

Aspekty sieciowe w modelowaniu rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego

Patryk Kubiczek
Lider projektu modelowania energetycznego
w Fundacji Instrat

VI Konferencja PTPIREE *Linie i stacje elektroenergetyczne*
Wista • 08.10.2025

Fundacja Instrat: Wspieramy debatę i polityki publiczne otwartymi danymi i badaniami, działając na rzecz sprawiedliwej, zielonej i cyfrowej gospodarki



Think-tank z siedzibą w Warszawie i rosnącą aktywnością w Brukseli oraz Europie Wschodniej



Solidne zaplecze R&D: własne narzędzia do modelowania systemu energetycznego i monitoringu rynków



9 lat działalności i ponad 20 badaczy, analityczek danych i ekspertów



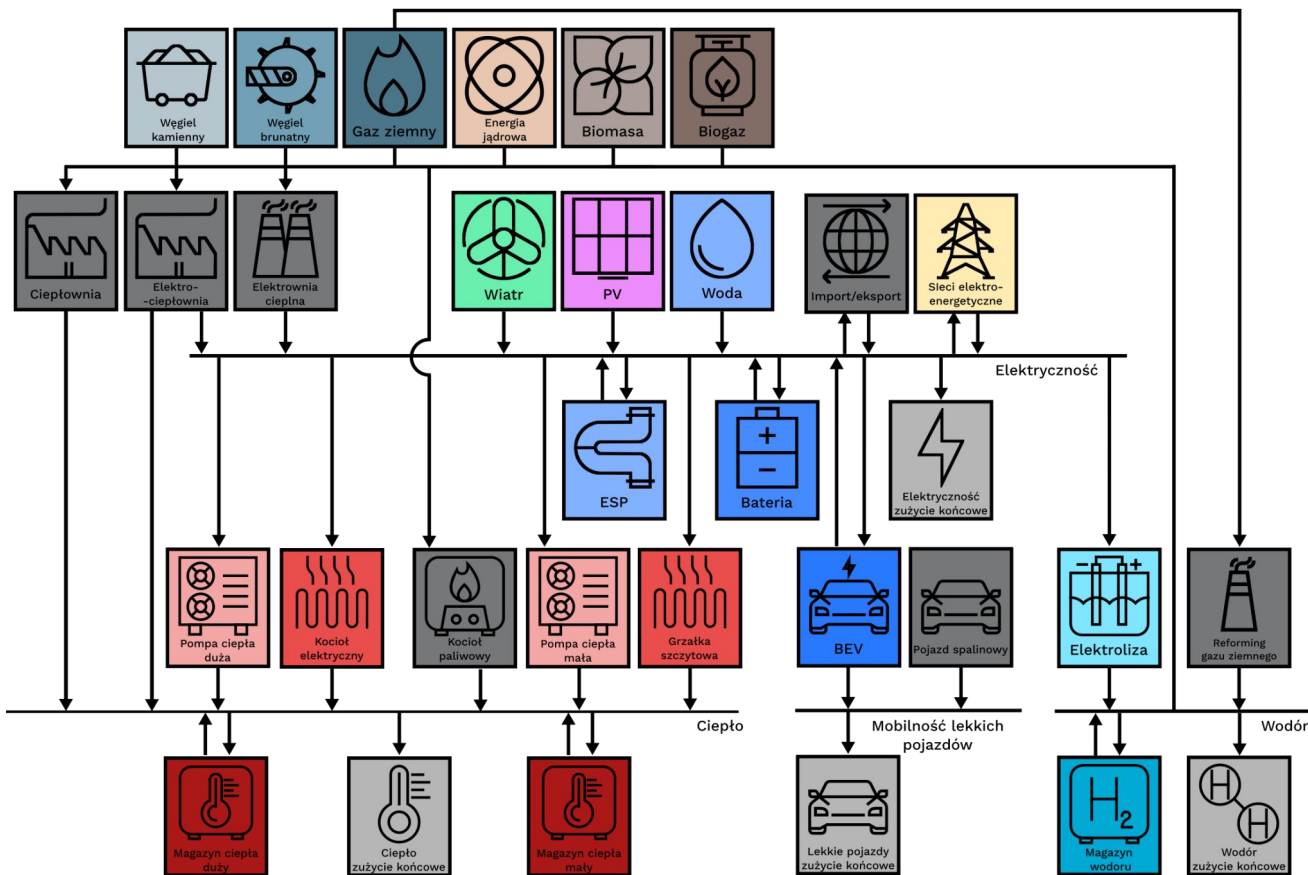
Silna sieć współpracy z decydentami, sektorem prywatnym, organizacjami pozarządowymi i mediami

01

Modelowanie energetyczne Fundacji Instrat



PyPSA-PL



PyPSA-PL to otwarty model polskiego systemu energetycznego autorstwa Instratu, oparty na narzędziu [PyPSA](https://github.com/PyPSA/PyPSA) (Python for Power System Analysis).

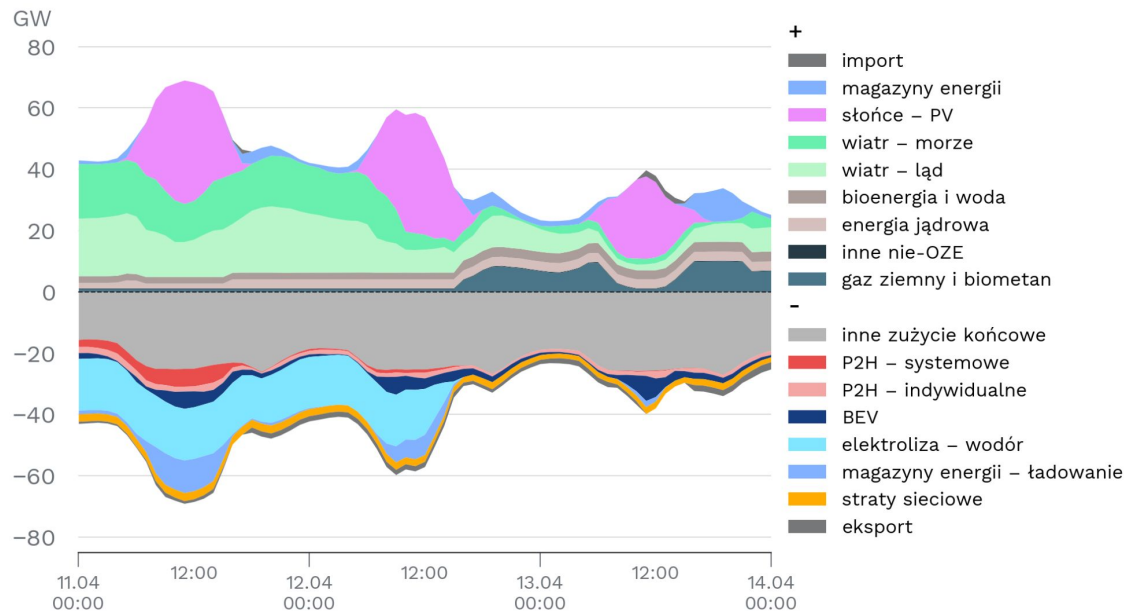
Odpowiada na pytanie: jak najtaniej pokryć potrzeby energetyczne przy danych założeniach cenowych i technicznych?

