niektórych gałęzi przemysłu, a także rozwój nowych branż energochłonnych (np. centrów danych) przyczynią się do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. By zapewnić stabilne dostawy, operatorzy sieci muszą wdrażać rozwiązania z zakresu cyfryzacji i uodparniać infrastrukturę na zagrożenia fizyczne, również poprzez kablowanie (tj. przenoszenie przewodów elektroenergetycznych ze słupów pod ziemię) kluczowych linii energetycznych.

W tym kontekście modernizacja sieci dystrybucyjnych zwiększy szanse mniej rozwiniętych regionów Polski na przyciąganie nowych inwestycji, w tym dzięki ułatwieniu dostępu do niskoemisyjnej energii⁶. Polska poczyniła już w tej sprawie postępy – emisyjność energii elektrycznej u odbiorcy końcowego spadła z 798 g CO₂/kWh w 2015 do 597 g CO₂/kWh w 2024 r.⁷. Jeśli jednak kolejne inwestycje przełożą się na wysokie koszty dystrybucji i opłaty systemowe, odbiorcy nie odczują korzyści w postaci spadku cen energii elektrycznej.

ROCZNE ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ NETTO W LATACH 2025-2040 - ŚREDNIA Z LAT KLIMATYCZNYCH 1982-2019 [TWh]



ŹRÓDŁO: PLAN ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ PSE NA LATA 2025-2034.

Adaptacja systemu elektroenergetycznego do rosnącego udziału OZE wymaga też zwiększenia elastyczności. Służą jej m.in. inwestycje w magazyny energii, w tym samodzielne wielkoskalowe instalacje, magazyny towarzyszące źródłom OZE i małe baterie wspierające bilansowanie sieci dystrybucyjnych. Magazyny pełnią dwojaką funkcję: poza zwiększaniem dostępu odbiorców do niskoemisyjnej energii ograniczają też wahania cen, bo mogą przenosić tanią energię z wiatru i słońca na godziny, gdy OZE nie pracują. Mają również potencjał, by świadczyć usługi systemowe zwiększające bezpieczeństwo pracy sieci.

Co znalazło się w polskim KPO?

Inwestycje związane z dekarbonizacją są obecne w dwóch z sześciu komponentów polskiego KPO. Na działania związane z transformacją energetyczną zarezerwowano łącznie blisko 7,5 mld euro dotacji i prawie 26 mld euro preferencyjnych pożyczek, czyli odpowiednio 30 proc. puli dotacyjnej i 75 proc. pożyczkowej. Środki są dzielone między inwestorów indywidualnych, na przykład na wymianę źródła ciepła w programie „Czyste powietrze”, małe i średnie firmy, instytucje, duże przedsiębiorstwa. Według stanu na październik 2025 r. sześćdziesięciu z dziesięciu największych beneficjentów całego KPO to duże przedsiębiorstwa energetyczne, które do września 2025 r. otrzymały wsparcie w łącznej wysokości ponad 16,4 mld euro.

Wśród celów deklarowanych przez rząd w KPO jest przyspieszenie rozwoju lądowych OZE i morskich farm wiatrowych, a także poprawa stabilności dostaw energii elektrycznej dzięki rozbudowie i modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Unijne wsparcie ma też przyspieszyć dekarbonizację ciepłownictwa systemowego i ogrzewnictwa indywidualnego poprzez wymianę źródeł ciepła i termomodernizację budynków. Inwestycje w magazyny energii i wsparcie dla społeczności energetycznych mają z kolei przyczynić się do zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego.

” W grupie największych beneficjentów KPO dominują przedsiębiorstwa energetyczne, które inwestują w modernizację sieci elektroenergetycznych, w tym przesyłowych i dystrybucyjnych, oraz projekty morskich farm wiatrowych.

Komisja Europejska oceniła plany Polski pozytywnie. W analizie polskiego KPO, po zmianach z czerwca 2025 r., Komisja wyliczyła, że 41,39 proc. całkowitej alokacji finansowej wspiera realizację celów klimatycznych, a kolejne zmiany w KPO nie wpływają istotnie na poziom krajowych ambicji w zakresie transformacji⁸. Aprobata KE uzyskał także polski rozdział REPowerEU, w ramach którego 67 proc. środków zostanie przeznaczonych na inwestycje wspierające dekarbonizację. Jego częścią jest też pożyczka na budowę lądowej części infrastruktury dla pływającego terminala LNG w Zatoce Gdańskiej (FSRU), wpisującego się w cele dywersyfikacji źródeł importu. Dzięki przygotowaniu projektu terminala tak, by możliwe było dostawienie drugiej jednostki regazyfikacyjnej, FSRU ma potencjał do wsparcia krajów sąsiadujących z Polską w odchodzeniu od dostaw gazu z Rosji.

