
Budowa modeli zintegrowanych do optymalizacji długoterminowych analiz pokrycia zapotrzebowania na przykładzie KSE

Maksymilian Przygodzki, Rafał Gwóźdź, Sławomir Kałuża

Kazimierz Dolny, 17-19 marca 2026 r.

www.pse-innowacje.pl

01

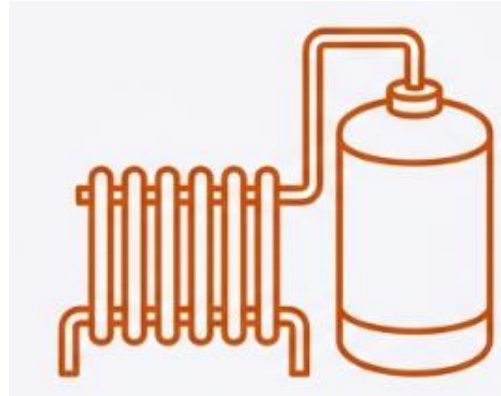
| Wprowadzenie

Kontekst i motywacja



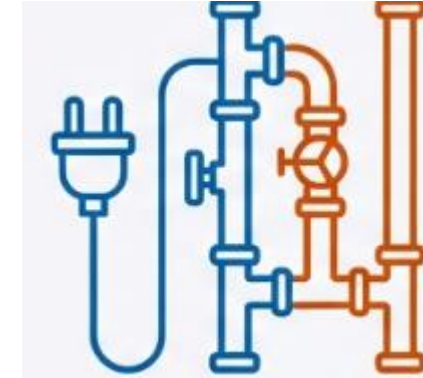
Wyzwanie OZE

Tradycyjny model sterowalnych źródeł ustępuje strukturze rozproszonej o wysokiej zmienności produkcji



Potencjał ciepłownictwa

Duża bezwładność cieplna i możliwości magazynowania tworzą ogromne zasoby elastyczności dla KSE



Nowe punkty styku

Elektryfikacja ciepłownictwa (pompy ciepła, kotły elektrodowe) wymaga modeli, które potrafią optymalizować oba sektory (*sector-coupling*)

Izolowane systemy to przeszłość. Transformacja wymaga integracji sektorów

02

| Model

| Metodyka – narzędzie i podejście

01

Punkt wyjścia: model PLEXOS KSE

Standardowy model KSE przygotowany w narzędziu PLEXOS (*Energy Exemplar*) – opracowany wspólnie z NCAE (Narodowe Centrum Analiz Energetycznych)

03

Model zintegrowany PLEXOS KSE-HEAT

Połączenie sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w jednym środowisku obliczeniowym z funkcją celu minimalizacji łącznych kosztów pokrycia zapotrzebowania

02

Rozszerzenie o moduł ciepłowniczy

Rekonfiguracja modelu PLEXOS: aktywacja klas obiektów dedykowanych technologiom ciepłowniczym, przejście na parametry dynamiczne

04

Optymalizacja długoterminowa (LT Plan)

Horyzont do 2050 r. Wyznaczenie optymalnego miksu źródeł wytwórczych spełniającego ograniczenia techniczno-prawne



Kluczowe elementy implementacji modelu

Power-to-Heat

Kotły elektrodowe i pompy ciepła – obiekty wytwarzające ciepło z energii elektrycznej

Ciepłownie i magazyny ciepła

Dedykowane klasy *Heat Plant* i *Heat Storage* umożliwiające modelowanie obiektów sektora ciepłowniczego

