

Scenariusze polskiego miksu energetycznego 2040

Cytowanie: Miniszewski, M., Pilszyk, M. (2023), *Scenariusze polskiego miks energetycznego 2040*,
Policy Paper, nr 4, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

Warszawa, listopad 2023 r.

Autorzy: Maciej Miniszewski, Marcelina Pilszyk

Redakcja merytoryczna: Piotr Arak, Paweł Śliwowski, Magdalena Maj

Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska

Projekt graficzny: Anna Olczak

Skład i łamanie: Tomasz Gałązka

Współpraca graficzna: Marcin Stempień

Polski Instytut Ekonomiczny

Al. Jerozolimskie 87

02-001 Warszawa

© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

ISBN 978-83-67575-56-0

Spis treści

Kluczowe liczby	6
Kluczowe wnioski	7
Wprowadzenie	9
Sytuacja polskiego sektora energetycznego.	10
Zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej 2000-2022.	10
Bieżące wyzwania polskiej energetyki.	13
Metodyka i specyfikacja techniczna modelu	17
Matematyczny opis modelu i wykorzystane narzędzia.	17
Założenia modelu	18
Kluczowe ograniczenia modelu	19
Scenariusze miksu elektroenergetycznego	
Polski do 2040 r.	20
Założenia do obliczeń	20
Scenariusz węglowy.	20
Scenariusz OZE	23
Scenariusz PEP2040	25
Podsumowanie	28
Bibliografia	30
Spis tabel, wykresów	31

Szanowni Państwo,

zapraszam do lektury jednej z najciekawszych publikacji PIE, nad którą prace trwały ponad rok. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej w Polsce jest obecnie najwyższy w Unii Europejskiej. Stanowi to poważne wyzwanie, zarówno pod względem realizacji unijnych polityk klimatycznych, jak i konieczności podnoszenia konkurencyjności naszej gospodarki poprzez osiągnięcie niskoemisyjnego miks elektroenergetycznego oraz utrzymanie niskich cen energii elektrycznej.

Projekt ten miał dać odpowiedź na pytanie: jaki scenariusz energetyczny dla Polski jest najtańszy? Co niekoniecznie znaczy najbezpieczniejszy, ale o tym później. Chcieliśmy się skupić na tym, jak szybko ceny poszczególnych technologii mogą determinować decyzje inwestycyjne.

W przeszłości pisaliśmy o scenariuszu węglowym dla Polski, czyli takim, w którym nie decydujemy się na zmniejszanie emisyjności polskiego systemu elektroenergetycznego. **Jest on droższy dla gospodarki, nie tylko przez koszty ETS, ale też przez dodatkowe inwestycje w bloki węglowe i wysokie koszty samego wydobycia.**

Model *PEI Energy Mix* jest narzędziem, które umożliwi nam prognozowanie długoterminowych trendów w sektorze energii elektrycznej, ciepłownictwa i górnictwa węgla w Polsce. Dzięki niemu jesteśmy w stanie analizować różne scenariusze i sugerować, co jest bardziej lub mniej optymalne.

W publikacji, którą Państwu prezentujemy, skupiliśmy się na trzech kluczowych rozwiązaniach: scenariuszu węglowym, scenariuszu OZE oraz scenariuszu PEP2040 z 2023 r. (proponycja aktualizacji *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*). Wyniki naszych analiz są moim zdaniem istotnym wkładem w to, w jaki sposób chcemy kształtować politykę energetyczną Polski po 2023 r.

Scenariusz węglowy, który jest oparty na długotrwałej eksploatacji istniejących elektrowni węglowych i uzupełnianiu koniecznych do wyłączenia mocy nowymi węglowymi, jest najmniej optymalnym rozwiązaniem pod względem kosztów jednostek wytwórczych dla polskiego sektora elektroenergetycznego. Wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych, ale przede wszystkim implikuje wysokie koszty operacyjne, co oznacza utrzymanie wysokich cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. To stanowi poważne wyzwanie dla konsumentów i naszej gospodarki oraz kosztuje ponad 40 proc. więcej niż scenariusz OZE.

Scenariusz OZE z kolei, zakłada dynamiczny rozwój zeroemisyjnych źródeł energii, co wymaga znaczących inwestycji, ale całkowite koszty jego realizacji są mniejsze niż w scenariuszu węglowym – przez niski koszt generacji.

Warto jednak zwrócić uwagę, że produkowanie energii elektrycznej z gazu ziemnego, koniecznego źródła dla stabilizacji OZE w tym scenariuszu, może podlegać wahaniom cen, co jest związane z globalnymi czynnikami rynkowymi. Należy też wziąć pod uwagę konieczność rozwoju przede wszystkim dystrybucyjnych sieci i magazynów energii.

Scenariusz oparty na zaktualizowanych danych *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*, który zakłada budowę elektrowni jądrowej, ma jedynie o kilka procent wyższe nakłady inwestycyjne niż scenariusz OZE. Ten **scenariusz, łączący rozwój OZE z energią jądrową, wydaje się być rozwiązaniem optymalnym, które pozwoli nam osiągnąć niskoemisyjny, stabilny system elektroenergetyczny.** Mimo wyższych kosztów inwestycyjnych na początku, całkowity koszt realizacji scenariusza jest akceptowalny, a cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w dłuższym okresie będzie na relatywnie niskim poziomie. Scenariusz ten jest droższy od scenariusza OZE o około 5 proc., ale też oznacza inną strukturę inwestycji.

Nasza instytucja jest gotowa wspierać dalsze prace nad realizacją optymalnego scenariusza energetycznego dla Polski. Na razie badaliśmy tylko trzy, możliwe że w toku dalszego planu prac nad strategiami energetycznymi będziemy mogli analizować ich więcej. To nie ostatnia publikacja z tej serii i mam nadzieję, że niebawem zaprezentujemy więcej wyników opartych na nowym narzędziu analitycznym PIE.

Z poważaniem,

dr Piotr Arak

Dyrektor Polskiego Instytutu Ekonomicznego

Kluczowe liczby

69,2 proc.

udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce w 2022 r.

107 proc.

wzrost produkcji energii elektrycznej z energii słonecznej z 3,9 TWh do 8,2 TWh w Polsce w latach 2021-2022

5,8 mln t

wolumen importu węgla kamiennego dla polskiego sektora energetyki zawodowej i przemysłowej w 2022 r., podczas gdy zużycie węgla kamiennego w wytworzeniu energii elektrycznej wynosiło ok. 28 mln t

89 proc.

udział emisji CO₂ ze spalania węgla do produkcji energii elektrycznej w stosunku do całkowitych emisji sektora wytwarzania energii elektrycznej

Tabela 1. Całkowity koszt realizacji scenariuszy miks elektroenergetycznego w Polsce do 2040 r. i cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r.

Scenariusz węglowy

1375,0 mld PLN

koszt realizacji

738,4 PLN/MWh

cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r.

Scenariusz PEP2040

1010,4 mld PLN

koszt realizacji

331,6 PLN/MWh

cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r.

Scenariusz OZE

896,0 mld PLN

koszt realizacji

251,3 PLN/MWh

cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r.

Źródło: opracowanie własne PIE.