Model jest publicznie dostępny na github.com/instrat-pl/py-psa-pl.*

* wersja uwzgl. aspekty sieciowe będzie opublikowana do 12.2025

Modelujemy system elektroenergetyczny godzina po godzinie, przez 8760 godzin w roku

Przebieg generacji i poboru energii elektrycznej w przykładowe dni kwietnia 2040 r. (GW), scenariusz główny Instrat 10'2025



Wzrost szczytowego obciążenia systemu z prawie 30 GW dzisiaj do ok. **70 GW** w 2040 r. oznacza duże inwestycje sieciowe.

Do tej pory nasz model optymalizacyjny nie uwzględniał kosztów i ograniczeń sieciowych.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce netto. P2H to technologie wytwarzania użytecznego ciepła grzewczego poprzez zużycie energii elektrycznej. BEV to pojazdy elektryczne.

02

**Uwzględnianie aspektów
sieciowych w PyPSA-PL**



Pytania badawcze



Czy koszty sieciowe wpływają na opłacalność rozwoju OZE?



Jak można ograniczyć te nakłady poprzez optymalne planowanie infrastruktury?



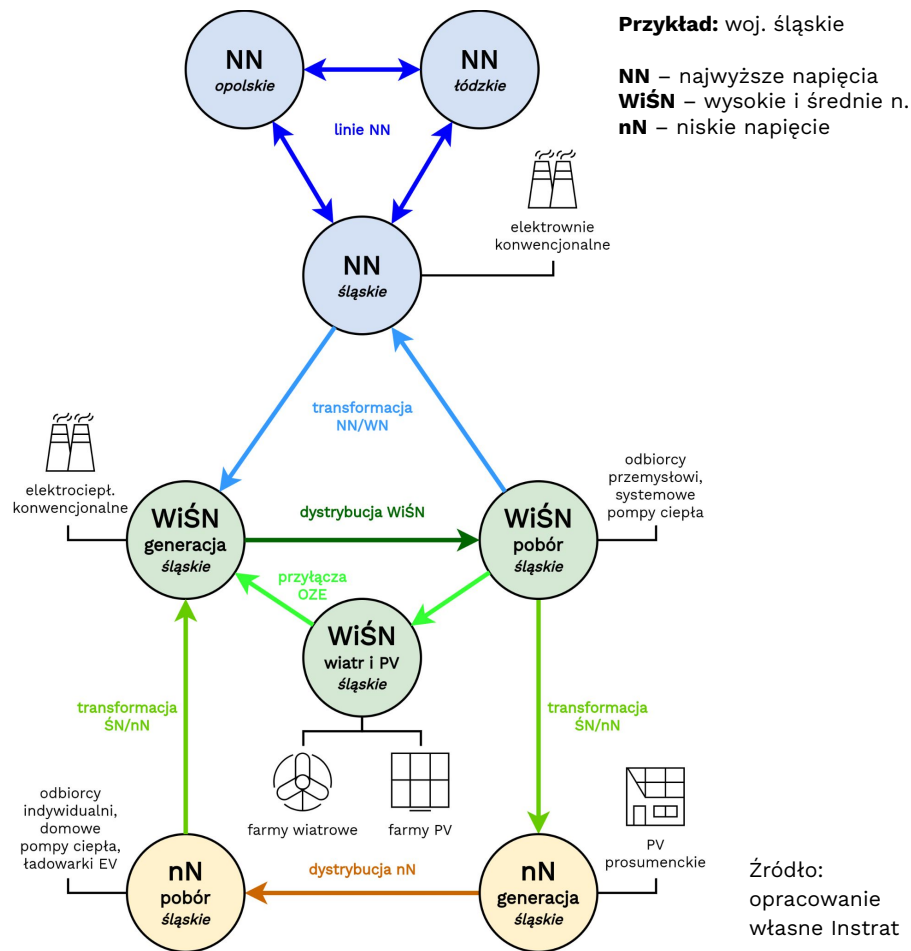
Ile wyniosą nakłady na rozwój sieci elektroenergetycznych w zależności od poziomu rozwoju OZE?



Jakie inne wnioski dla planowania transformacji płyną z uwzględniania aspektów sieciowych w modelu systemu energetycznego?

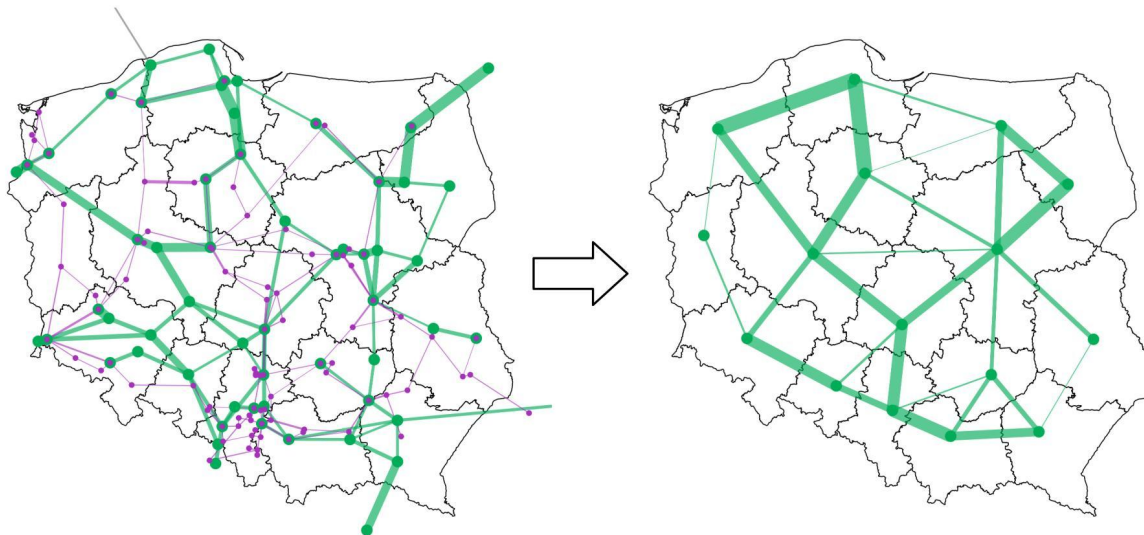
Sieci elektroenergetyczne – odwzorowanie w modelu PyPSA-PL