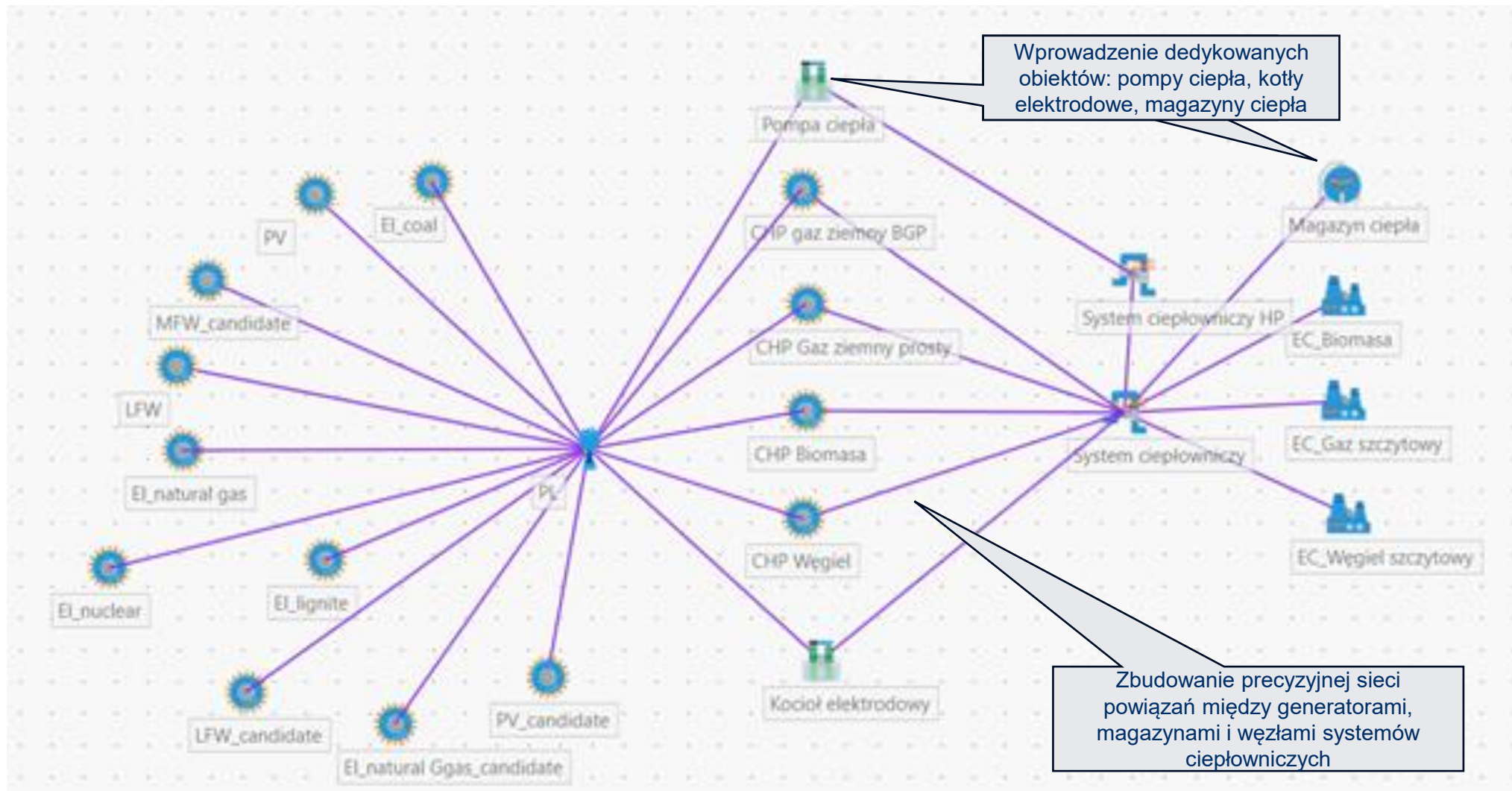
Redefinicja pracy elektrociepłowni

Usunięcie sztywnych profili pracy elektrociepłowni; zaawansowane odwzorowanie ograniczeń turbiny upustowo-kondensacyjnej i przeciwprężnej

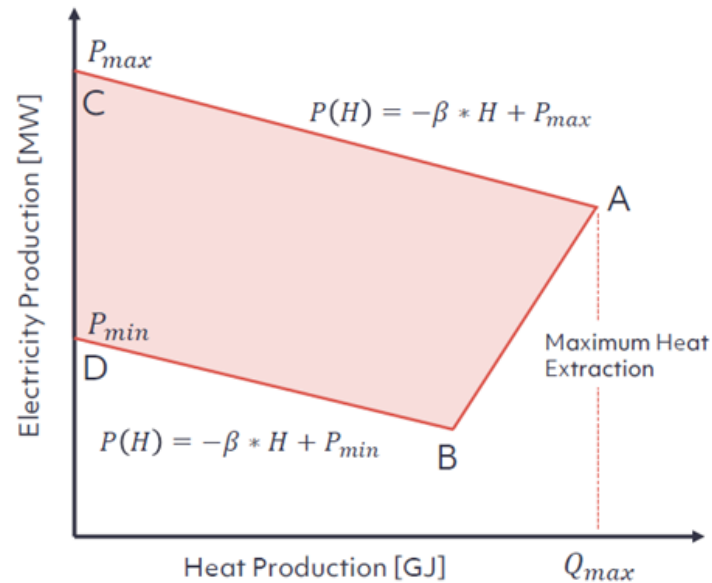
Efektywny system ciepłowniczy

Ograniczenia aktywne od 2035 r.: min. 80% energii z OZE/ciepła odpadowego/kogeneracji, w tym min. 35% z OZE lub ciepła odpadowego

Schemat powiązań modelu PLEXOS KSE-HEAT

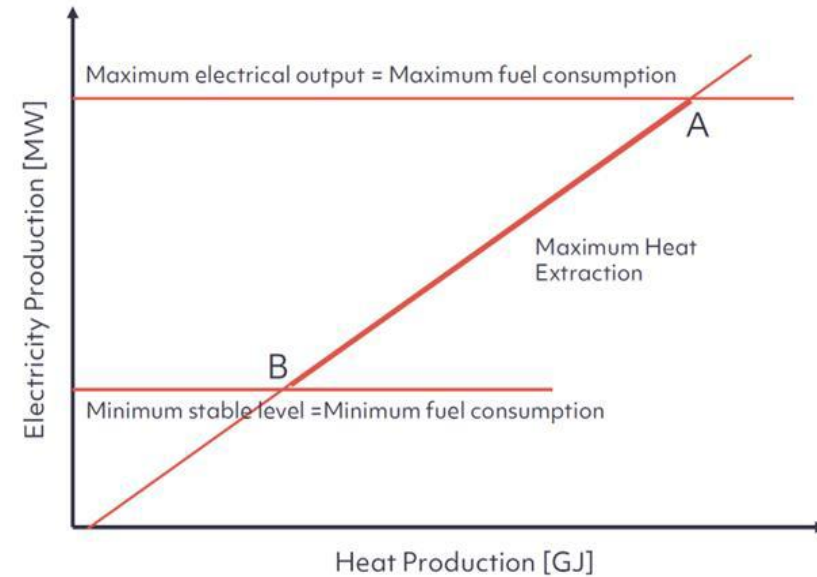


Charakterystyki pracy jednostek kogeneracyjnych



Turbiny upustowo – kondensacyjne (CCGT)

Dopuszczają produkcję energii elektrycznej bez produkcji ciepła. Obszar P-Q definiuje elastyczność roboczą