Kluczowe wnioski

- **Polska może być unijnym liderem wzrostu OZE.** Choć węgiel w okresie od stycznia do sierpnia 2023 r. stanowił 59 proc. produkcji energii w polskim systemie elektroenergetycznym, to wdrażanie technologii zeroemisyjnych w Polsce jest jednym z najszybszych na świecie. Jeszcze w 2013 r. moc zainstalowana paneli fotowoltaicznych nie przekraczała 3,5 MW, by dekadę później wzrosnąć aż ok. 4000 razy. Przyrost energii elektrycznej wyprodukowanej w tej technologii w latach 2021-2022 był trzeci na świecie. Produkcja energii elektrycznej z OZE w okresie od stycznia do sierpnia 2023 r. wyniosła 28,2 TWh (w porównaniu z 17,1 TWh w 2013 r.), co stanowiło 26 proc. całkowitej produkcji energii elektrycznej.
- **Potencjał i zainteresowanie inwestycjami w OZE jest większe niż możliwości sieci dystrybucyjnych.** W latach 2021-2022 operatorzy tych sieci odmówili wydania warunków przyłączenia dla 10 775 źródeł o łącznej mocy 65,6 GW. Jest to ponad 20 razy więcej odmów i o 10 razy większa sumaryczna ich moc niż dekadę wcześniej. Poza problemami technicznymi, wymagającymi inwestycji, barierą są kwestie administracyjne i regulacyjne.
- **Wyzwania dla sektora elektroenergetycznego dotyczą zarówno mocy węglowych, jak i odnawialnych.** Niezależnie od przyjętego modelu rozwoju sektora elektroenergetycznego, 60 proc. mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych, ze względu na ich wiek, do 2030 r. będzie musiało być wyłączonych z eksploatacji. Wydobycie energetycznego węgla kamiennego w Polsce spadło o 64 proc. w latach 1990-2022. Ze względu na politykę klimatyczną i rosnące koszty, proces ten jest coraz mniej opłacalny.
- **Według wyników modelu PEI Energy Mix w scenariuszu węglowym zakładającym utrzymanie i powstanie nowych elektrowni węglowych, łączne koszty operacyjne i inwestycyjne mocy wytwórczych wynoszą najwięcej spośród badanych trzech wariantów: 1357,3 mld PLN.** Wytwarzanie energii elektrycznej z węgla na poziomie 55 proc. w 2040 r., wymaga inwestycji 273 mld PLN w nowe moce wytwórcze. Zakładamy, że uzupełnienie brakujących mocy mają stanowić już zaplanowane projekty w OZE i źródła gazowe w wysokości 202 mld PLN. Pozostała część wydatków do 2040 r. – 882,3 mld PLN – to koszty zmienne funkcjonowania elektrowni, na które składa się głównie koszt paliwa i uprawnień do emisji dla elektrowni węglowych oraz koszty modernizacji. Wysokie koszty zmienne powodują gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym – w 2040 r. cena wzrasta do 738 PLN/MWh z 571 PLN/MWh w 2022 r. i 230 PLN/MWh w 2019 r.
- **Koszty inwestycyjne i operacyjne realizacji scenariusza OZE są prawie dwukrotnie mniejsze od scenariusza węglowego, a cena energii elektrycznej – trzykrotnie.** Osiągnięcie 80 proc. udziału OZE, głównie w elektrowniach wiatrowych i słonecznych oraz 19 proc. udziału energii ze

źródeł gazowych w 2040 r. wymaga nakładów finansowych w nowe moce wytwórcze rzędu 723 mld PLN. Łącznie z kosztami zmiennymi realizacja tego scenariusza wymaga nakładów 963 mld PLN. Mimo wyższych kosztów inwestycyjnych niż w scenariuszu węglowym, niskie koszty zmienne skutkują w 2040 r. ceną energii wynoszącą 251 PLN/MWh.

- **Realizacja scenariusza PEP2040 do prekonsultacji aktualizacji KPEIK wymaga podobnych nakładów inwestycyjnych jak w przypadku scenariusza OZE, ale przy wyższych kosztach zmiennych.** Za pomocą modelu *PEI Energy Mix* oszacowaliśmy koszty operacyjne i inwestycyjne realizacji scenariusza PEP2040 w wysokości 1010,4 mld PLN, z czego 695 mld PLN to koszty inwestycyjne, w 1/4 dotyczące projektów elektrowni jądrowych i prawie 3/4 OZE. Cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r. szacujemy na 334,3 PLN/MWh.
- **Analiza wariantowa udziału poszczególnych źródeł energii elektrycznej wskazuje, że optymalny pod względem kosztów operacyjnych i inwestycyjnych mocy wytwórczych jest jak największy udział mocy wiatrowych i słonecznych.** Do pełnej oceny realizacji przedstawionych scenariuszy konieczne jest uwzględnienie innych wymiarów kosztowych, związanych m.in. z koniecznością rozbudowy infrastruktury sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Ze względu na ich okres użytkowania dotyczy to każdego scenariusza, jednak – co już wykazują dane URE – szczególnie wdrażanie OZE wymaga usprawnienia linii średniego i niskiego napięcia. Scenariusz aktualizacji PEP2040 zakłada budowę o 54 GW mocy mniej w niestabilnych źródłach niż w scenariuszu OZE, w zamian oferując budowę elektrowni jądrowej. Jest to mniejsze wyzwanie dla integracji nowych mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Jednocześnie różnica całkowitych kosztów wdrożenia i funkcjonowania jednostek wytwórczych w obu scenariuszach (PEP2040 i OZE) jest rzędu 5 proc. Wynika to m.in. z mniejszego współczynnika wykorzystania mocy niestabilnych OZE, przez co, żeby uzyskać tę samą ilość wyprodukowanej energii potrzeba większej mocy zainstalowanej niż w przypadku elektrowni jądrowych.
- **Utrzymywanie i budowa nowych mocy węglowych skutkuje kilkukrotnie większym obciążeniem dla odbiorców końcowych energii niż w przypadku ich stopniowego wyłączenia.** Nasze szacunki dotyczące cen hurtowych energii elektrycznej są obarczone wysoką niepewnością, poza uproszczoną metodyką liczenia, wynikającą głównie ze zmiennych cen paliw kopalnych i uprawnień do emisji. Jednak nawet przy umiarkowanych założeniach projekcji tych cen, średnioroczna cena hurtowa energii elektrycznej byłaby rekordowo wysoka na polskiej giełdzie, jeszcze wyższa niż obserwowana podczas trwającego kryzysu energetycznego.

Wprowadzenie

Prawie 70 proc. produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2022 r. pochodziło z węgla, a z paliw kopalnych łącznie blisko 80 proc. Mimo malejącej roli węgla, polski sektor elektroenergetyczny pozostaje jednym z najbardziej emisyjnych spośród krajów Unii Europejskiej. Obniża to konkurencyjność polskiej gospodarki względem innych państw regionu w związku z rosnącymi cenami energii elektrycznej i motywacją przedsiębiorstw do stosowania czystej energii na każdym etapie łańcucha dostaw.

Celem niniejszego raportu jest przedstawienie ilościowych skutków modelowych ścieżek zmian miksu elektroenergetycznego w Polsce do 2040 r. i związanych z tym kosztów inwestycyjnych. Transformacja energetyczna jest niezbędna dla rozwoju współczesnych gospodarek. Z tego powodu istotna wydaje się również otwarta dyskusja o metodach przemiany sektora elektroenergetycznego w Polsce na podstawie danych.

W tym celu stworzyliśmy w Polskim Instytucie Ekonomicznym model miksu elektroenergetycznego *PEI Energy Mix*, który służy do prognozowania za pomocą optymalizacji funkcji kosztowej długoterminowych trendów w sektorze energii elektrycznej, ciepłownictwa i górnictwa węgla energetycznego w Polsce. Model umożliwia ilościową ocenę skutków wprowadzanych regulacji sektora energetycznego na poziomie unijnym czy krajowym, dzięki czemu może wspierać strategiczny proces decyzyjny w sektorze energetyki krajowej.

W niniejszym opracowaniu najpierw analizowaliśmy aktualną sytuację polskiego sektora energetycznego, w tym zmiany struktury miksu elektroenergetycznego po 2000 r. i podsumowaliśmy bieżące wyzwania w polskiej energetyce. Następnie opisaliśmy specyfikację techniczną modelu *PEI Energy Mix* wraz z jego założeniami i ograniczeniami. Wykorzystaliśmy model do ilościowej oceny trzech scenariuszy rozwoju miksu elektroenergetycznego w Polsce: pozostania przy węglu, jako głównym źródle wytwarzania energii elektrycznej, inwestycji zgodnych z założeniami PEP2040 oraz przyspieszonego rozwoju OZE w Polsce. W porównaniu **skupiliśmy się na całkowitych kosztach inwestycyjnych i cenie energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r.**, ponieważ będzie to jeden z kluczowych wskaźników konkurencyjności gospodarki w przyszłości.