- Nie da się modelować obciążeń wszystkich linii elektroenergetycznych przez wszystkie godziny w roku, a jednocześnie optymalizować inwestycji we wszystkie rodzaje infrastruktury – **to zbyt złożone obliczeniowo**.
- Sieć przesyłową sprowadzamy do **16 węzłów wojewódzkich**, a sieci dystrybucyjne modelujemy jako przepływy pomiędzy i w ramach **niskich (nN)** oraz **wysokich i średnich (WiŚN) napięć**.
- To duży postęp względem dotychczasowego podejścia tzw. miedzianej płyty.



Modelowanie sieci przesyłowej – rozdzielczość wojewódzka

Pełny i uproszczony schemat istniejącej elektroenergetycznej sieci przesyłowej wewnątrz Polski



Sprowadzamy pełną sieć przesyłową do **mędzywojewódzkich mocy przesyłowych** metodą stosowaną np. w federalnych planach rozwoju sieci w USA.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych [JAO](#) i Open Street Map. Grubość linii odpowiada dostępnej mocy przesyłowej. Kolorem zielonym oznaczone są linie 400 kV, kolorem purpurowym linie 220 kV. System przesyłowy zredukowano do międzywojewódzkich mocy przesyłowych (ekwiwalent linii 400 kV) przy użyciu oprogramowania [Interface Limits.jl](#). Na schemacie uproszczonego systemu nie pokazano połączeń transgranicznych.

03

**Wyniki i wnioski z analiz
optymalizacyjnych
uwzględniających aspekty sieciowe**



01

Wniosek 1

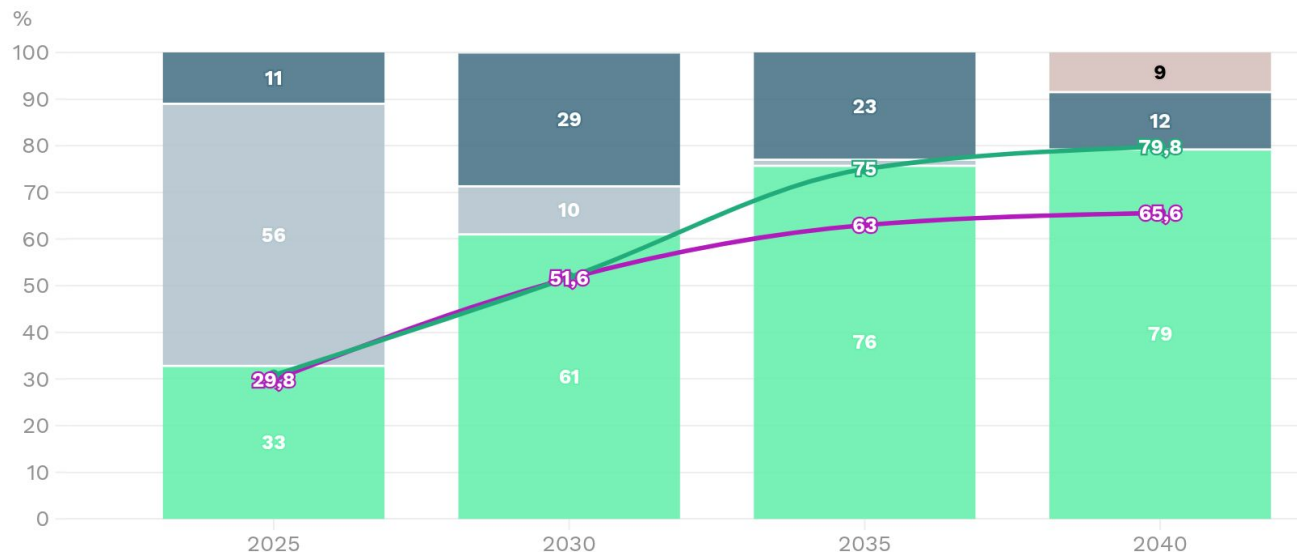
Uwzględnienie aspektów sieciowych
nie powoduje spadku optymalnego
tempa rozwoju OZE w Polsce



Scenariusz główny Instrat to ambitne tempo rozwoju OZE w Polsce

Udział źródeł wytwórczych w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto w latach 2025-2040 (%), scenariusz główny Instrat 10'2025

Legenda: aKPEiK WEM 08'2025 – OZE aKPEiK WAM 08'2025 – OZE OZE węgiel kamienny i brunatny gaz ziemny i inne nie-OZE energia jądrowa import netto



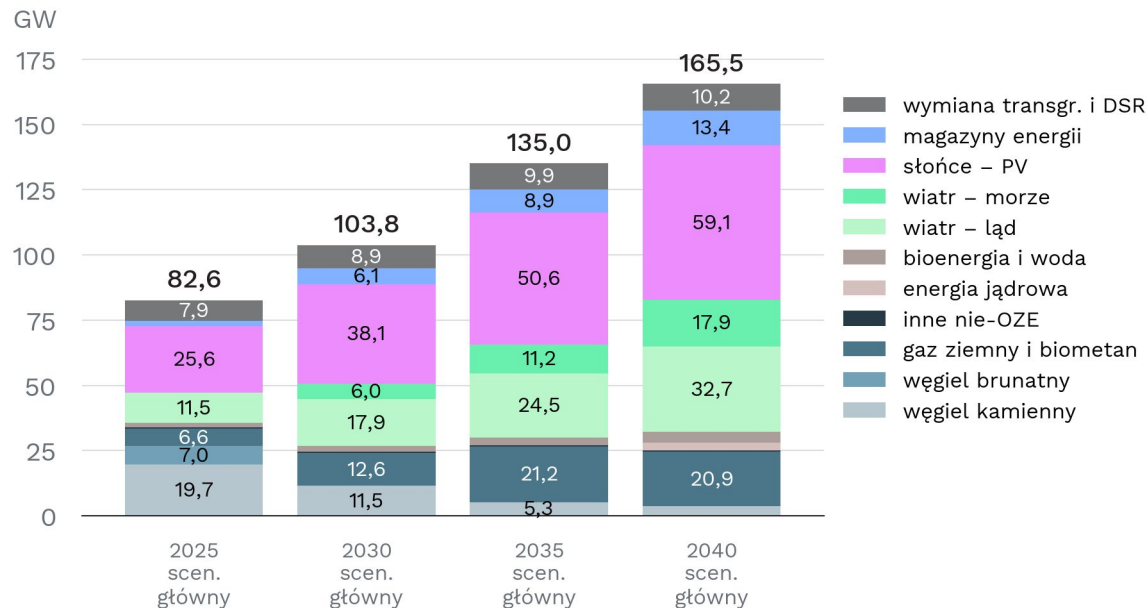
Nawet przy uwzględnieniu kosztów sieciowych, ograniczeniem na rozwój mocy w wietrze i słońcu są nasze **założenia co do maksymalnego tempa budowy nowych instalacji**, nie czynniki ściśle ekonomiczne.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie projektu aktualizacji KPEiK z sierpnia 2025 r. i wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL (scenariusz główny). • W przypadku wystąpienia eksportu netto energii elektrycznej produkcja jest znormalizowana do 100%.