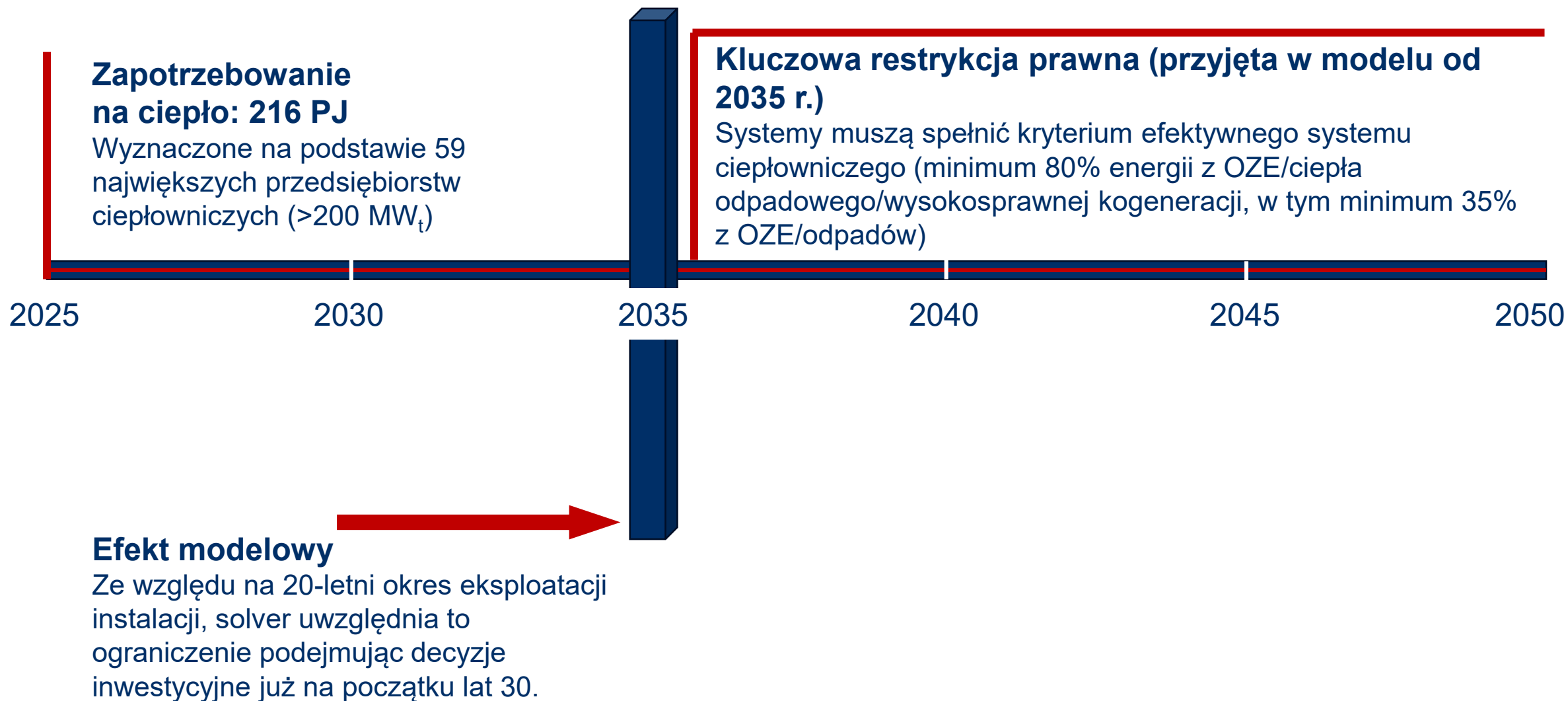


Turbiny przeciwprężne

Wymuszają pracę wzdłuż ścisłej, liniowej relacji między produkcją energii elektrycznej i ciepła. Brak możliwości samej kondensacji

Usunięcie sztywnych profili pracy w modelu zintegrowanym pozwala jednostkom swobodnie reagować na równoczesne zapotrzebowanie na energię el. i ciepło

Zapotrzebowanie na ciepło - założenia



| Scenariusz obliczeniowy – założenia



Horyzont czasowy

Obliczenia do roku 2050. Moduł LT Plan narzędzia PLEXOS



Wynik optymalizacji

Optymalny miks źródeł wytwórczych – kosztowo efektywny i spełniający wszystkie ograniczenia techniczno-prawne



Funkcja celu

Minimalizacja łącznych kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło



Uwaga metodyczna

Model nie był kalibrowany dla struktury mocy zainstalowanych w 2025 r. Wyniki mają charakter wstępny (bez kalibracji)

03

| Wyniki

Moce zainstalowane w źródłach energii elektrycznej

59%

Udział OZE

Łączny udział OZE w mocy zainstalowanej na koniec okresu analizy

26%

Fotowoltaika (PV)

Największy udział w mocy zainstalowanej w 2050 r.