Na koniec podsumowaliśmy wyniki modelowania i przedstawiliśmy wnioski oparte na danych uzyskanych w obliczeniach.

Sytuacja polskiego sektora energetycznego

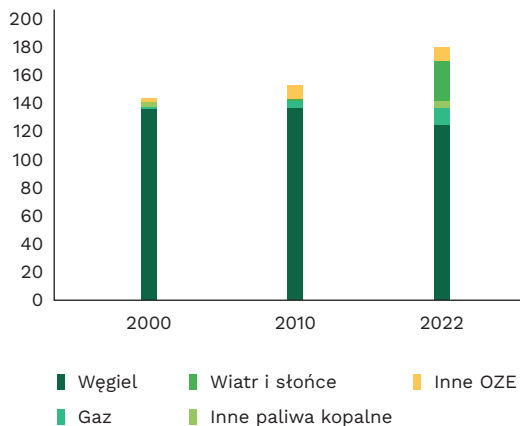
Zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej 2000-2022

Węgiel stanowił 69,2 proc. produkcji energii w polskim systemie elektroenergetycznym w 2022 r. Łącznie paliwa kopalne odpowiadały za 79,0 proc. miksu elektroenergetycznego. Choć w latach 2000-2022 w Polsce udział ten spadł o 19,4 pkt. proc. (z 98,4 proc.), to w 2022 r. dalej był drugi w Unii Europejskiej (wykres 1). W pierwszej połowie 2023 r. paliwa kopalne stanowiły 75 proc. polskiego miksu elektroenergetycznego, w tym sam węgiel – 64,8 proc.

Polska może być unijnym liderem wzrostu OZE. Jeszcze w 2013 r. moc paneli fotowoltaicznych nie przekraczała 3,5 MW mocy zainstalowanej, tj. ok. 4000 razy mniej niż dekadę później. Obecnie dynamika wzrostu pozostaje wysoka – w latach 2021-2022 produkcja energii elektrycznej z energii słonecznej zwiększyła się w Polsce ponad dwukrotnie z 3,9 TWh do 8,2 TWh (+107 proc.). Był to trzeci największy wzrost na świecie po Kenii i Litwie. Łącznie produkcja energii elektrycznej z OZE wzrosła w latach 2021-2022 o 23,5 proc. (z 30,6 TWh do 37,7 TWh), osiągając 21 proc. miksu.

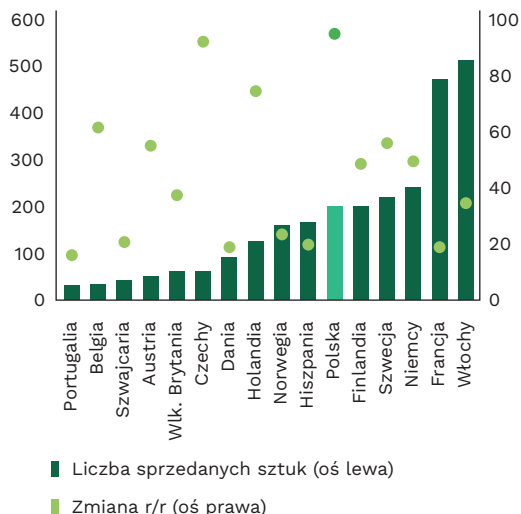
Jednocześnie w Polsce dynamicznie rozwija się rynek pomp ciepła. Według EHPA (European Heat Pump Association) w 2022 r. sprzedano 195 tys. pomp ciepła do ogrzewania, co dało najwyższy wzrost w ujęciu rocznym w Europie – o 102 proc. (wykres 2) (EHPA, 2023). Według danych PORT PC (2023), liczba sprzedanych pomp sięgnęła ponad 203 tys., w tym 188 tys. typu powietrze/woda (c.o. i c.w.u.), których dynamika wzrostu sprzedaży jest najwyższa (90-krotny wzrost w latach 2013-2022).

Wykres 1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2000, 2010 i 2022 (w TWh)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Ember.

Wykres 2. Sprzedaż pomp ciepła w 2022 r. (w tys.) i dynamika wzrostu r/r (w proc.) w wybranych krajach



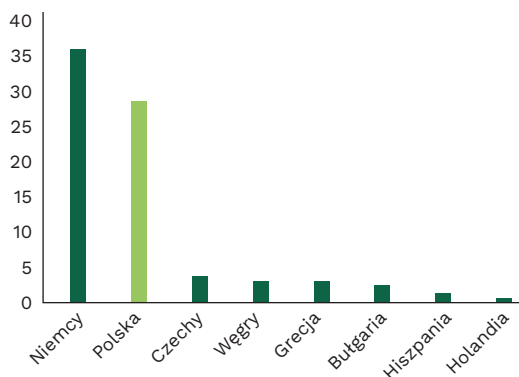
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych EHPA.

W 1982 r. rozpoczęto w Polsce prace nad powstaniem siłowni jądrowej, jednak 9 lat później rząd postawił budowę w stan likwidacji z przyczyn społeczno-gospodarczych (IPN, 2023). **Brak energetyki jądrowej i silny sektor górniczy na lata utrwały polski miks elektroenergetyczny oparty na węglu wysokoemisyjnym.**

W 2021 r. złoża węgla w Polsce wynosiły 28,5 mld t, były drugie największe w UE i dziewiąte na świecie (wykres 3) (EIA, 2023). Mimo to, ze względu na politykę klimatyczną oraz rosnące koszty, wydobywanie krajowe jest coraz mniej opłacalne. **Wydobycie węgla kamiennego w Polsce spadło o 64 proc. – do 53 mln t w latach 1990-2022.** Udział Polski w produkcji unijnej wzrósł jednak z 53 proc. do 97 proc. (wykres 4).

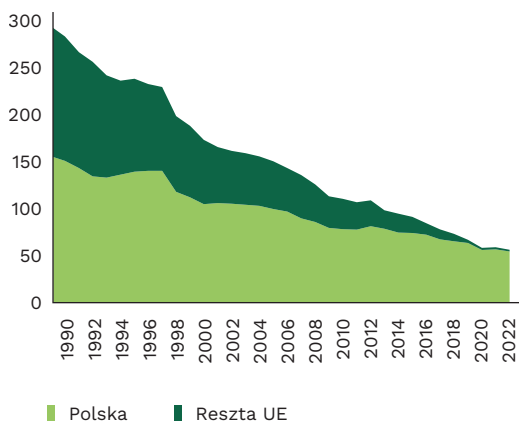
Polska w 2022 r. importowała 16,7 mln t węgla kamiennego, w tym 5,8 mln t dla odbiorców z sektora energetyki zawodowej i przemysłowej (ARP, 2023). Zapotrzebowanie na węgiel kamienny w produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2022 r. wyniosło natomiast ok. 28 mln t.

Wykres 3. Złóża węgla w wybranych krajach UE w 2021 r. (w mld t)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych EIA.

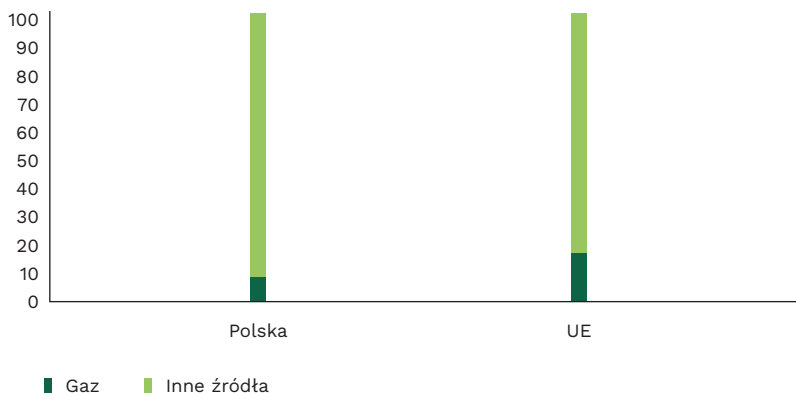
Wykres 4. Wydobywanie węgla kamiennego w Polsce i UE (w mln t)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Eurostatu.