Szybki rozwój OZE jest opłacalny, nawet uwzględniając koszty sieciowe

Moce zainstalowane w elektroenergetyce w latach 2025-2040 [GW], scenariusz główny Instrat 10'2025



Polska może w 2040 r. osiągnąć ok. **60 GW** w PV, ponad **30 GW** w wietrze na lądzie oraz **18 GW** w wietrze na morzu.

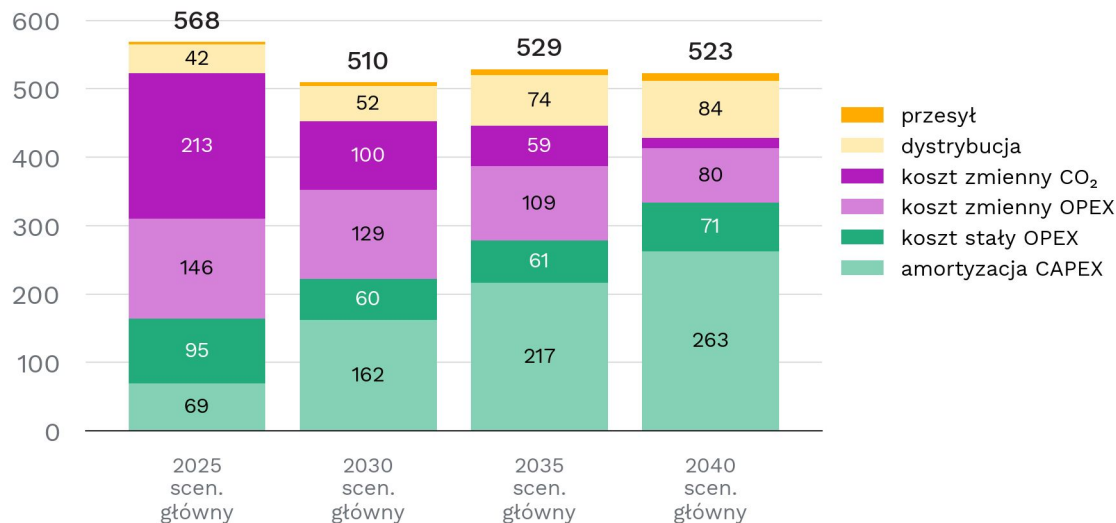
To moce OZE zbliżone do tych przedstawionych w scenariuszu ambitnym (WAM) aKPEiK.

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podane moce netto.

Jednostkowy koszt produkcji energii będzie spadać, koszt jej dostarczenia rosnąć

Średni koszt jednostkowy produkcji i dostarczenia energii elektrycznej [zł'2024/MWh], scenariusz główny Instrat 10'2025

zł'2024/MWh



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Koszt dotyczy 1 MWh energii dostarczonej do odbiorcy, tj. jest powiększony o koszty strat sieciowych. CAPEX obejmuje inwestycje oddane do użytku po 2020 r. Przesył i dystrybucja obejmuje koszty utrzymania istniejącej i nowej infrastruktury sieciowej, oraz koszty finansowania infrastruktury oddawanej do użytku tylko po 2025 r.

Koszty sieciowe to niepomijalnie mała część kosztów energii.

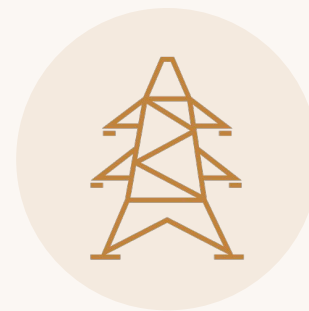
Ich wzrost spowoduje, że koszty energii (w cenach realnych) mogą **spaść tylko minimalnie**.

→ Co gdy OZE rozwija się wolniej? Scenariusz mniej ambitny (~WEM) to sumaryczne koszty energii o **ok. 15%** wyższe w 2040 r.

02

Wniosek 2

Transformacja w kierunku OZE
i elektryfikacji wymaga znacznej
rozbudowy sieci



W obecnym systemie produkcja i zużycie energii są w przybliżeniu zrównoważone na poziomie województw

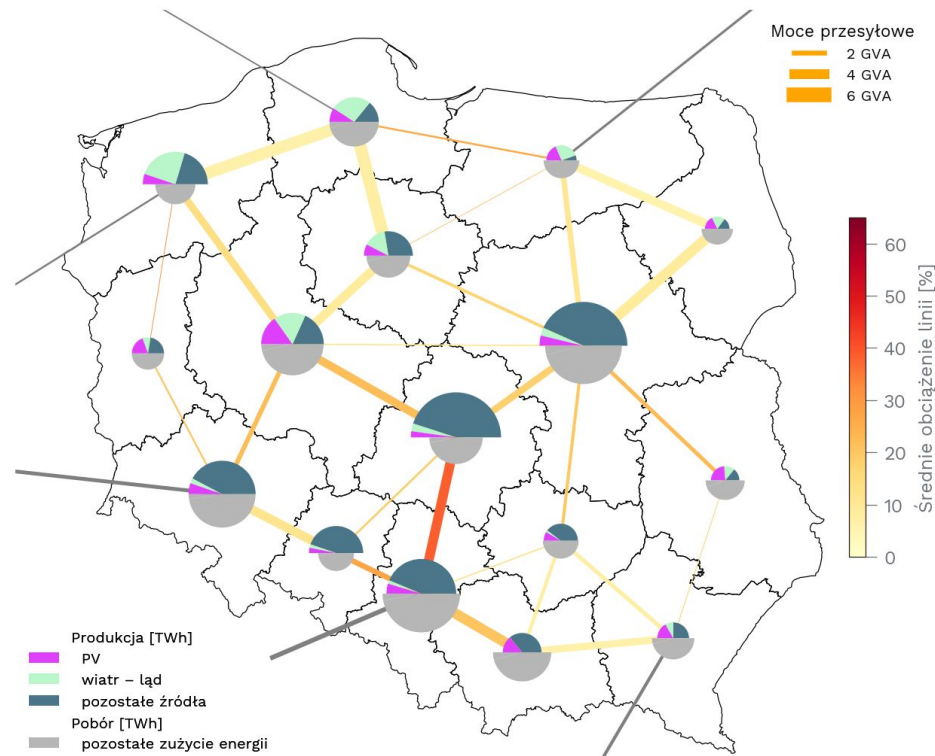
Polski system elektroenergetyczny 2025 r.,
scenariusz główny Instrat 10'2025