23%

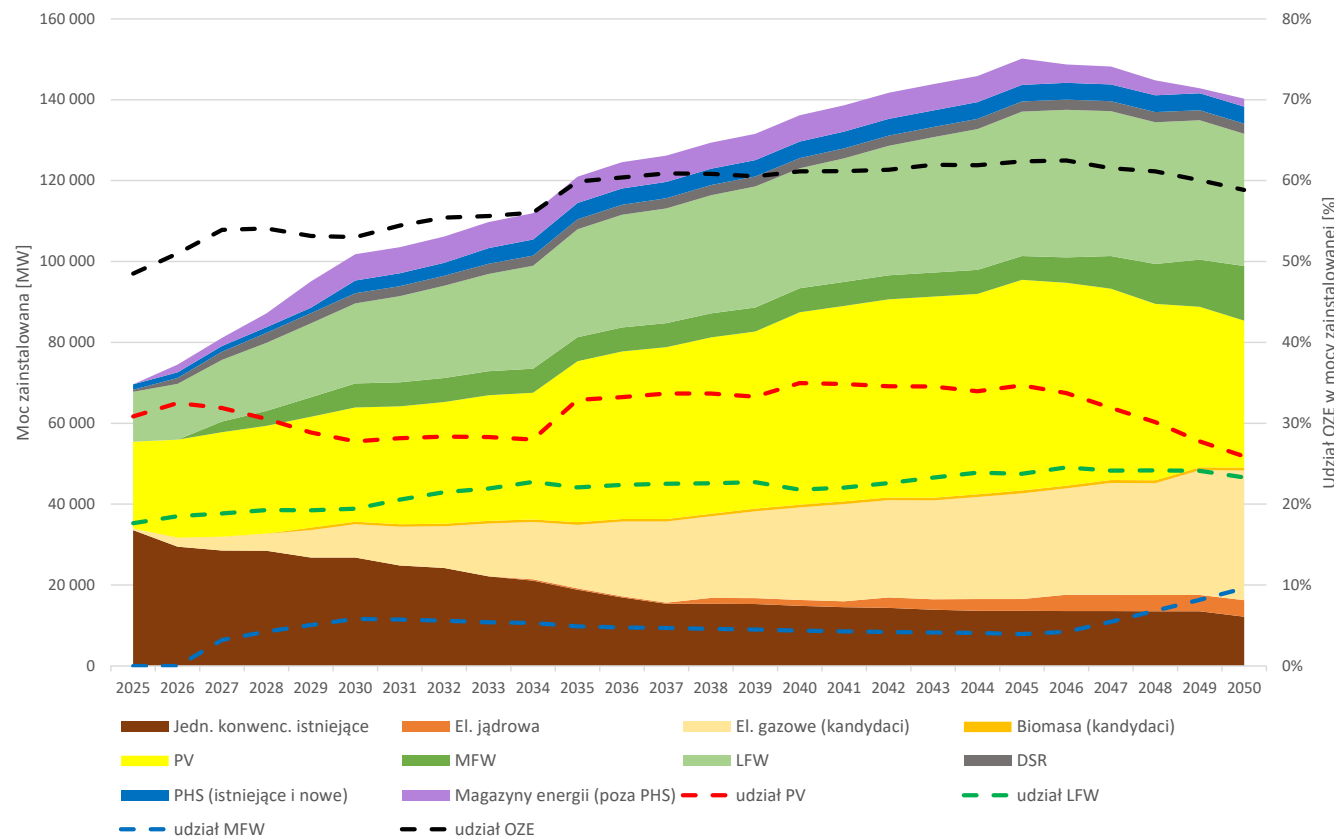
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)

Drugi co do wielkości udział w mocy zainstalowanej

10%

Morskie farmy wiatrowe (MFW)

Udział MFW w ostatnim roku analizy



Źródła gazowe osiągają udział ~23% mocy zainstalowanej. Elektrownia jądrowa stanowi 2,9% miks.

Moce zainstalowane w źródłach ciepła

Elektrociepłownie (EC)

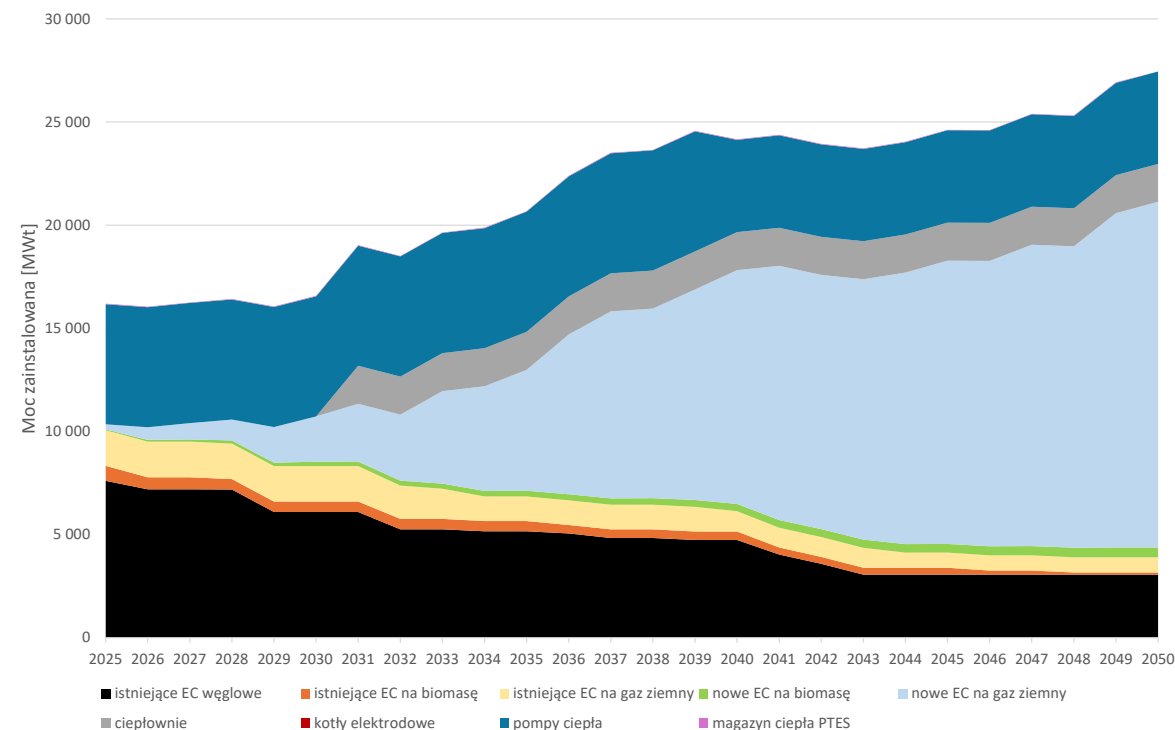
Moc cieplna EC: 10 341 MW_t w 2025 r. → 21 130 MW_t w 2050 r.
Od 2032 r. nowe jednostki EC (głównie gazowe) dominują nad istniejącymi