Do produkcji energii elektrycznej w Polsce wykorzystano ok. 1,7 mld m³ gazu w 2022 r., czyli 10 proc. jego całkowitego zużycia. W pierwszej połowie 2023 r. udział gazu w miksie elektroenergetycznym wyniósł 8,5 proc., a 16,9 proc. w UE (wykres 5). Dostawy gazu do Polski pochodzą z różnych kierunków, z przewagą importu gazociągami Baltic Pipe. Od stycznia do lipca 2023 r. import gazociągami Baltic Pipe i dostawy do terminala LNG stanowiły po ok. 40 proc. łącznego importu. Poza importem zapotrzebowanie w ok. 20 proc. może być uzupełniane ze źródeł krajowych.

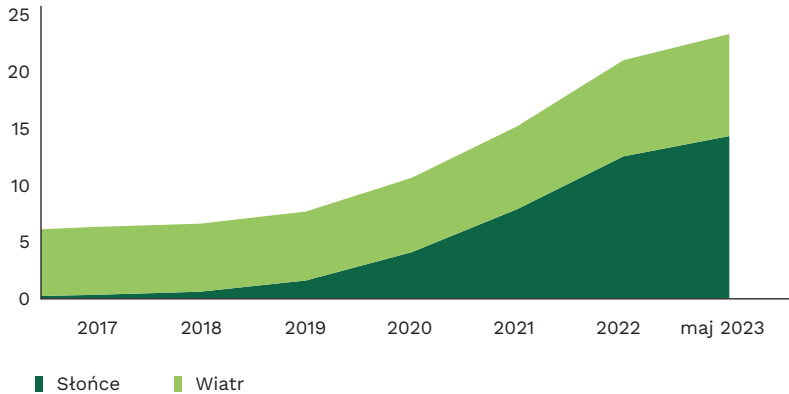
Wykres 5. Udział gazu w miksie elektroenergetycznym Polski i UE w okresie styczeń-czerwiec 2023 r. (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie Ember.

Moc zainstalowana w fotowoltaice i energetyce wiatrowej w maju 2023 r. stanowiła 22,7 GW, czyli 36,3 proc. mocy zainstalowanych w Polsce (wykres 6) (ARE, 2023). Inwestycje w energetykę słoneczną przyspieszyły w 2019 r., gdy rozpoczęto pierwszą edycję programu „Mój prąd”, dzięki któremu można było uzyskać dofinansowanie do zakupu paneli fotowoltaicznych, a obecnie również pomp ciepła. W marcu 2023 r. Prezydent podpisał ustawę liberalizującą zasadę 10H¹ dotyczącą inwestycji w lądową energetykę wiatrową. Do 2030 r. może się to przełożyć na dodatkowe 2-3 GW mocy zainstalowanej.

Wykres 6. Moce zainstalowane w energetyce słonecznej i wiatrowej w Polsce (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: ARE (2023).

Bieżące wyzwania polskiej energetyki

Wyzwaniem dla polskiej energetyki jest nie tylko zwiększanie udziału OZE, lecz także realizacja tego celu przy zapewnieniu stabilności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa energetycznego kraju.

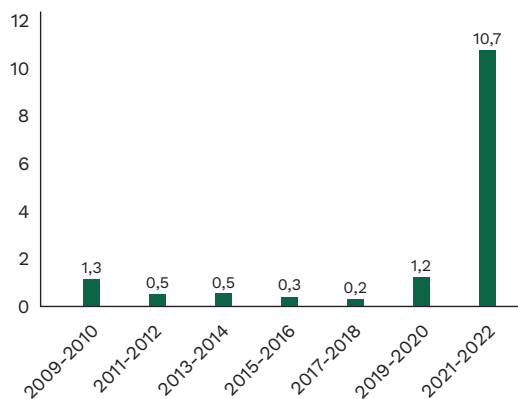
Według prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040, moc zainstalowana w fotowoltaice w 2040 r. ma wynieść 45 GW (poprzednio 9,8 GW) i lądowej energetyce wiatrowej (*onshore*) – 19,9 GW (poprzednio 6,9 GW). Obecna liberalizacja zasady 10H dotycząca *onshore*, ma umożliwić realizację zakładanych celów w strategii, jednak **wprowadzenie minimalnej odległości na poziomie 500 m pozwoliłoby według doniesień branżowych na ponad 25-krotne zwiększenie dostępności terenów pod inwestycje wiatrowe** w porównaniu z 9-krotnym zwiększeniem w przypadku obecnej wartości – 700 m.

¹ Minimalna odległość turbin wiatrowych od budynków mieszkalnych była równa dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu tej elektrowni przy maksymalnym wzniesieniu łopaty wirnika.

Gwałtowny wzrost mocy zainstalowanych OZE będzie wymagał zwiększenia pojemności magazynów energii w celu stabilizacji systemu. W proponowanej aktualizacji strategii PEP2040 zakłada się w tym celu budowę 3,5 GW nowych elektrowni szczytowo-pompowych i 5 GW magazynów energii. W maju 2023 r. w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym zarejestrowanych było 1,4 GW elektrowni szczytowo-pompowych.

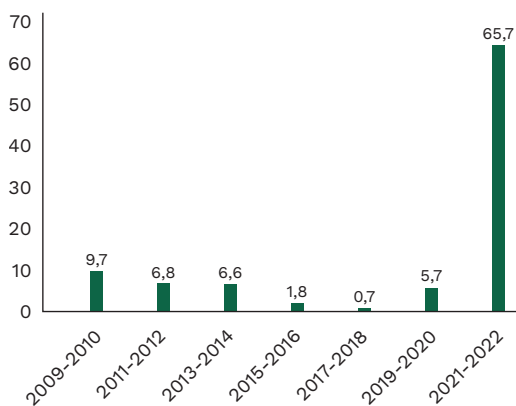
Brak inwestycji w krajowe sieci elektroenergetyczne i interkonektory² oraz odpowiednich regulacji może ograniczyć rozwój OZE w Polsce. W latach 2021-2022 odnotowano 10 775 odmów przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej (wykres 7), o łącznej mocy przyłączeniowej 65,6 GW (wykres 8), czyli ok. 22 razy więcej odmów na prawie 10-krotnie wyższą moc przyłączeniową niż w latach 2011-2012. Według URE nakłady finansowe na sieci przesyłowe i dystrybucyjne w Polsce w 2022 r. wzrosły do 9,4 mld PLN w porównaniu z 7,2 mld PLN rok wcześniej. W 2021 r. zrealizowano 80 proc. zakładanego planu budżetowego, a w 2022 r. niecałe 91 proc. Wartość już realizowanych i planowanych inwestycji Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) do końca 2036 r. ma sięgnąć 61,8 mld PLN (URE, 2023). Natomiast nowelizacja ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, podpisana w lipcu 2023 r., ma uprościć procedury administracyjne. Dodatkowo poprawka o współdzieleniu sieci (*cable pooling*) umożliwi przyłączenie dodatkowych 5 GW OZE bez rozbudowy sieci.

Wykres 7. Liczba powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej (w tys.)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych URE.

Wykres 8. Moc przyłączeniowa obiektów, które nie uzyskały zgody na przyłączenie do sieci (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych URE.