Przyjmujemy, że najnowszy zbiór danych dot. **linii przesyłowych** udostępniony przez JAO odpowiada sytuacji w roku 2025.

Wynik optymalizacji **pozostałej infrastruktury sieciowej** dla systemu 2025 r. stanowi punkt wyjścia naszej analizy.

Zakładamy, że obecny system odpowiada średniorocznym wydatkom sieciowym w wysokości ok. **12 mld zł** (za raportami PTPIREE)

Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Górne półkola to produkcja, a dolne to zużycie energii elektrycznej w województwach. Szerokość linii to moc przesyłowa, nasycenie to średnioroczne obciążenie.



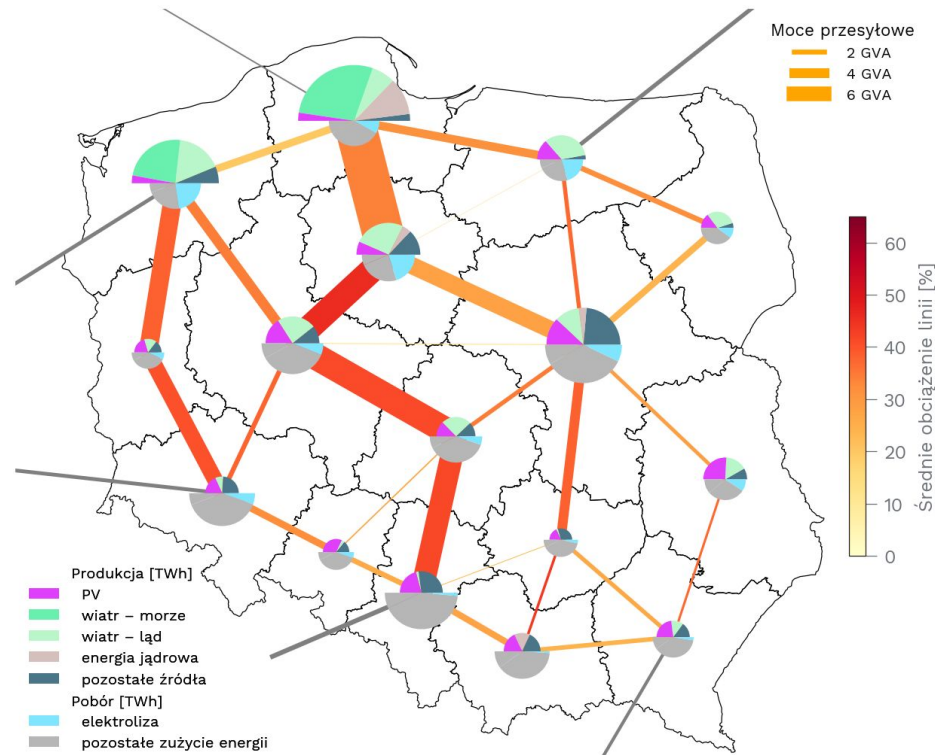
System 2040 r. będzie wymagał dużych mocy przesyłowych, by bilansować system przestrzennie i godzinowo

Polski system elektroenergetyczny 2040 r., scenariusz główny Instrat 10'2025

W lokalnym bilansowaniu może pomóc infrastruktura zagospodarowująca szczytową produkcję OZE – np. elektrolizery.

W modelu wymuszamy, by chwilowe obciążenie linii nigdy nie przekroczyło **65%** – przybliżenie warunku N-1.

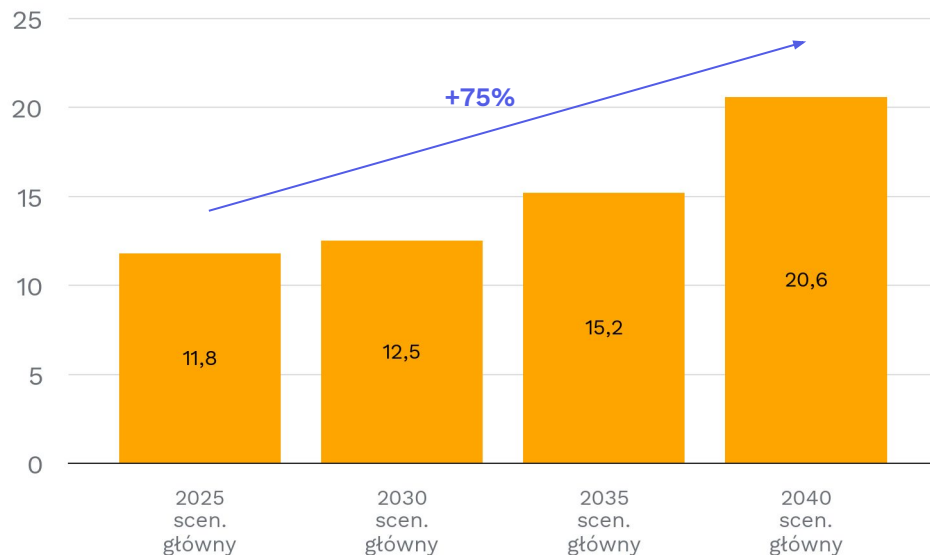
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Górne półkola to produkcja, a dolne to zużycie energii elektrycznej w województwach. Szerokość linii to moc przesyłowa, nasycenie to średnioroczne obciążenie.