Fundusze unijne ograniczają ekspozycję odbiorców energii na koszty inwestycyjne. Spółki energetyczne, które realizują inwestycje ze wsparciem dotacji unijnych, a rozliczają się z odbiorcami energii w taryfach regulowanych, w mniejszym stopniu przenoszą na nich ponoszone nakłady inwestycyjne. W przypadku preferencyjnych pożyczek efekt ten jest słabszy. Zwrotny charakter wsparcia motywuje jednak beneficjentów do dyscypliny w wykorzystaniu środków, a instytucjom publicznym umożliwia ponowne wykorzystanie zwracanych pieniędzy.

Wsparcie zmniejsza ryzyko po stronie inwestorów, ułatwiając pozyskanie finansowania. Widać to na przykładzie morskich farm wiatrowych: w ich przypadku kluczowym walorem unijnych funduszy jest zwiększenie wiarygodności projektu dla instytucji finansowych. Pomogło ono w budowie modelu finansowego farmy Baltica 2 o mocy 1498 MW i z budżetem 30 mld zł, realizowanej przez PGE i Ørsted, jak i farm Bałtyk II i Bałtyk III o łącznej mocy 1440 MW z nakładami rządu 27 mld zł, budowanych przez Polenergię i Equinor. Warto zaznaczyć, że istotną rolę w finansowaniu projektów morskich farm wiatrowych, odegrało finansowanie ze strony EBI, wzmocnione gwarancją InvestEU.

Dofinansowanie strategicznych inwestycji nakłania do ich konsekwentnej realizacji. Wsparcie z funduszy UE wzmacnia budowę konsensusu politycznego wokół strategicznych kierunków rozwoju. Pokazują to inwestycje w morskie farmy wiatrowe, terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej, terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe czy projekty umożliwiające synchronizację Litwy, Łotwy i Estonii z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej. Instrument Odbudowy posłużył też jako impuls do korzystnych zmian regulacyjnych, ponieważ kolejne wypłaty zatwierdzane są po przeprowadzeniu uzgodnionych z KE reform.

Inwestorzy potrzebują gwarancji politycznego i finansowego wsparcia. Wieloletni horyzont kluczowych programów polityki spójności, takich jak FEnIKS 2021-2027, pomógł beneficjentom planować działania wspierane z unijnych środków. Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności był pomyślany jako szybka i precyzyjna odpowiedź na strategiczne potrzeby inwestycyjne, ale jego architektura i harmonogram wdrażania ograniczyły skuteczność wsparcia dla dużych projektów energetycznych. Dynamika uwarunkowań makroekonomicznych i politycznych sprawiła, że polski KPO kilkakrotnie zmieniano. Wymóg realizacji celów inwestycyjnych do sierpnia 2026 r., przy jednoczesnym opóźnieniu w wypłacie pierwszej transzy wsparcia dla Polski, sprawił, że część środków przeznaczonych na transformację energetyczną została przekierowana na inne inwestycje, mimo że potrzeby w tym obszarze pozostają znaczące.

Case studies

*wszystkie dane liczbowe –
stan na koniec listopada 2025 r.



SIECI ELEKTROENERGETYCZNE – FUNDAMENT

PSE

11,6 MLD Zł



pożyczki z KPO

2,1 MLD Zł



dotacji z KPO

239,9 MLN Zł



dotacji z FEnIKS

428,8 MLN Zł
i 75 MLN €



dotacji dla PSE w ramach realizacji wspólnych projektów z operatorami krajów bałtyckich w związku z synchronizacją krajów bałtyckich (CEF faza 1 i 2)