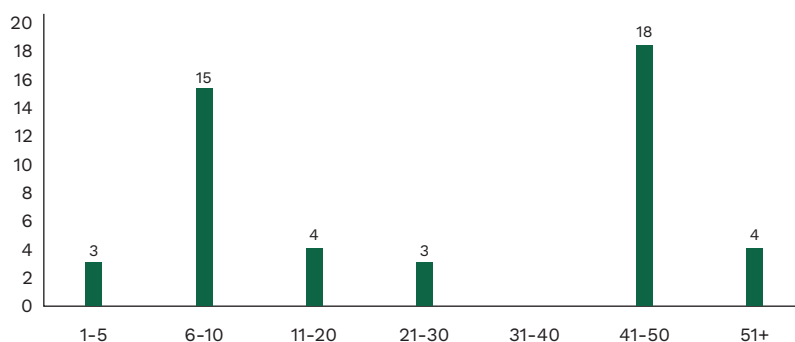
² Interkonektory to transgraniczne kable wysokiego napięcia, które łączą krajowe sieci energetyczne w Europie.

Wyzwaniem dla polskiej energetyki będzie również ukończenie realizacji projektów wielkoskalowych. Moce zainstalowane w morskiej energetyce wiatrowej mają wynieść 17,9 GW w 2040 r. zamiast 9,6 GW zakładanych w jeszcze obowiązującej wersji PEP2040. Realizacja tego celu, podobnie jak budowa elektrowni jądrowej, będzie wymagała od decydentów organizacji odpowiedniej kadry, uruchomienia łańcucha dostaw potrzebnych komponentów oraz przygotowania projektu pod kątem prawnym i środowiskowym, a przede wszystkim finansowym.

Zwiększenie mocy jądrowych ma zapewnić polskiemu systemowi elektroenergetycznemu stabilne dostawy taniej energii elektrycznej. W związku z kryzysem energetycznym i agresją Rosji na Ukrainę plany dotyczące wykorzystania gazu jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej zostały zrewidowane (w porównaniu z wcześniejszymi prognozami zużycie gazu w elektrowniach i elektrociepłowniach zredukowano o ok. 37 proc. w 2030 r. i 45 proc. w 2040 r.). Według proponowanej prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040, **do czasu powstania reaktorów jądrowych sektor wytwarzania energii będzie musiał być oparty w większej części na węglu.**

Utrzymanie obecnej infrastruktury wytwarzania energii elektrycznej z węgla i dostosowanie jej do współpracy z OZE będzie wymagało modernizacji bloków węglowych. Średni wiek elektrowni węglowej w Polsce (od uruchomienia 1. bloku) to blisko 50 lat. Elektrownie, które zostały wybudowane ponad 50 lat temu odpowiadają za ok. 30 proc. zainstalowanej mocy. Z wybudowanych w latach 70. i 80. ponad 60 bloków klasy 200 MW w eksploatacji pozostaje 47 jednostek (wykres 9). Ich łączna moc osiągalna wynosi 10,85 GW, co stanowi ok. 20 proc. całkowitej mocy wytwórczej KSE oraz ok. 39 proc. mocy jednostek centralnie dysponowanych (JWCD), którymi zarządza operator do bilansowania systemu elektroenergetycznego. Planowane modernizacje obejmą prawdopodobnie ok. 20–30 tych bloków węglowych (CIRE, 2022).

Wykres 9. Liczba bloków węglowych względem wieku (czas od ostatniej głębokiej modernizacji)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych ARE.

Jednocześnie, wobec rosnących cen praw do emisji CO₂, wyraźnie powyżej 50 EUR/t CO₂ i końca bezpłatnych uprawnień do emisji m.in. dla branży cementowej w 2034 r., **bardziej opłacalne stają się inwestycje w technologie przechwytywania i składowania CO₂ (CCS/CCUS).**

Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) do 2030 r. operacyjna i planowana roczna zdolność przechwytywania w Europie ma wzrosnąć 40-krotnie, do 95 Mt CO₂ z 2,4 Mt CO₂ w 2022 r. Jednym z liderów sektora w UE jest Dania, która w 2023 r. otrzymała zgodę Komisji Europejskiej na dofinansowanie projektów CCS kwotą 1,1 mld EUR. Rząd w Kopenhadze, oprócz subsydiowania magazynowania CO₂, wydaje licencje na poszukiwanie miejsca do składowania CO₂ na terenie Morza Północnego.

Transformacja energetyczna musi być procesem sprawiedliwym i akceptowalnym społecznie. Z jednej strony wymaga to podpisania umów społecznych ze stopniowo zamykanym sektorem górniczym, którego pracownicy będą zmuszeni do przebranżowienia, a z drugiej zapobiegania zbyt gwałtownym wzrostom cen energii, które szczególnie obarczają najuboższych. Według Bruegela (2023) kraje Unii od września 2021 r. do stycznia 2023 r. wydały na łagodzenie skutków kryzysu energetycznego dla gospodarstw domowych i firm prawie 540 mld EUR. Mimo to w 2022 r. odsetek obywateli UE deklarujących, że nie są w stanie dostatecznie ogrzać mieszkania, wzrósł z 6,9 proc. do 9,3 proc. (PIE, 2023). W Polsce w 2023 r. ceny energii elektrycznej netto zostały zamrożone na poziomie z poprzedniego roku, jednak zakładamy częściowe wycofanie wsparcia, co powinno przełożyć się na wzrost cen energii o ok. 17,4 proc. w 2024 r. (Druchin i in., 2023). Wzrost cen energii może doprowadzić do zwiększenia poziomu ubóstwa energetycznego i wzbudzić negatywne nastroje wobec narzędzi polityk klimatycznych, w tym opłat za prawa do emisji CO₂.



Metodyka i specyfikacja techniczna modelu

Matematyczny opis modelu i wykorzystane narzędzia

Model PEI Energy Mix jest narzędziem analitycznym służącym do prognozowania długoterminowych trendów w sektorze energii elektrycznej, ciepłownictwa i górnictwa węgla w Polsce za pomocą optymalizacji funkcji kosztowej. Celem jego stworzenia było wsparcie procesu decyzyjnego o charakterze strategicznym, który dotyczył kompleksowego podejścia do energetyki krajowej. Jednocześnie model pozwala na ocenę ilościowych skutków wprowadzonych regulacji klimatycznych.

Funkcją celu modelu PEI Energy Mix, która podlega minimalizacji, jest zdyskontowana stopą dyskonta d suma kosztów ze wszystkich sektorów ujętych w modelu. Oznacza to, że model szuka optymalnego rozwiązania, czyli końcowego kosztu przeprowadzonych inwestycji, przy zadanym horyzoncie czasowym i założeniach. Stopa dyskontowa umożliwia przeliczenie przyszłej wartości kapitału na jej wartość bieżącą.

$$TOTAL\ COST = \sum_{y=start\ yr}^{end\ yr} \left[\begin{aligned} & (tot\ gen\ cost(y) + tot\ hob\ cost(y) + tot\ mine\ cost(y) \\ & + tot\ external\ cost(y) + tot\ grid\ cost(y) + tot\ store\ cost(y) \\ & + tot\ dsr\ cost(y)) \frac{1}{(1 + d)^{(y-start\ yr)}} \end{aligned} \right] \rightarrow min,$$

gdzie:

$tot\ gen\ cost(y)$ – zagregowany koszt sektora elektrowni i elektrociepłowni dla danego roku y , który jest wyliczony jako suma ich operacyjnych kosztów zmiennych, kosztów stałych, nakładów inwestycyjnych na nowe jednostki, kosztów emisji CO₂ oraz kosztów paliwa wraz z transportem (w EUR),

$tot\ hob\ cost(y)$ – zagregowany koszt sektora ciepłowni dla danego roku y , liczony podobnie jak w przypadku sektora elektrowni i elektrociepłowni (w EUR),

$tot\ mine\ cost(y)$ – całkowity koszt kopalni, czyli sumę kosztów operacyjnych zmiennych i stałych, emisji metanu oraz kosztów wygaszenia kopalni (jeśli takowe nastąpią) pomniejszone o przychód ze sprzedaży paliwa (w EUR),

$tot\ external\ cost(y)$ – całkowite roczne koszty bilansowania sieci przez wymianę handlową energii elektrycznej z zagranicą (w EUR),

$tot\ grid\ cost(y)$ – całkowite roczne koszty nowych linii przesyłowych (w EUR),

$tot\ store\ cost(y)$ – całkowite roczne koszty magazynów energii, zdefiniowane przez sumę kosztów zmiennych, kosztów stałych oraz nakładów poniesionych na budowę nowych układów magazynowania (w EUR),

$tot\ dsr\ cost(y)$ – całkowite roczne koszty funkcjonowania **Demand Side Response** (DSR) (w EUR),

$start\ yr$ i $end\ yr$ – odpowiednio pierwszy i ostatni rok badanego horyzontu czasowego.