Zdolności przesyłowe do 2040 r. muszą wzrosnąć o ok. 75%

Mocokilometry linii przesyłowych w latach 2025-2040 [tys. GVAkm], scenariusz główny Instrat 10'2025

tys. GVAkm



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Jeden tor nowoczesnej linii 400 kV to ok. 2 GVA mocy przesyłowej.

W najnowszym PRSP, PSE planuje do 2037 r. przyrost długości linii 400 kV o ok. **5,5 tys. km** (~11 tys. GVAkm), a do tego budowę połączenia HVDC północ-południe (~2-3 tys. GWkm).

→ Zdolności dystrybucyjne na najniższych (nN) oraz średnich i wysokich napięciach (WiŚN) rosną do 2040 r. o **ok. 60%**.

03

Wniosek 3

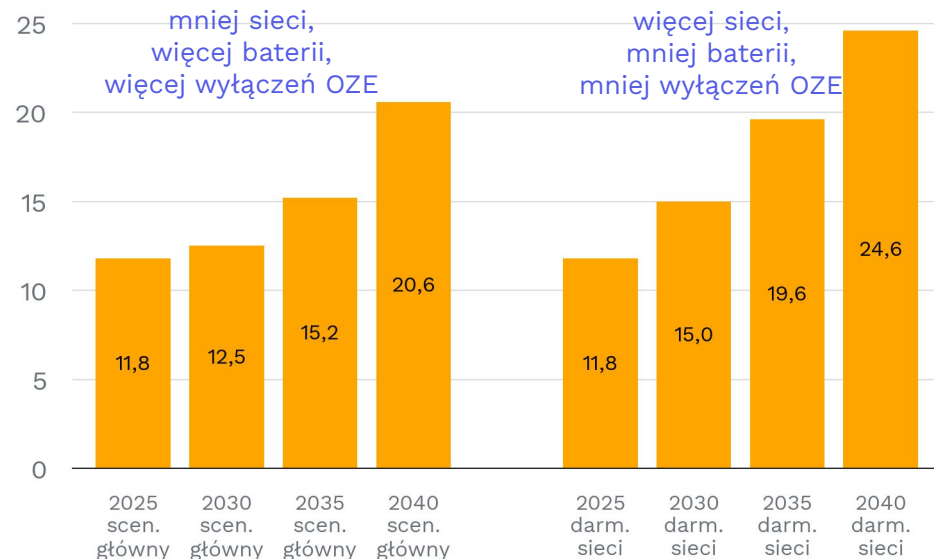
Zintegrowane planowanie sieci,
źródeł i odbioru to niższe koszty
i mądrzejsze inwestycje



Zdolności przesyłu i dystrybucji kosztują: nie warto ich przeskalowywać

Mocokilometry linii przesyłowych w latach 2025-2040 [tys. GVAkm], scenariusz główny Instrat oraz wariant „darmowych sieci”

tys. GVAkm



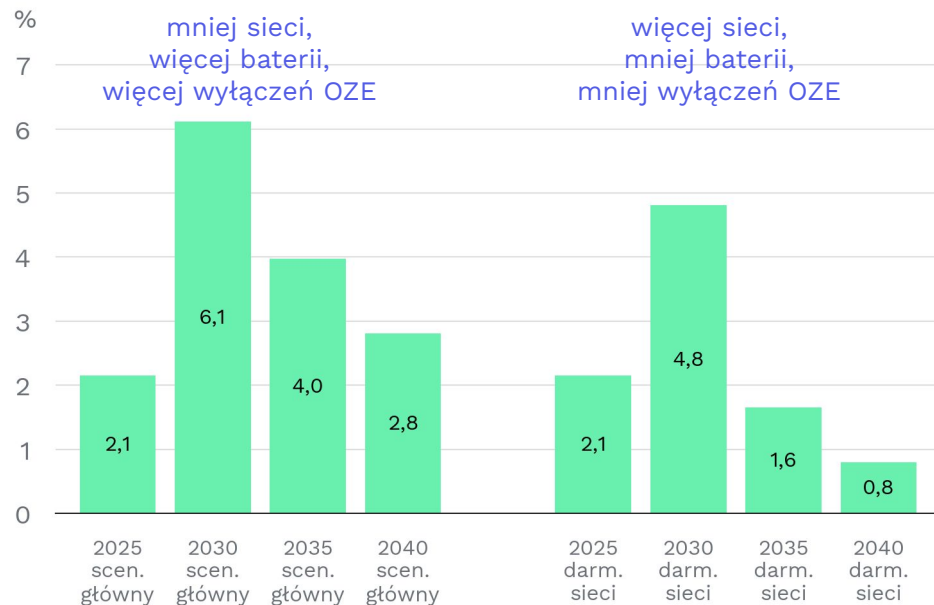
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Wariant darmowych sieci polega na optymalizacji systemu przy redukcji założonych kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej o 99%.

W wariancie „darmowych sieci” infrastruktura sieciowa dopasowuje się do maksymalnych możliwych przepływów energii pomiędzy producentem a odbiorcą, **niezależnie od dystansu.**

Nie jest to optymalne z punktu widzenia ekonomiki systemu – „inteligentny” scenariusz główny to **ok. 3 GW** więcej baterii wspomagających lokalne bilansowanie.

Pogodzenie się z pewnym poziomem nieodebranej energii OZE jest tańsze niż przewymiarowany rozwój sieci

Wolumen energii poddanej przymusowym wyłączeniom [%], scenariusz główny Instrat oraz wariant „darmowych sieci”