PGE

13,2 MLD Zł



pożyczki z KPO

570 MLN Zł



dotacji z Funduszy Europejskich dla Polski Wschodniej

337,5 MLN Zł



dotacji z FEnIKS

3,4 MLD Zł



pożyczek z EBI

237 MLN Zł



dotacji z Funduszu Modernizacyjnego

TAURON

15,9 MLD Zł



pożyczki z KPO

118,8 MLN Zł



dotacji z FEnIKS

157,8 MLN Zł



dotacja z Funduszu Modernizacyjnego

ENEA

10 MLD Zł



pożyczki z KPO

122,9 MLN Zł



dotacji z FEnIKS

0,9 MLN Zł



dotacji z FENG

ENERGA OPERATOR

9,4 MLD Zł



pożyczki z KPO

116,6 MLN Zł



dotacji z Funduszy Europejskich dla Polski Wschodniej

157,2 MLN Zł



dotacji z FEnIKS



DLACZEGO TO WAŻNE?

Transformacja energetyczna zmienia i zwiększa rolę sieci dystrybucyjnych. Zarówno sieci przesyłowe, jak i dystrybucyjne były projektowane do jednokierunkowego przesyłu energii z dużych zakładów energetycznych do odbiorców końcowych. Rozwój energetyki rozproszonej, w tym prosumenckiej, sprawił jednak, że sieci muszą działać dwukierunkowo. To wyzwanie zwłaszcza dla operatorów infrastruktury dystrybucyjnej, która wymaga bardzo pilnej adaptacji do realiów transformacji energetycznej, co nakłada na operatorów szczególną odpowiedzialność. Ich inwestycje służą też dodatkowym celom związanym z transformacją klimatyczną, takim jak rozbudowa infrastruktury dla ładowania samochodów elektrycznych⁹.

Inwestycje dokonywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) przynoszą korzyści użytkownikom sieci. Wśród głównych celów realizowanych projektów znajdują się zwiększanie zdolności przyłączania nowych odbiorców i źródeł wytwórczych¹⁰ oraz poprawa stabilności dystrybucji energii. W tym kontekście dalszego rozwoju wymagają zwłaszcza linie niskiego napięcia (nn): dostarczają one energię bezpośrednio do odbiorców końcowych, w tym gospodarstw domowych, małych i średnich firm oraz gospodarstw rolnych, które coraz chętniej inwestują w OZE i magazyny energii. Linie nn są najdłuższym segmentem infrastruktury liniowej - ich łączna długość to prawie 463 tys. km, z czego ponad 40 proc. to linie napowietrzne i nieizolowane¹¹. Ale sieci to system naczyń połączonych, dlatego do sprawnej pracy linii nn potrzebne są też inwestycje na sieciach średnich i wysokich napięć.

” Inwestując w sieci dystrybucyjne, OSD otwierają drogę do realizacji projektów nowych źródeł wytwórczych i magazynów energii, co pozwoli zmaksymalizować udział zeroemisyjnej energii w miksie wytwórczym i ograniczyć jej marnowanie.



JAKIE WSPARCIE DZIAŁA NAJLEPIEJ?

Dotacje z Funduszu Spójności i Funduszu Modernizacyjnego są kluczowe dla realizacji projektów opartych na innowacyjnych rozwiązaniach czy projektów o dużym znaczeniu systemowym, ale niewielkim potencjale biznesowym. Do tych ostatnich można zaliczyć np. modernizację sieci na terenach wiejskich o niskiej gęstości zaludnienia, gdzie niskie wykorzystanie infrastruktury ogranicza opłacalność inwestycji, a zarazem wpływa na strukturę taryf. W podobnych projektach dotacje pozostają kluczowym narzędziem wsparcia. Pozwalają ponadto realnie wesprzeć inwestorów także pożyczkami.

Pożyczki z KPO uzupełniają wsparcie dotacyjne, zapewniając wieloletnie finansowanie na atrakcyjnych warunkach. W ramach Funduszu Wsparcia Energetyki, który gromadzi środki z części pożyczkowej KPO przeznaczone na wsparcie projektów z zakresu transformacji energetycznej¹², 67,2 mld zł jest zarezerwowanych na budowę i modernizację sieci. Blisko 61 mld zł zostało już zakontraktowanych¹³. Inwestorzy mogą liczyć na dziewięć lat karencji, 25-letni okres spłaty, stałe oprocentowanie na poziomie 0,5 proc. oraz brak opłat i prowizji z tytułu udzielenia i obsługi pożyczki. Czas na wykorzystanie środków z pożyczek i rozliczenia przedsięwzięć upływa w 2036 r. Zwrotny charakter wsparcia zachęca do optymalizacji wykorzystania środków w przypadku rozwiniętych technologii, gdzie ryzyko inwestycyjne jest niższe. Nabór przeprowadzony przez BGK pokazał jednak niedobór środków z KPO na sieci - wartość złożonych wniosków sięgnęła ok. 150 mld zł, a więc ponad dwukrotnie przekroczyła dostępną pulę.