Model PEI Energy Mix jest zbudowany na podstawie liniowej optymalizacji algebraicznej. Problem został sformułowany jako zagadnienie liniowe ze zmiennymi całkowitoliczbowymi, co pozwala na odwzorowanie złożonych ograniczeń technicznych i zależności rynkowych, przy jednoczesnym zagwarantowaniu, że otrzymane rozwiązanie będzie bliskie rozwiązaniu optymalnemu globalnie. Kod optymalizatora został zapisany w języku GAMS (*general algebraic modeling system*), a do obliczeń wykorzystaliśmy solver CPLEX.

GAMS jest systemem modelowania wysokiego poziomu służącym do optymalizacji matematycznej. Umożliwia użytkownikowi tworzenie dużych i złożonych modeli, a jednocześnie łatwych w utrzymaniu i aktualizacji.

Założenia modelu

W modelu uwzględniliśmy:

- wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach, ciepłowniach i elektrociepłowniach,
- wydobycie i transport węgla kamiennego i brunatnego,
- przesyłanie energii elektrycznej siecią krajową i interkonektorami.

Wyniki końcowe uwzględniają zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowych odbiorców końcowych i przedstawiają całkowity koszt inwestycji w optymalnym mieszkaniu elektroenergetycznym przy zadanych założeniach, w tym koszty produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Nadrzędnym celem modelu jest minimalizacja całkowitych długoterminowych kosztów we wszystkich wymienionych sektorach, w całym horyzoncie modelu, przy jednoczesnym respektowaniu ograniczeń technicznych i biznesowych.

Model PEI Energy Mix traktuje zapotrzebowanie na energię elektryczną jako agregat bez rozróżnienia typu odbiorcy końcowego. Pod uwagę jest brana lokalizacja zgłaszanego zapotrzebowania, którą zaimplementowano

w węzłowej strukturze sieci. Oznacza to, że każdemu obszarowi jest przypisane lokalne zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło oraz są umieszczone w danej lokalizacji jednostki wytwórcze. Arbitralny podział krajowego systemu elektroenergetycznego na strefy oparto na podziale administracyjnym na województwa. W przypadku ciepła sieciowego zapotrzebowanie danego węzła (strefy) musi być zaspokojone przez wytwórców lokalnych. W przypadku energii elektrycznej możliwy jest transfer między sąsiadującymi ze sobą strefami w ramach dostępnych zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych na podstawie danych udostępnianych przez PSE dotyczących sieci KSE. Istnieją też połączenia transgraniczne z państwami ościennymi.

Osobnym typem jednostki, uznanym dla celów modelowania za źródło energii elektrycznej, stosowanym w modelu *PEI Energy Mix*, są magazyny energii elektrycznej. W przeciwieństwie do generatorów, które do produkcji energii zużywają paliwa, magazyny w pewnych okresach zapewniają pokrycie zapotrzebowania, zaś w innych zgłaszają dodatkowe zapotrzebowanie w celu ich ładowania. Dla każdego z magazynów zakładamy, że bilans energii zużytej na jego ładowanie i rozładowanie oraz na straty cyklu ładowania w ciągu roku musi być równy zeru. Do jednostek magazynowania energii – oprócz akumulatorów elektrycznych – zaliczamy turbiny i ogniwa wodorowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe.

Wykorzystanie DSR jest modelowane przez wyznaczenie dla każdego roku kalendarzowego pewnego procentowego potencjału mocy szczytowej zapotrzebowania. Potencjał ten stanowi maksymalne możliwe do zredukowania zapotrzebowanie, pod warunkiem poniesienia z góry określonego kosztu jednostkowego, odzwierciedlającego stratę konsumentów wynikającą z konieczności redukcji konsumpcji energii.

Kluczowe ograniczenia modelu

Model *PEI Energy Mix* to model optymalizacyjny. Oznacza to, że prognozowany miks elektroenergetyczny w zadanych latach jest optymalną strukturą wytwarzania energii elektrycznej przy pewnych założeniach, a nie wybranymi odgórnie wartościami. Model tym samym służy do oceny ilościowej, w tym do obliczania potrzebnych inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, dla zadanych ograniczeń i warunków wejściowych.

Wśród zmiennych wejściowych, które podlegają zmianom przez użytkownika modelu, znajdują się jednostkowe dane jednostek wytwórczych, magazynów energii, ciepłowni, kopalni węgla oraz połączeń elektroenergetycznych wewnątrz krajowych i transgranicznych. Określana jest również ścieżka zmian zapotrzebowania na energię elektryczną oraz potencjał redukcji zapotrzebowania (DSR). **Możliwa jest również zmiana prognozowanych cen surowców, w tym węgla i gazu oraz praw do emisji CO₂.**

W celu stworzenia scenariuszy użytkownik modelu, oprócz zmiany danych wejściowych, może wprowadzić również dodatkowe **ograniczenia, w tym dla maksymalnego udziału węgla i minimalnego udziału OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej** czy dla maksymalnych możliwości technicznych wychwytywania emisji CO₂.

Scenariusze miks elektroenergetycznego Polski do 2040 r.

Założenia do obliczeń

W całkowitych kosztach realizacji analizowanych scenariuszy uwzględniamy:

- koszty stałe i zmienne utrzymania mocy produkcyjnych,
- koszt modernizacji elektrowni i elektrociepłowni węglowych,
- jednostkowe nakłady inwestycyjne.

W analizie nie uwzględniamy kosztu modernizacji i rozbudowy sieci przesyłowych.

Prognozy cen paliw, uprawnień do emisji CO₂, jednostkowe koszty stałe i zmienne dla elektrowni, zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE oraz średnioroczną sprawność wytwarzania energii elektrycznej przyjęliśmy na podstawie danych z załącznika 2 do PEP2040 z dn. 02.02.2021. Zgodnie z tymi danymi założenia cen uprawnień do emisji CO₂ w 2030 r. wynoszą 150 EUR/t, a w 2040 r. aż 250 EUR/t. Dane zostały zwaloryzowane o skumulowany wskaźnik inflacji w latach 2020-2022. Do obliczeń przyjęliśmy kurs EUR/PLN na poziomie 4,65.

Scenariusz węglowy

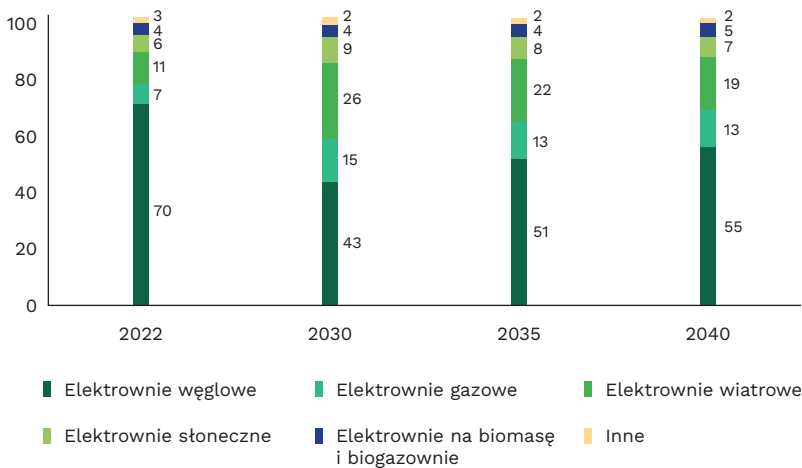
Głównym założeniem scenariusza węglowego jest utrzymanie znaczącej generacji energii elektrycznej z węgla do 2040 r. Ze względu na długi czas eksploatacji elektrowni węglowych w Polsce, konieczne jest stopniowe zamknięcie starych elektrowni węglowych i budowa nowych mocy. We wskazanym scenariuszu założyliśmy średni czas eksploatacji elektrowni na węgiel kamienny i brunatny na poziomie 53 lat. Część inwestycji w OZE została już rozpoczęta, dlatego przyjęliśmy, że wybudowane zostaną wszystkie zaplanowane jednostki OZE zgodnie ze scenariuszem do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040. W scenariuszu założono brak budowy jednostek jądrowych.