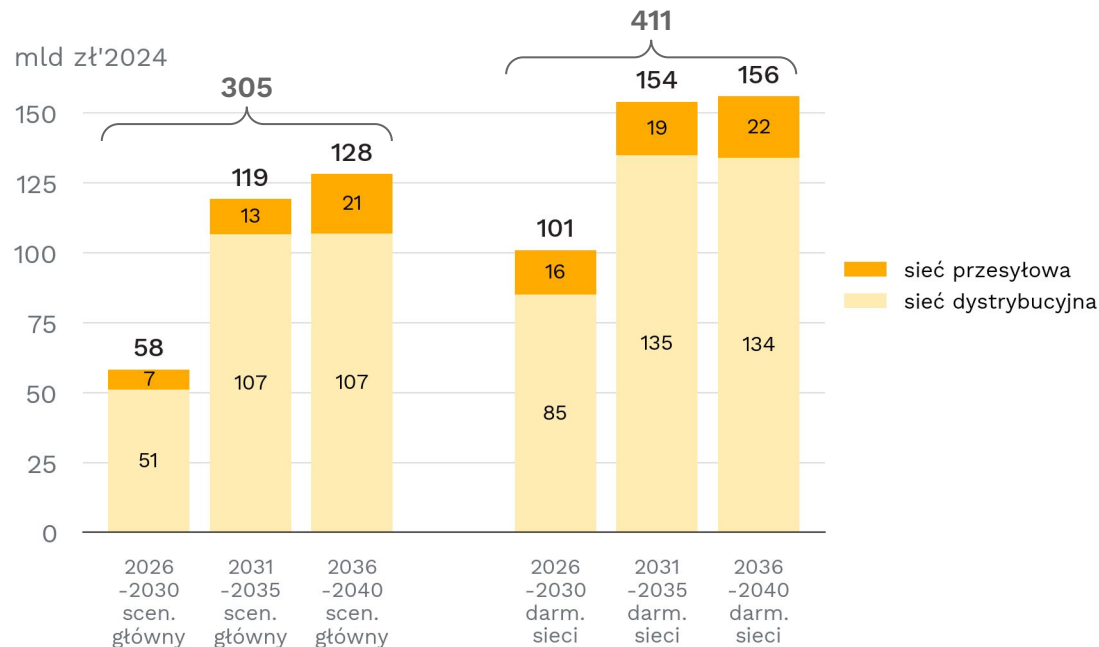
Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Wariant darmowych sieci polega na optymalizacji systemu przy redukcji założonych kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej o 99%.

Nawet curtailment rzędu **5-10%** może mieć uzasadnienie ekonomiczne.

O ile do ok. 2030 r. przymusowe wyłączenia OZE będą głównie z powodów **bilansowych**, to w kolejnych latach wyłączenia będą powodowane **ograniczeniami sieciowymi**.

Inteligentne planowanie rozwoju i pracy systemu to aż do 25% oszczędności na sieciowych nakładach inwestycyjnych

Nakłady inwestycyjne na sieci elektroenergetyczne w latach 2026-2040 [mld zł'2024], scenariusz główny Instrat oraz wariant „darmowe sieci”



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Wariant darmowych sieci polega na optymalizacji systemu przy redukcji założonych kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej o 99%. Po przeprowadzonej optymalizacji koszty obliczane są w pełnej skali.

Oszacowane w naszym modelu nakłady inwestycyjne na sieci umożliwiające ambitny rozwój OZE to ok. **300 mld zł** do 2040 r. (wg WAM akPEiK – 310 mld zł)

Bez inteligentnego planowania nakłady te mogą jednak wynieść aż ponad **400 mld zł**.

→ Co gdy OZE rozwija się wolniej (~WEM)?
Nakłady inwestycyjne są o ok. **40 mld zł** niższe

05

Podsumowanie



Podsumowanie



Aspekty sieciowe są zwykle pomijane w analizach systemu energetycznego – nasz model PyPSA-PL teraz je **uwzględnia**



Inwestycje w sieci muszą wzrosnąć, ale wydajmy pieniądze z głową. Inteligentne planowanie to **oszczędności**



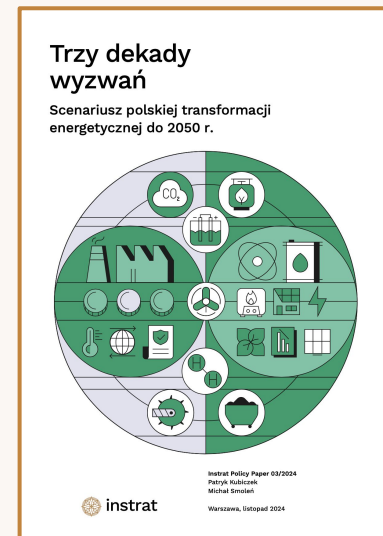
System oparty na OZE uzupełniony źródłami elastyczności pozostaje **najtańszą** opcją nawet z kosztami sieci



Nasz model nie zastępuje szczegółowego planowania sieci, ale daje **zintegrowaną** perspektywę rozwoju systemu energetycznego

Model PyPSA-PL to kluczowe źródło wiedzy dla publikacji Instratu dot. energetyki

Zawarte w nich analizy ilustrują korzyści dla całej gospodarki wynikające z przyspieszonego wdrażania OZE, integracji sektorów i zwiększenia elastyczności polskiego systemu energetycznego



→ <https://instrat.pl/publikacje-energia-i-klimat/>



Patryk Kubiczek
patryk.kubiczek@instrat.pl

**Zapraszam do
kontaktu**

06

Źródła danych i szczegóły założeń



Źródła danych PyPSA-PL

Dane	Źródła (główne)
Historyczne moce zainstalowane, produkcja i zapotrzebowanie	• elektroenergetyka: statystyki ARE i URE, baza danych elektrowni energy.instrat.pl, linie przesyłowe za Joint Allocation Office (JAO) • inne sektory: Eurostat / GUS / URE • dane są często niepełne i wymagają oszacowań (np. przypisanie paliw do kotłów wodnych w ciepłownictwie)
Historyczne emisje gazów cieplarnianych i współczynniki emisyjności	• National Inventory Report (KOBiZE), wyszukiwarka UNFCCC (https://di.unfccc.int/flex_annex1) • także bardziej szczegółowe dane o zużyciu paliw np. w transporcie – podział na różne typy pojazdów, podczas gdy Eurostat podaje zbiorcze zużycie dla transportu drogowego
Założenia technologiczne i kosztowe	• przede wszystkim Duńska Agencja Energetyczna (czasem mnożymy dane przez czynnik korygujący, by lepiej oddawać polskie realia) • publiczne dane organizacji branżowych (Wind Europe, IEO) • sprawności jednostek ciepłych i współczynniki wykorzystania OZE na podstawie statystyki ARE
Godzinowe profile zapotrzebowania, OZE i inne (np. COP pomp ciepła)	• bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (tj. bez P2H, ładowarek EV, elektrolizy): ENTSO-E • zapotrzebowanie na ciepło: związane ze średnią temperaturą z 24h (IMGW) i empirycznymi dziennymi profilami • COP pomp ciepła: związany z godzinową temperaturą powietrza i przyjętą krzywą grzewczą • mobilność drogowa: oszacowana na podstawie profili ruchu ze stacji pomiarów GDDKiA • dostępność energii z OZE per województwo: własne obliczenia przy użyciu biblioteki atlite