Pompy ciepła

Dobre już w 2025 r.: ~2 102 MW (~5 823 MW_t). Po 15-letnim okresie eksploatacji wymienione w 2040 r. na jednostki o mocy ~4 478 MW_t

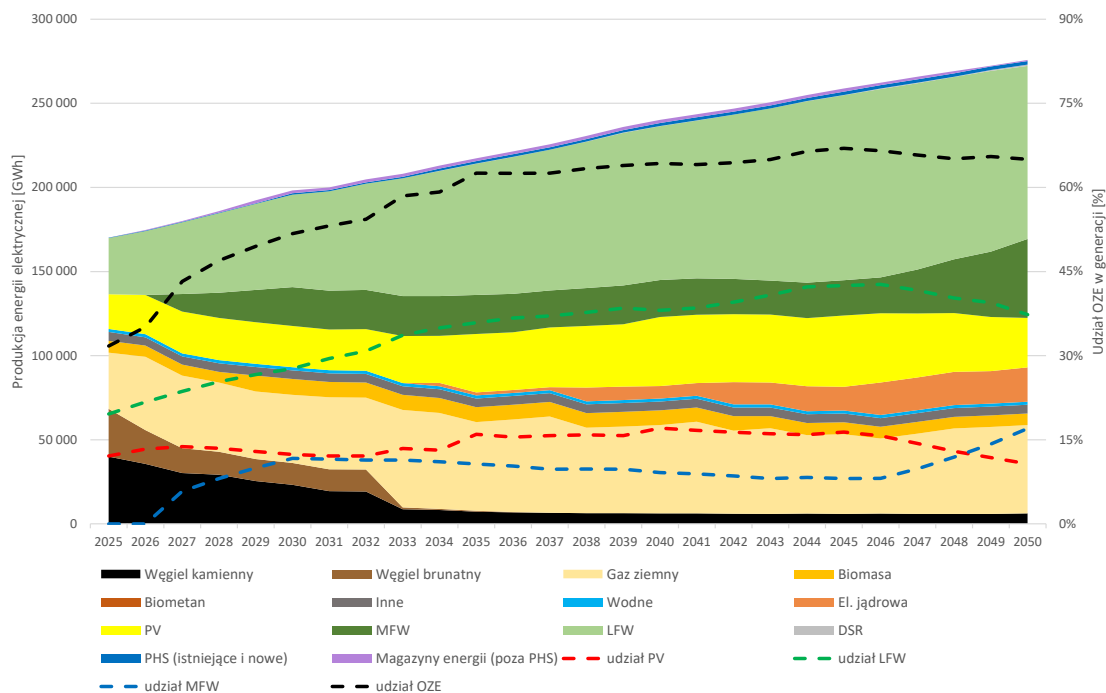
Ciepłownie biomasowe

Gwałtowny wzrost w 2031 r. do ~1 843 MW_t – wynik ograniczeń efektywnego systemu ciepłowniczego (aktywne od 2035 r., ale uwzględnione w optymalizacji wcześniej ze względu na 20-letni okres eksploatacji)



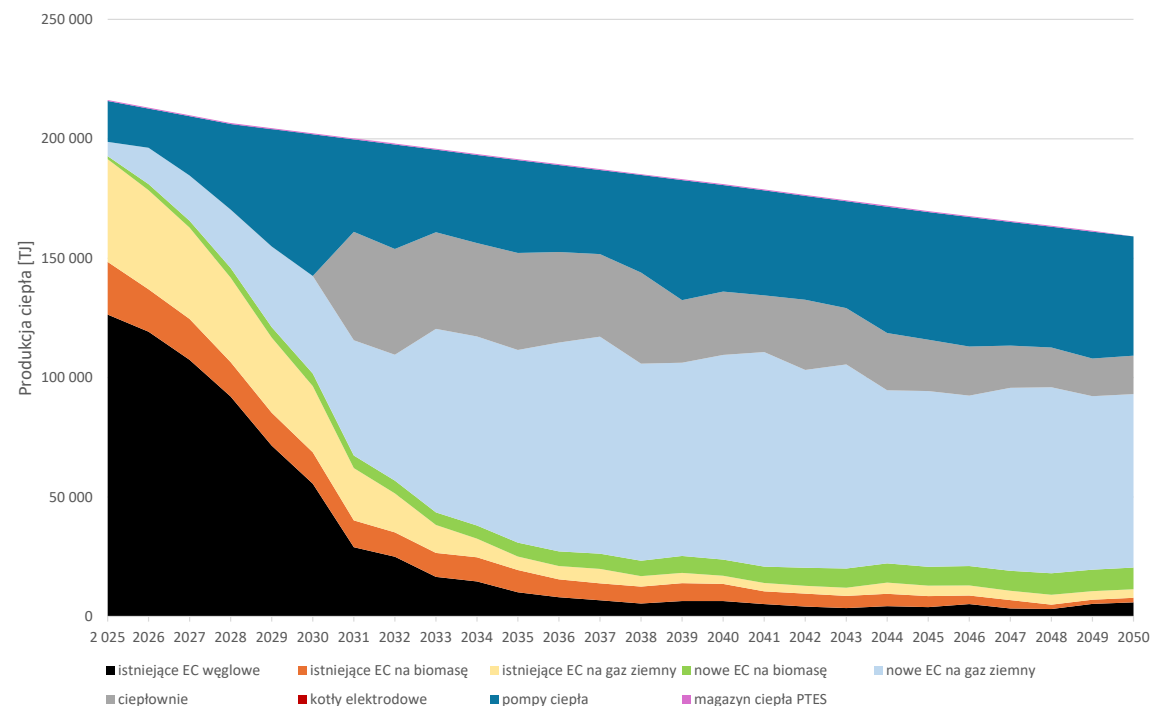
Produkcja energii elektrycznej i ciepła

Produkcja energii elektrycznej



- OZE: 65% produkcji w 2050 r.
- LFW: 37,3% | MFW: 17% | PV: ~10%
- Gaz: 19% | EJ: 7,4%