W latach 2023-2030, mimo decyzji Unii Europejskiej o odchodzeniu od wysokoemisyjnych źródeł energii, w Polsce budowane są nowe jednostki na węgiel kamienny. Ze względu na plany rozbudowy mocy węglowych, stare nierentowne elektrownie węglowe nie będą poddane modernizacji i zostaną zamknięte. Z powodu końca okresu eksploatacji do 2030 r. zamknięte zostają

elektrownie węglowe o łącznej mocy 13,4 GW, co stanowi 60 proc. mocy zainstalowanej wszystkich elektrowni węglowych w Polsce w 2022 r. Mimo budowy nowych jednostek na węgiel kamienny o łącznej mocy 16 GW, elektrownie węglowe w 2030 r. pokrywają jedynie 43 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną, co wynika z założenia o ukończeniu budowy rozpoczętych mocy OZE zgodnie z planami przedstawionymi w prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040. Do 2030 r. ukończona zostaje budowa pierwszych morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 5,9 GW, a moc zainstalowana wiatraków na lądzie wzrasta do 14 GW. Rozbudowywane są także elektrownie na energię słoneczną, których moc w 2030 r. osiąga wartość 27 GW. Odnawialne źródła energii w 2030 r. pokrywają 42 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną. Do zakończenia zostają także rozpoczęte inwestycje w gaz ziemny, który odpowiada za 15 proc. generowanej energii elektrycznej.

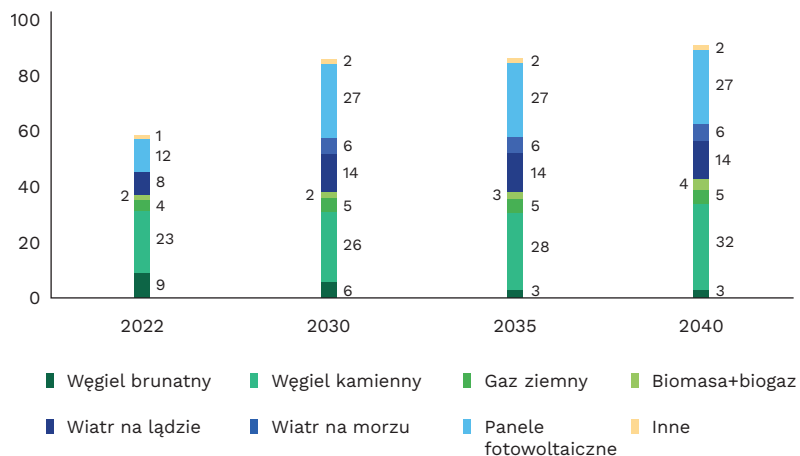
W 2040 r. moc zainstalowana elektrowni na węgiel kamienny i brunatny osiąga wartość 31,7 GW, a jednostki te odpowiadają za 55 proc. produkcji energii elektrycznej. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną jest pokrywane dzięki inwestycjom w elektrownie węglowe. Inwestycje w OZE zostają zatrzymane po 2030 r. Od tego czasu w Polsce nie powstają żadne nowe jednostki wykorzystujące odnawialne źródła energii, a OZE pokrywają 32 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną w 2040 r. Po 2030 r. nie powstają też nowe jednostki gazowe i w 2040 r. gaz ziemny odpowiada za 13 proc. generowanej energii.

Wykres 10. Generacja energii elektrycznej w latach 2022-2040 według danych scenariusza węglowego (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE.

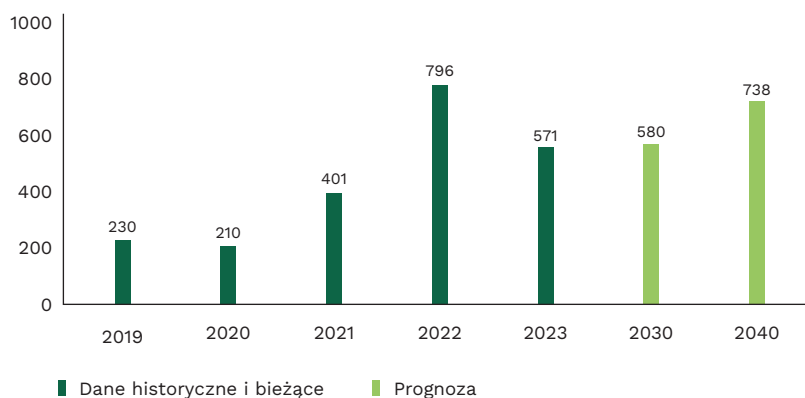
Wykres 11. Moc zainstalowana w latach 2022-2040 według danych scenariusza PEP2040 (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂, które w 2030 r. wynoszą 150 EUR/t, a w 2040 r. 250 EUR/t, determinują wysokie ceny energii elektrycznej przy wysokoemisyjnym miksie energetycznym. Mimo, że ceny węgla po 2025 r. wracają do poziomu sprzed wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej, w 2030 r. cena energii na rynku hurtowym wynosi 580,10 PLN/MWh, a w 2040 r. wzrasta do 738,40 PLN/MWh.

Wykres 12. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz scenariusza węglowego (w PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Całkowity koszt realizacji scenariusza węglowego do 2040 r. wynosi 1357,3 mld PLN. Większość stanowią koszty zmienne, czyli głównie koszt paliwa dla elektrowni węglowych oraz koszt uprawnień do emisji. Skumulowane koszty inwestycyjne w nowe jednostki do 2040 r. wynoszą 475 mld PLN, z czego inwestycje w nowe moce węglowe to 273 mld PLN.

Scenariusz OZE

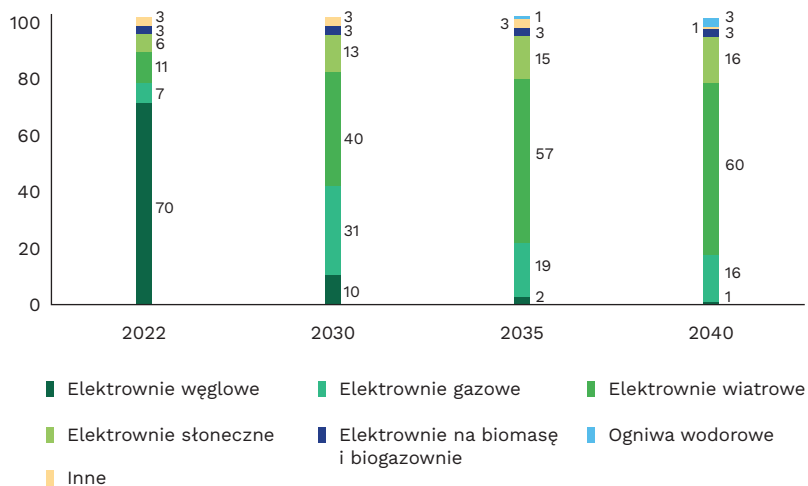
W scenariuszu OZE maleje generacja energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego oraz przyspiesza rozbudowa mocy opartych na odnawialnych źródłach energii. We wskazanym scenariuszu zakładamy zniesienie przeszkód legislacyjnych dotyczących rozbudowy mocy OZE, np. skrócenie i uproszczenie procedur wydawania pozwoleń i certyfikacji OZE zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej. Działania te pozwolą na znaczące zwiększenie ilości mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii.