JAK MAKSYMALIZOWAĆ KORZYŚCI?

Inwestycje nadzoruje i wspiera regulator. Operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych inwestują zgodnie z pięcioletnimi planami zatwierdzanymi w cyklach dwuletnich przez Prezesa URE¹⁴. Dzięki temu regulator może dbać, by działalność inwestycyjna była transparentna i stosowna do potrzeb oraz funkcji pełnionych przez operatora, a interesariusze spółek wiedzą, jakie inwestycje zostaną podjęte w najbliższym czasie. Takie otoczenie regulacyjne pomaga regulatorowi równoważyć interesy OSD i odbiorców końcowych, ustalając adekwatne taryfy na dystrybucję energii, i pozwala powierzać operatorom większe środki publiczne na inwestycje. URE wspiera operatorów również poprzez „Kartę efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnych polskiej energetyki”, w ramach której wypracowywane są rekomendacje niezbędnych zmian regulacyjnych oraz analizy scenariuszy inwestycyjnych w zakresie możliwości i źródeł ich finansowania. By Prezes URE mógł kontynuować realizację swoich zadań, powinien uzyskiwać adekwatne finansowanie z budżetu państwa.


” Fundusze europejskie powinny ograniczać ekspozycję odbiorców energii na nakłady inwestycyjne w modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Długoterminowo powinny przyczynić się do stabilizacji kosztów energii.

Zmiany regulacyjne mogą zwiększyć efektywność inwestycji OSD. Potrzeby inwestycyjne wynikające z transformacji energetycznej finansowane były dotąd przede wszystkim z taryf dystrybucyjnych. Jednak w ostatnich latach udział generowanych przez te inwestycje kosztów systemowych w rachunkach za energię wyraźnie rośnie, a debata publiczna wokół cen energii zaowocowała postulatami obniżenia opłat dystrybucyjnych poprzez dalszą optymalizację planów inwestycyjnych. Może temu służyć planowana reforma regulacji sieciowych, która urealni prognozy mocy oczekujących na przyłączenie i pozwoli operatorom kształtować miks wytwórczy na kontrolowanych przez siebie obszarach¹⁵.



MORSKIE FARMY WIATROWE – MEGAPROJEKTY

BALTICA 2 (PGE i Orsted)

3,9 MLD ZŁ
0,39 MLD €  pożyczki z KPO

0,4 MLD €  pożyczki z EBI

0,2 MLD €  pożyczki z EBOR

BALTIC POWER (Orlen i Northland Power)

0,9 MLD ZŁ  pożyczki z KPO

0,61 MLD €  pożyczki z EBI

0,14 MLD €  pożyczki z EBOR

BAŁTYK II i III (Polenergia i Equinor)

0,75 MLD ZŁ  pożyczki z KPO

0,7 MLD €  pożyczki z EBI

0,45 MLD €  pożyczki z EBOR

BALTIC EAST (Orlen)

2,6 MLD ZŁ  pożyczki z KPO



DLACZEGO TO WAŻNE?

Morskie farmy wiatrowe to najstabilniejsze wśród pogodozależnych OZE. W polskich warunkach współczynnik wykorzystania mocy morskich farm wiatrowych może sięgać 43,7 proc.¹⁶, wobec ok. 11,4 proc. dla fotowoltaiki i ok. 34,9 proc. dla lądowych wiatraków¹⁷. Łączne moce czterech farm wznoszonych na Bałtyku w ramach I fazy rozwoju offshore to 4080 MW, co daje potencjał produkcji 15,6 TWh rocznie. PSE prognozują, że w 2028 r., gdy wszystkie projekty będące teraz w fazie budowy rozpoczną pracę, krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną może wynosić 174 TWh. Morskie farmy wiatrowe mogą więc odpowiadać za blisko 9 proc. miksu energetycznego. W czasie, gdy na morzu nie będzie wiatru, turbiny nadal mogą świadczyć usługi systemowe, takie jak kompensacja mocy biernej.