Koszty rozwoju i utrzymania sieci – źródła

Źródło	Informacje
PTPiREE: Raporty „Energetyka Dystrybucja Przesył”	• średnioroczne wydatki sieciowe to 10,8 mld zł w sektorze dystrybucji i 1,7 mld zł w sektorze przesyłu (2022-2024) • ok. połowa wydatków w sektorze dystrybucji to nowe inwestycje, połowa to utrzymanie istniejącej infrastruktury • nie jest podana proporcja wydatków na utrzymanie, inwestycje (i innych) w sektorze przesyłu
Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki	• sumaryczne konieczne nakłady inwestycyjne w sektorze dystrybucji w latach 2023-2030 to 130 mld zł nominalnie (w cenach realnych 2023 to ok. 13 mld zł rocznie) → oznacza to ok. dwuipółkrotny wzrost rocznych inwestycji • ok. 33% tych nakładów to przyłączenia nowych klientów, a tylko ok. 12% to rozwój sieci i wzrost jej przepustowości niezbędny do przyłączenia OZE, magazynów i obsłużenia elektromobilności • wiele inwestycji będzie się działo niezależnie od tempa rozwoju OZE, np. wzrost udziału linii kablowych w liniach średniego napięcia z ok. 30% w 2023 r. do ponad 50% w 2040 r.
PSE: Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034	• suma nakładów na zadania inwestycyjne 2025-2037 to 66 mld zł, czyli średniorocznie ok. 5 mld zł • nie są wyszczególnione składniki tej sumy, ale z doniesień medialnych wiadomo, że duża część ma być przeznaczona na linię HVDC Północ-Południe
ACER: Unit investment costs indicators for energy infrastructure categories (07’2023)	• średni koszt budowy jednego toru naziemnej linii 380-400 kV to 0,58 mln euro/km, czyli 2,6 mln zł/km • średni koszt jednego transformatora 400 kV/110 kV (ok. 500 MVA) to 4,4 mln euro, czyli ok. 40 tys. zł/MVA • podane są również jednostkowe koszty referencyjne podziemnych linii kablowych, stacji AC i DC, kompensatorów synchronicznych, itp.

Założenia kosztowe dot. sieci przesyłowej

Technologia	CAPEX	O&M	Uzasadnienie
linie przesyłowe AC (400 kV, 1 tor ~ 2 GVA)	2,6 mln zł/GVA/km	40 tys. zł/GVA/km	ok. 200% wartości referencyjnej ACER założono ok. 15-20% całkowitej wartości systemu przesyłowego
transformacja NN/WN	0,3 mln zł/MW _{eq}	4,5 tys. zł/MW _{eq}	ok. 250%-375% wartości referencyjnej ACER (1 MW _{eq} ~ 2-3 MVA)

Źródło: opracowanie własne Instrat. CAPEX to całkowite nakłady inwestycyjne. O&M (operations & maintenance) to roczne koszty operacyjne i utrzymania infrastruktury.

Suma mocokilometrów linii przesyłowych w Polsce to ok. 12 tys. GVAkm.

Odpowiada to 6 tys. km linii 400 kV w najlepszym obecnie standardzie.

Potrzebna obecnie moc transformacji NN/WN (wg PyPSA-PL) to ok. 23 GW_{eq}.

Przyjęliśmy, że roczny koszt O&M to **1,5%** CAPEX.

Jeśli roczny przyrost infrastruktury to **3%**, to roczny koszt O&M i CAPEX to ok. **1,7 mld zł**.

Założenia kosztowe dot. sieci dystrybucyjnych

Technologia	CAPEX	O&M	Uzasadnienie
dystrybucja WiŚN	4,8 mln zł/MW _{eq}	96 tys. zł/MW _{eq}	główna kategoria kosztów, skalibrowana do empirycznych rocznych kosztów systemu dystrybucyjnego PyPSA-Eur: ok. 3 mln zł/MW _{eq}
przyłącza OZE	1 mln zł/MW _{eq}	20 tys. zł/MW _{eq}	zewnętrzna ekspertyza, ok. 0,5 mln zł/MW dla wiatru i 1,5-2,5 mln zł/MW dla PV
transformacja ŚN/nN	0,6 mln zł/MW _{eq}	12 tys. zł/MW _{eq}	założono 200% kosztu transformacji NN/WN
dystrybucja nN	6 mln zł/MW _{eq}	120 tys. zł/MW _{eq}	założono ok. 33% całkowitej wartości systemu dystrybucyjnego

Źródło: opracowanie własne Instrat. CAPEX to całkowite nakłady inwestycyjne. O&M (operations & maintenance) to roczne koszty operacyjne i utrzymania infrastruktury.

Wartości mocy zainstalowanej poszczególnych komponentów (w jednostce MW równoważnych) są wynikiem symulacji obecnego systemu w modelu PyPSA-PL.

Wyjątkiem jest moc przyłącz OZE – zakładamy, że odpowiada ona obecnie mocy zainstalowanej OZE.

Przyjęliśmy, że roczny koszt O&M to **2%** CAPEX.

Jeśli roczny przyrost infrastruktury to **2%**, to roczny koszt O&M i CAPEX to ok. **11 mld zł**.

Co determinuje modelowane ścieżki rozwoju?

- Część założeń dot. przyszłego systemu energetycznego można oprzeć na uznanych eksperckich źródłach (np. baza danych technologicznych DAE).
- Duża część założeń wynika jednak z wyborów zespołu modelarskiego opartego na własnej interpretacji trendów i informacji branżowych, np. dot. osiągalnego tempa rozwoju technologii czy zestawu technologii biorącego udział w optymalizacji.
- Modele optymalizacyjne systemu energetycznego zwykle też nie są w stanie przewidzieć pełnego zapotrzebowania na nośniki energii (np. zapotrzebowanie ze strony przemysłów nieenergetycznych nie jest przedmiotem optymalizacji) – potrzebne są też założenia spoza modelu.

Wybrane założenia dot. osiągalnego tempa rozwoju mocy zainstalowanych w scenariuszu głównym Instrat

Technologia	2026-2030	2031-2035	2036-2040
wiatr – ląd	+1500 MW/rok	+2000 MW/rok	+2000 MW/rok
wiatr – morze	+1206 MW/rok	+1032 MW/rok	+1350 MW/rok
PV – duże	+1500 MW/rok	+1500 MW/rok	+1500 MW/rok
PV – małe	+1000 MW/rok	+1000 MW/rok	+1000 MW/rok
gaz – CCGT z kogeneracją	+276 MW/rok	+600 MW/rok	+0 MW/rok
gaz – CCGT bez kogeneracji	+562 MW/rok	+0 MW/rok	+0 MW/rok
gaz – szczytowe jednostki	+400 MW/rok	bez ograniczeń	bez ograniczeń

Źródło: opracowanie własne Instrat 10'2025