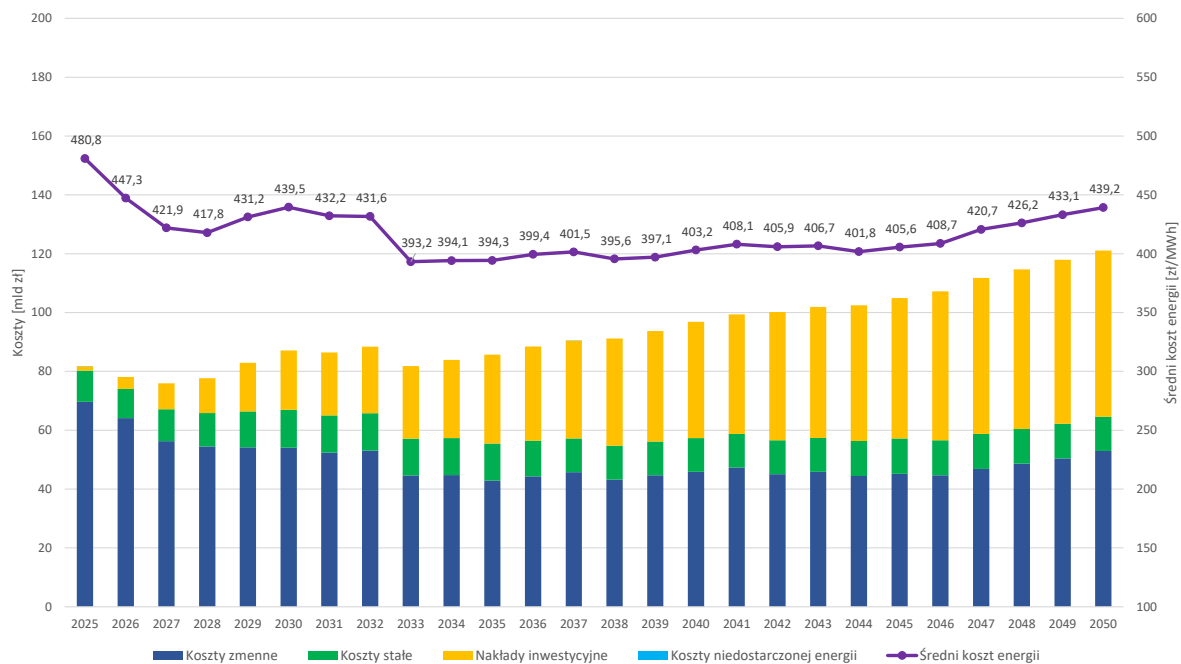
Produkcja ciepła



- EC: ~92% w 2025 r. → ~60% od 2031 r.
- Pompy ciepła: szczyt ~29% w 2030 r., powyżej 30% od 2044 r.

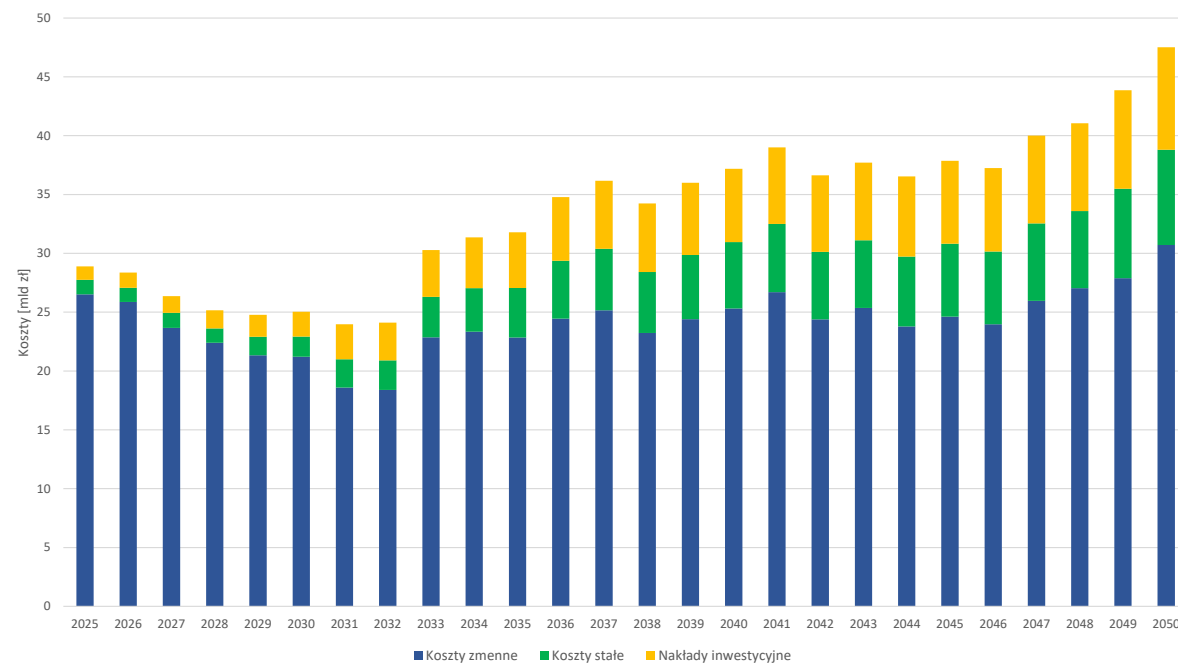
Koszty funkcjonowania systemu

Koszty systemu elektroenergetycznego



- Koszty rosną do **~121 mld zł** w 2050 r.
- Średni koszt wytwarzania: **~440 zł/MWh**
- Struktura 2050: 44% zmienne, 10% stałe, 47% inwestycyjne