INWESTOR	PROJEKT(Y)	DEKLAROWANY POZIOM LOCAL CONTENT
PGE + ØRSTED	Baltica 2+3	Minimum 20%
ORLEN + NORTHLAND POWER	Baltic Power	21%
POLENERGIA + EQUINOR	MFW Bałtyk II + MFW Bałtyk III	23-38%
RWE RENEWABLES	FEW Baltic II	Brak deklaracji
OCEAN WINDS	BC-Wind	25-30%

ŹRÓDŁO: SZACUNKI INWESTORÓW.

Offshore niesie też korzyści ogólnogospodarcze. Zgodnie z porozumieniem sektorowym¹⁸ dla I fazy rozwoju offshore udział polskich firm w realizacji inwestycji ma wynosić co najmniej 20-30 proc., a w II fazie – 45 proc. Chodzi o dostawy komponentów samych farm, w tym ich części lądowych, ale też między innymi produkcję łodzi wykorzystywanych do instalacji i serwisowania oraz usługi dla morskich farm. Środki z KPO wspierają inwestycje w terminal instalacyjny w Gdańsku i trzy porty serwisowe: w Łebie, Uście i Darłowie, które będą budować polski łańcuch wartości w offshore. Z porozumienia sektorowego wynika, że polski sektor morskiej energetyki wiatrowej (MEW) może do końca dekady stworzyć 30 tys. miejsc pracy i wypracować 2 mld zł średniorocznego eksportu swoich produktów i usług¹⁹. Oznacza to, że polskie firmy uzyskają zdolność konkurencyjną o realizację projektów zagranicznych i przyczynią się do budowy silnego europejskiego przemysłu czystych technologii.



JAKIE WSPARCIE DZIAŁA NAJLEPIJ?

Niskooprocentowane pożyczki obniżają koszt kapitału. Warunki pożyczek na offshore, których jako dysponent środków z KPO udziela BGK, ustalane są indywidualnie i nie są tak korzystne jak te przeznaczone na modernizację sieci²⁰, ale nadal preferencyjne w porównaniu z ofertą na rynku komercyjnym. Mogą też zapewniać wkład własny na kredyty pozyskane z rynku. Komponent KPO ma znaczny udział w finansowaniu projektów offshore – w przypadku PGE pozyskane w ten sposób 5,5 mld zł to ponad 1/3 udziału grupy w przedsięwzięciu i blisko 1/5 jego łącznego budżetu.

Udział instytucji rozwojowych pomaga zarządzać ryzykiem. Finansowanie projektów morskich farm wiatrowych bazuje na kredytach udzielanych przez konsorcja instytucji finansowych. W przypadku farm Baltic Power i Baltica 2 konsorcja współtworzy 25 podmiotów, a dla projektów Bałtyk II i III – aż 30. O zainteresowanie banków projektami offshore nie jest trudno, ale uzgodnienie warunków współpracy zajmuje wiele miesięcy. Taki model jest jednak niezbędny do zagospodarowania wysokiego ryzyka inwestycyjnego związanego z realizacją megaprojektu, jakim jest morska farma wiatrowa – tym bardziej, że jedynym zabezpieczeniem kredytów są przyszłe zyski farm. Udział EBI i EBOR zwiększył wiarygodność projektów i ułatwił inwestorom domknięcie finansowania.



JAK MAKSYMALIZOWAĆ KORZYŚCI?

Polska ma dobre warunki do rozwoju offshore, ale potrzebuje know-how. Zgodnie z projektem „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu” (KPEiK)²¹ Polska ma potencjał budowy 5,9 GW w morskich farmach wiatrowych do 2030 r., a w kolejnej dekadzie może zwiększyć ich moce do 18 GW. Bałtyk to dla inwestorów atrakcyjny akwen, gdyż charakteryzuje się wysoką gęstością wiatru, płytkimi wodami, stosunkowo niewysokimi falami i małymi pływami. Pozwala to optymalizować nakłady inwestycyjne, w tym dzięki stosowaniu dojrzałych technologii, takich jak monopale. Partnerstwa polskich inwestorów z zagranicznymi firmami doświadczonymi w budowie morskich farm powinny zaowocować przyrostem know-how i wzmocnieniem łańcuchów dostaw po stronie polskiej, tak by w realizacji kolejnych projektów zaangażowanie krajowej gospodarki mogło rosnąć.