Koszty systemu ciepłowniczego

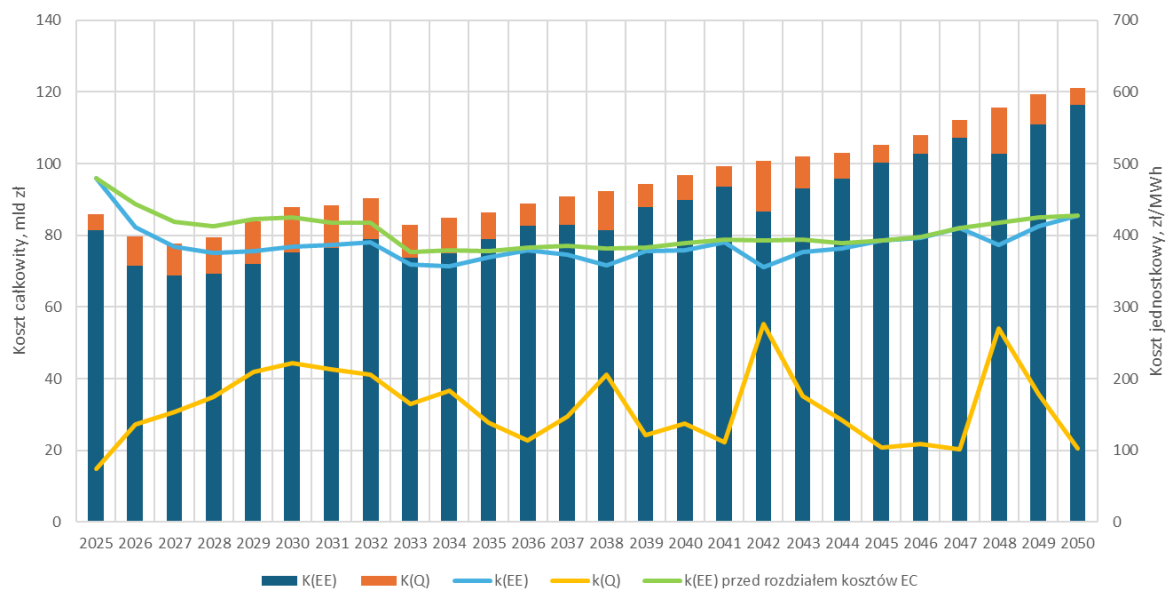


- Udział EC: 84%–94% kosztów systemu ciepłowniczego
- Minimum: **~24 mld zł** w latach 2031–2032
- Maksimum: **~47,5 mld zł** w 2050 r.

Rozdział kosztów wytwarzania skojarzonego

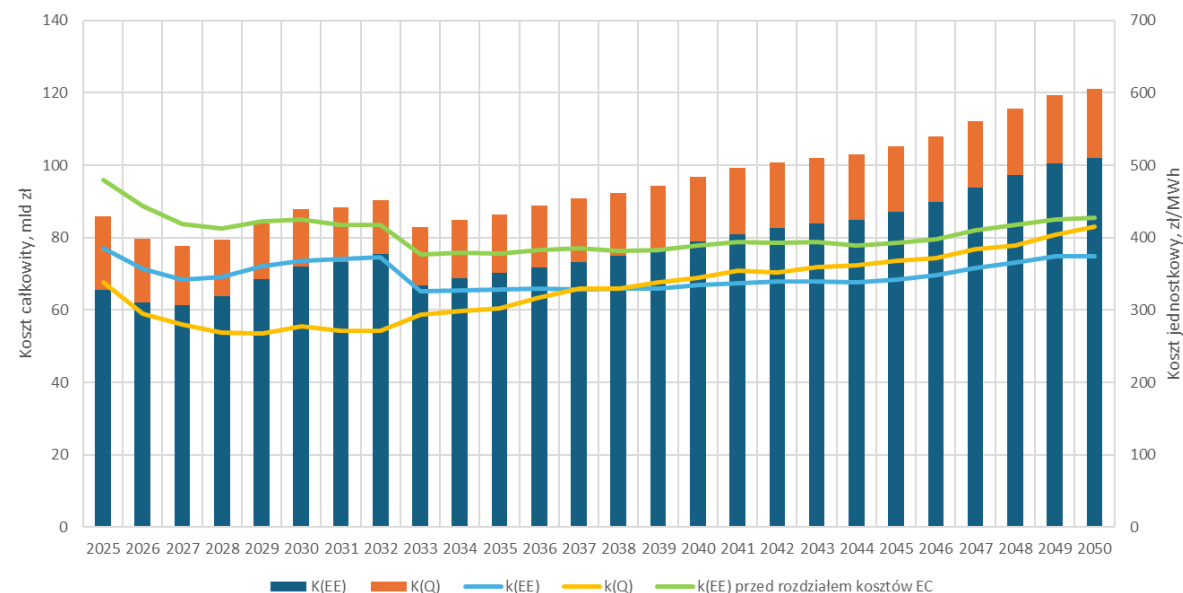
Metoda 1 – „Rynkowa” (koszt uniknięty)

Podstawowy produkt: energia elektryczna wyceniana rynkowo. Koszt ciepła = łączne koszty wytwarzania minus przychód ze sprzedaży EE. Jeśli przychód rynkowy > koszt wytwarzania, całość kosztów przypisywana EE.