Wsparcie Unii może pomóc w optymalizacji kosztów. Rentowność farm gwarantują kontrakty różnicowe, które dają inwestorom 25 lat stabilnych cen sprzedaży energii, waloryzowanych o inflację. Wsparcie to jest niezbędne, ale w interesie państwa jest, by cena w kontraktach różnicowych była jak najniższa. Fundusze unijne skonstruowane w sposób obniżający koszty i ryzyko inwestycyjne mogą w tym pomóc. W przypadku Polski, która dopiero buduje sektor MEW, kluczowa jest też wymiana doświadczeń z krajami o rozwiniętym przemyśle offshore, np. w ramach europejskich forów takich jak Baltic Energy Market Interconnection Plan.



ELASTYCZNOŚĆ – NOWY PRIORYTET

PGE	ENEA
160 MLN ZŁ dotacji z KPO	10 MLN ZŁ dotacji z KPO
222 MLN ZŁ dotacji z Funduszu Modernizacyjnego	163 MLN ZŁ dotacji z Funduszu Modernizacyjnego
0,2 MLD € pożyczki z EBOR	0,14 MLD € pożyczki z EBOR
TAURON	ENERGA
310 MLN ZŁ pożyczki z KPO	297,6 MLN ZŁ dotacji z Funduszu Modernizacyjnego
37,5 MLN ZŁ dotacji z KPO	
181 MLN ZŁ dotacji z Funduszu Modernizacyjnego	
0,7 MLN ZŁ dotacji z Digital Europe Programme	

W tej części bierzemy pod uwagę inteligentne liczniki, magazyny energii i projekty związane z cyfryzacją sieci, o ile są odrębne od sieciowych.



DLACZEGO TO WAŻNE?

Elastyczność jest kluczowa dla zwiększania udziału OZE w zużyciu energii. W skali kraju wskaźnik mocy zainstalowanej OZE względem szczytowego zapotrzebowania, które w 2024 r. zostało odnotowane w styczniu i wyniosło 29,5 GW, osiągnął już 114 proc. Lokalnie, na obszarach sieci dystrybucyjnych zarządzanych przez Energeę Operator i Eneę Operator, przekracza 200 proc.²². OZE to źródła zależne od pogody, które nie wykorzystują pełnej mocy zainstalowanej i wymagają źródeł dyspozycyjnych do bilansowania w okresach niedostatecznej generacji. Sukcesywne zwiększanie mocy OZE pozwala na wzrost udziału zielonej energii w zużyciu końcowym.

Warunkiem tego wzrostu jest jednak uelastycznienie samego odbioru, tak by zużycie rośło razem z generacją, tudzież rozwój magazynów energii zdolnych przenieść energię z godzin wysokiej generacji i niskiego zapotrzebowania na godziny szczytu. Dlatego OSD powinni rozwijać usługi i produkty zwiększające elastyczność systemu.

„Elastyczności poboru energii służą między innymi inteligentne liczniki, które otwierają odbiorcom drogę do skorzystania z taryf dynamicznych. Elastyczne dostawy promuje rozwój magazynów energii, które wspierają bilansowanie sieci z wysokim udziałem OZE.

Cyfryzacja sieci zwiększa bezpieczeństwo dostaw energii. Narzędzia do zbierania i obróbki danych dają operatorom zdalny dostęp do wiedzy o stanie infrastruktury sieciowej w czasie rzeczywistym. Pozwala to analizować wpływ czynników zewnętrznych, takich jak temperatura, na parametry techniczne sieci i dynamicznie dostosowywać do nich obciążenie, by zapobiegać awariom. Jeśli awaria wystąpi, zdalny dostęp do danych ułatwi operatorowi jej zlokalizowanie i diagnozę, co skróci czas naprawy. Warunkiem bezpiecznej i efektywnej automatyzacji pracy sieci jest dbałość o wysoki poziom cyberbezpieczeństwa wykorzystywanych urządzeń i oprogramowania.



JAKIE WSPARCIE DZIAŁA NAJLEPIEJ?

Fundusz Modernizacyjny zapewnia dotacje na najpilniejsze projekty. Część inwestycji w cyfryzację i elastyczność sieci wpisuje się w plany rozwoju OSD zatwierdzone przez Prezesa URE i może być finansowana ze środków na modernizację sieci, w tym z pożyczek z KPO. NFOŚiGW uruchomił nabór wniosków o bezzwrotne wsparcie inwestycji w wielkoskalowy magazyn energii o pojemności 0,9 GWh i czasie pracy od 4 do 5 godzin. Ważnym źródłem finansowania elastyczności jest Fundusz Modernizacyjny (FM), z którego pochodzą dotacje na inteligentne liczniki²³ i budowę magazynów energii²⁴. Zaletą FM jest możliwość dynamicznej alokacji środków z kolejnych transz i dostosowanie celów inwestycyjnych do realiów polskiej transformacji oraz unijnych wymogów regulacyjnych. Dobrym przykładem jest instalacja inteligentnych liczników, realizowana w związku z unijnym obowiązkiem w tym zakresie²⁵.

Wsparcie na cyfryzację sieci przyczynia się do rozwoju polskich innowacji cyfrowych. Potrzeby poszczególnych operatorów są zróżnicowane – zależą od stanu ich infrastruktury sieciowej, mixu wytwórczego i potencjału odbiorców w zakresie aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu pracy sieci. Rozwiązania mogą być dostosowywane do potrzeb dzięki projektom badawczym dofinansowanym z unijnych środków na badania i rozwój. W tym zakresie w modernizację sieci angażuje się Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, które zarządza między innymi środkami z FENG. Przykładem projektów wdrożeniowych z obszaru cyfryzacji mogą być dofinansowane z KPO przedsięwzięcia, jakie realizuje Enea Operator, obejmujące cyfryzację analiz, obliczeń i monitorowania stanu elementów sieci elektroenergetycznej.

Niekiedy operatorzy uczestniczą też w międzynarodowych projektach. Przykładem jest projekt ECLIPSE, który ma na celu wdrożenie aplikacji mobilnej zachęcającej klientów do zarządzania zużyciem energii. Skupia 23 podmioty z UE, w tym Tauron, i korzysta z dofinansowania z programu Cyfrowa Europa.



JAK MAKSYMALIZOWAĆ KORZYŚCI?

Inwestycje w cyfryzację sieci mogą i powinny ograniczać jej fizyczną rozbudowę.

Zarządzanie zdecentralizowanym systemem elektroenergetycznym jest efektywniejsze, gdy operatorzy mają do dyspozycji narzędzia agregujące dane systemowe i optymalizujące pracę sieci w czasie rzeczywistym. Takie narzędzia ułatwiają również planowanie inwestycji w rozbudowę i modernizację sieci poprzez umożliwienie lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury. Zoptymalizowane plany inwestycyjne zmniejszają presję na krajowych wykonawców i producentów urządzeń sieciowych i kabli.



Elastyczność systemu po stronie odbioru w pierwszej kolejności (i najbardziej efektywnie) mogą budować największy odbiorcy energii. W przyszłości elektryfikacja transportu, ogrzewnictwa indywidualnego i małego przemysłu będzie zwiększać korzyści z aktywnej roli w bilansowaniu systemu także dla mniejszych podmiotów.

Inwestycje muszą iść w parze z aktywizacją użytkowników sieci. Dynamika transformacji energetycznej powoduje, że inwestycje w elastyczność sieci powinny przebiegać z wyprzedzeniem i odpowiadać na przyszłe potrzeby (tzw. *grid anticipatory investments*). Operatorzy powinni łączyć je z rozwojem rynku usług elastyczności, by promować wśród odbiorców energii zachowania zgodne z prognozowanymi trendami. W pierwszej kolejności kluczowa będzie zwłaszcza aktywna rola największych, przemysłowych odbiorców energii, o wysokim zużyciu i dużym potencjale uelastyczniania procesów produkcyjnych. Niezbędna jest też elastyczność po stronie wytwórców, zwłaszcza z OZE, którzy powinni dostosowywać produkcję do popytu, reagując na sygnały cenowe. W warunkach rozproszonego systemu elektroenergetycznego ich potencjał jest większy, gdy łączą się w grupy, na przykład za sprawą agregatorów, klastrów czy społeczności energetycznych.