Metoda 2 – „Fizyczna”

Koszty wytwarzania skojarzonego dzielone proporcjonalnie do ilości wytworzonego nośnika: energii elektrycznej (EE) i ciepła (Q).



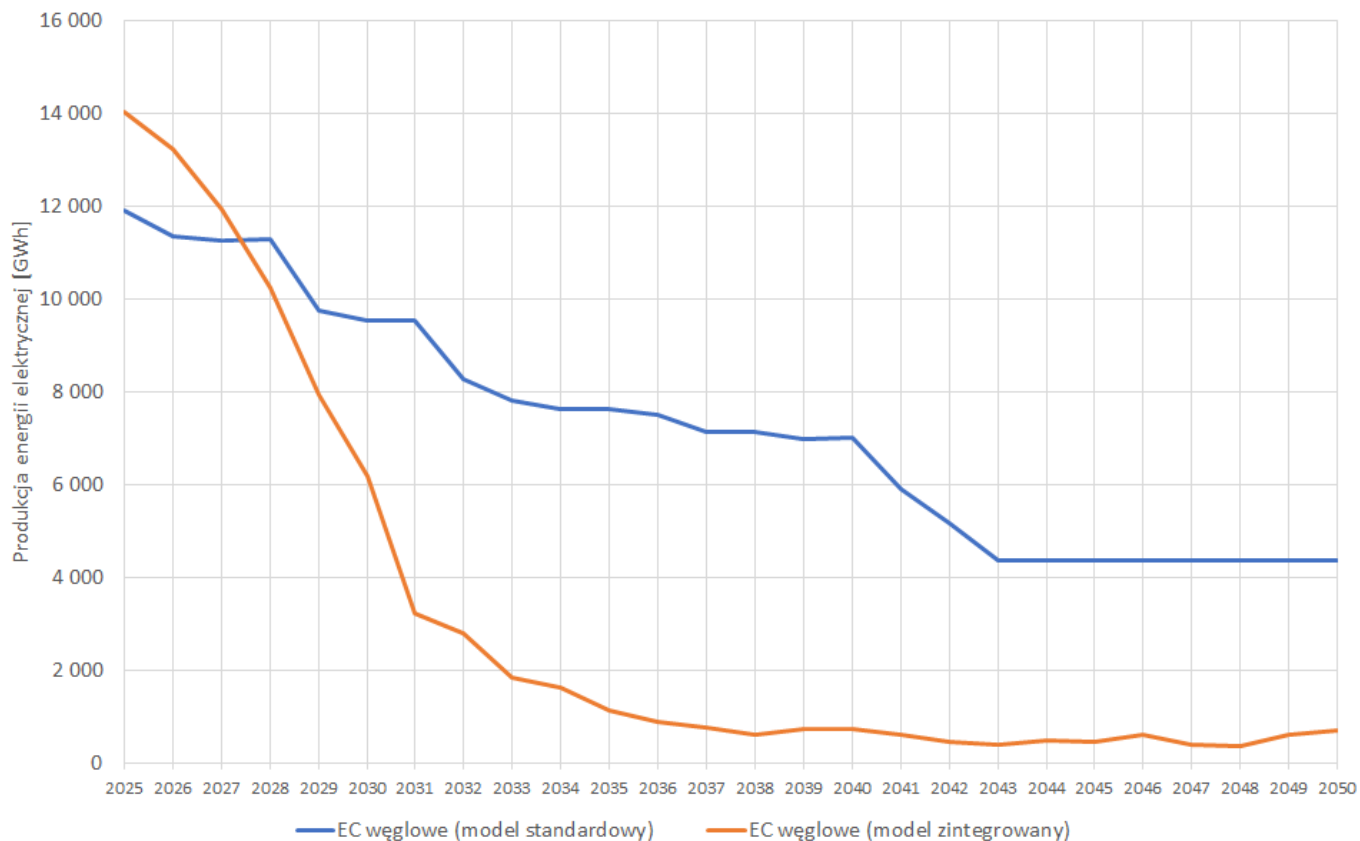
Produkcja EC węglowych – model rozdzielony vs. zintegrowany

Model standardowy (elektroenergetyczny)

Gwałtowny spadek produkcji EC węglowych z ~14 000 000 TWh (2025) do ~1 000 TWh (2035) – wynik zadanego zadanego profilu godzinowego

Model zintegrowany

Wolniejszy spadek do ~4 500 TWh w 2040 r. – EC węglowe pracują na dwa systemy. Od 2035 r. klasyczne klasyczne bloki kogeneracyjne opalane węglem przestają przestają spełniać kryterium wysokosprawnego systemu, systemu, co przyspiesza wzrost udziału nowych EC gazowych i pomp ciepła



04

| Wnioski i podsumowanie

| Spostrzeżenia

Kluczowe obserwacje

- Wyniki w zakresie EE nie odbiegają istotnie od modelu wyłącznie elektroenergetycznego
- Model zintegrowany ujawnia synergiję: poprawa dopasowania grafików pracy EC + zmiana zapotrzebowania na EE od pomp ciepła
- Ograniczenia efektywnego systemu ciepłowniczego (od 2035 r.) mają istotny wpływ na strukturę wytwórczą ciepła już od 2031 r.

Ograniczenia badania

- Brak kalibracji modelu dla roku 2025 – wyniki wstępne
- Udział pomp ciepła zawyżony względem rzeczywistości
- Jedyna jednostka magazynowa ciepła modelowana jako kandydat
- Uproszczenia w modelowaniu sieci ciepłowniczej
- Wyniki ilustracyjne – wymagają dalszego dopracowania modelu

Maksymilian Przygodzki

Katowice BiR PSE Innowacje