PRZYPISY KOŃCOWE

- 1 Konkluzje Rady Europejskiej, 12 grudnia 2019 r., <https://www.consilium.europa.eu/media/41768/12-euco-final-conclusions-en.pdf>.
- 2 Na podstawie raportu Komisji Europejskiej o cenach energii. Źródło: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52024DC0136>.
- 3 https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/12885764-f4ee-4449-b188-3c2daa838b9b_en?filename=PL_CR_SWD_2025_221_1_EN_autre_document_travail_service_part1_v3.pdf.
- 4 Na podstawie raportów rocznych PSE.
- 5 List otwarty przedsiębiorców, branży energetycznej i organizacji pozarządowych do Prezydenta RP w sprawie ustawy uwalniającej inwestycje w energetykę wiatrową na lądzie podpisało między innymi kilka organizacji przedsiębiorców, w tym Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii.
- 6 W założeniach programu Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej 2021-2027 oszacowano, że w sześciu województwach objętych programem udział linii napowietrznych wynosi 76%. Według danych URE za 2020 r. w całym kraju wynosił on 64% w liniach najniższych napięć i 72% w liniach średnich napięć.
- 7 Źródło: Krajowa baza o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji, KOBiZE.
- 8 Decyzja wykonawcza z 27 maja 2025 r., https://commission.europa.eu/document/download/7754074a-1fda-40ba-b5dd-028aa8008a43_en?filename=COM_2025_284_1_EN_ACT_part1_v3.pdf
- 9 Dotacje na ten cel OSD otrzymali z Funduszu Modernizacyjnego. W ramach programu realizowanego przez NFOŚiGW zawarto umowy na łączną kwotę 227 mln zł.
- 10 Dla przykładu, w raporcie PTPiREE za 2024 r. Tauron Dystrybucja podaje, że rocznie realizuje średnio 45 tys. umów o przyłączenie.
- 11 Raport PTPiREE za 2024 r.
- 12 Poza rozbudową i modernizacją sieci elektroenergetycznych, środki te wspierają m.in. inwestycje w sieci ciepłownicze, OZE, magazyny energii, infrastrukturę dla biogazu i biometanu czy efektywność energetyczną przedsiębiorstw.
- 13 Dane Banku Gospodarstwa Krajowego na 28 października 2025 r.
- 14 Obowiązek ten wynika z art. 16 ustawy Prawo energetyczne.
- 15 Rozwiązania takie znalazły się w projekcie nowelizacji Prawa energetycznego (UC84) z 9 października 2025 r.
- 16 Taki współczynnik został przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych, które skorzystają z II fazy wsparcia offshore. Skorygowano go o skutek tzw. „wake effect”, czyli zmniejszenia prędkości wiatru wzajemnym oddziaływaniem turbin. Dla porównania, brytyjski rząd w analogicznych obliczeniach na potrzeby własnego systemu wsparcia przyjmuje 49%.
- 17 Obliczenia własne na podstawie założeń „Planu rozwoju sieci przesyłowej PSE na lata 2025-2034”. W innych dokumentach PSE zwracają jednak uwagę na możliwe zmiany współczynnika wykorzystania mocy OZE związane z postępem technologicznym i degradacją urządzeń w toku eksploatacji.
- 18 Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce z 15 września 2021 r.
- 19 Dane GUS za 2023 r.
- 20 Dla przykładu, w przypadku PGE pożyczka na wkład własny w wysokości 3,9 mld zł ma oprocentowanie kalkulowane na bazie zmiennej stopy procentowej opartej na WIBOR 6M powiększonej o marżę, a ostateczny dzień spłaty został wyznaczony na 20 grudnia 2036 r.
- 21 Wersja z lipca 2025 r., przygotowana przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r-wersja-przekazana-do-dalszego-procedowania-na-poziomie-rady-ministrow>.
- 22 Raport PTPiREE za 2024 r., s. 21.
- 23 Umowy zawarte w ramach programu realizowanego przez NFOŚiGW na łączną kwotę ok. 667 mln zł.
- 24 Operatorzy zawarli dotychczas z NFOŚiGW umowy na łączną kwotę ok. 63 mln zł.
- 25 OSD musieli wymienić 15 proc. liczników do końca 2023 r. Do końca 2025 r. udział LZO ma wynieść 35 proc., do końca 2027 r. – 65 proc., a do końca 2028 r. – co najmniej 80 proc. Zgodnie z prawem unijnym na początku lipca 2031 r. LZO muszą stanowić 100 proc. liczników.