Następnym założeniem w scenariuszu jest brak inwestycji w nowe jednostki wytwórcze wykorzystujące węgiel kamienny i brunatny po 2023 r. co wiąże się z ich powolnym wygaszaniem. Jednocześnie założono inwestycje w modernizację bloków klasy 200 MWe, które w systemie elektroenergetycznym będą pełnić rolę stabilizującą. Duża ilość OZE i coraz mniejsza ilość węgla w miksie energetycznym Polski mogą zmniejszyć elastyczność systemu elektroenergetycznego i zwiększyć problemy z bilansowaniem. Z tego powodu w początkowych latach transformacji, oprócz funkcjonujących jednostek węglowych, to gaz ziemny, a następnie gaz ziemny i wodór, pełnią rolę źródeł stabilizujących pracę systemu elektroenergetycznego. Wodór jest traktowany jako źródło stabilizujące, ponieważ wytwarza się go w procesie elektrolizy, w momencie zwiększonej produkcji energii z OZE. W sytuacji zmniejszonej generacji energii z niestabilnych źródeł wodór przekształcany jest w energię elektryczną, co zwiększa bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W latach 2023-2030 następuje gwałtowny, ponad trzykrotny wzrost ilości mocy zainstalowanych w OZE. W 2030 r. 59 proc. produkowanej energii elektrycznej pochodzi z OZE, 10 proc. z węgla kamiennego i brunatnego, a 31 proc. z gazu ziemnego. W Polsce zbudowano i oddano do użytku pierwsze morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy 5,9 GW, a ilość mocy zainstalowanej w fotowoltaice ulega potrojeniu i osiąga wartość 36,6 GW. W związku z brakiem przeszkód legislacyjnych i ułatwieniem procedur wydawania pozwoleń na budowę nowych jednostek OZE rośnie liczba wiatraków na lądzie, co przekłada się na 24,2 GW mocy zainstalowanej. W 2030 r. energia z wiatru stanowi 40 proc. całej generacji energii elektrycznej. Z powodu wyłączeń bloków węglowych konieczna jest rozbudowa mocy wykorzystujących gaz ziemny w celu zapewnienia stabilności systemu elektroenergetycznego. Do 2030 r. moc zainstalowana w gazie rośnie do 13 GW. Po 2030 r. w celu zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego rozwijany jest sektor produkcji wodoru. W latach 2030-2035 na cele elektroenergetyczne produkuje się 1104 t wodoru rocznie, a po 2035 r. liczba ta wzrasta do 10 820 t rocznie.

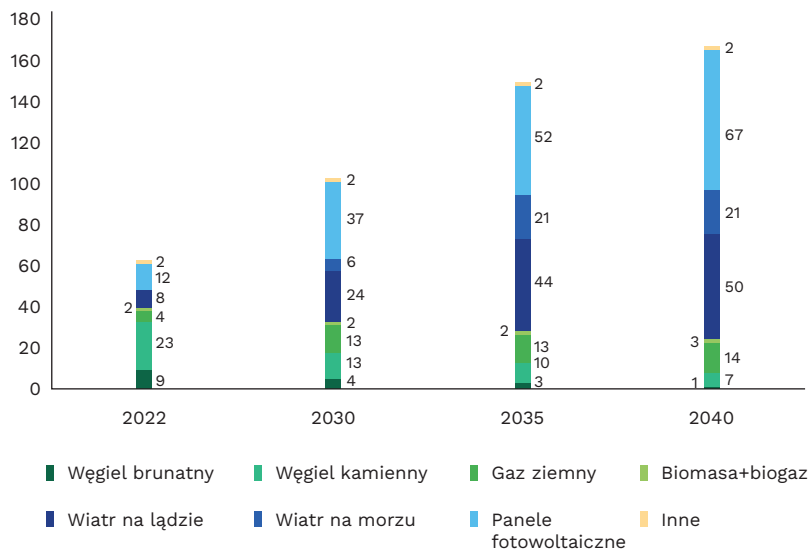
W 2040 r. węgiel kamienny i brunatny odpowiada jedynie za 1 proc. generacji energii elektrycznej, zaś aż 83 proc. energii elektrycznej pochodzi z OZE. Po 2030 r. moce gazowe odpowiadają za 17 proc. generacji energii elektrycznej. Dominującym źródłem staje się energetyka wiatrowa, która odpowiada za 60 proc. produkowanej energii elektrycznej. Moc zainstalowana morskich elektrowni wiatrowych to 20,9 GW, a lądowych 50,2 GW. Produkcja wodoru na cele elektroenergetycznie zwiększa się znacząco i od 2040 r. osiąga poziom 24 000 t rocznie, co przekłada się na 3 proc. całkowitej generacji energii elektrycznej.

Wykres 13. Generacja energii elektrycznej w latach 2022-2040 według danych scenariusza OZE (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE.

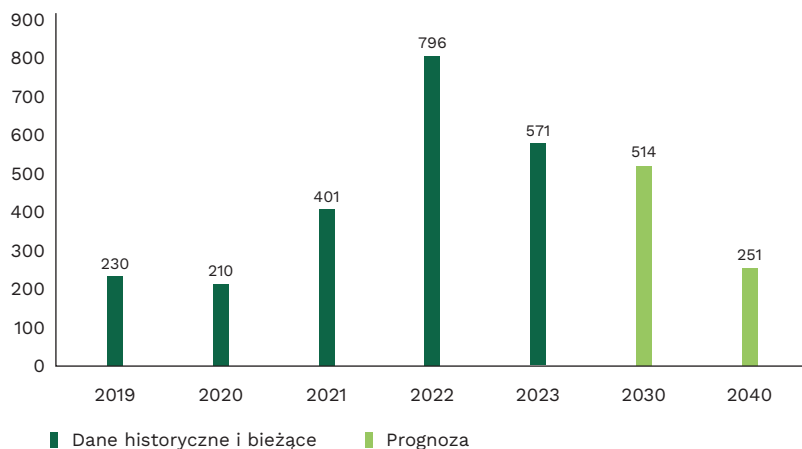
Wykres 14. Moc zainstalowana w latach 2022-2040 według danych scenariusza OZE (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE.

W 2030 r. w związku z dalszym znacznym udziałem węgla i gazu ziemnego w miksie elektroenergetycznym i wysokimi cenami uprawnień do emisji (ponad 150 EUR/t CO₂) średnia cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wynosi 514 PLN/MWh. **Wraz ze zwiększeniem generacji energii z OZE cena energii elektrycznej spada i w 2040 r. osiąga wartość dwukrotnie mniejszą – 251 PLN/MWh.**

Wykres 15. Cena energii na rynku hurtowym w latach 2019–2040 według prognoz scenariusza OZE (w PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Całkowity koszt realizacji scenariusza do 2040 r. wynosi 963,05 mld PLN, z czego 723,65 mld PLN stanowią koszty inwestowania w nowe jednostki wytwórcze.

Scenariusz PEP2040

Scenariusz został wykonany na podstawie danych pochodzących ze scenariusza do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040. Główne założenia tego scenariusza opierają się na budowie elektrowni jądrowych, realizacji projektów małych reaktorów jądrowych (SMR), braku inwestycji w nowe jednostki węglowe i rozwoju OZE, w tym budowy morskich farm wiatrowych. Przedstawiony scenariusz nie uwzględnia powstania magazynów energii.

Zgodnie z danymi z prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040 w latach 2023–2030 prowadzony jest proces wygaszania starych bloków węglowych.

W 2030 r. w porównaniu z 2023 r. moc zainstalowana w elektrowniach na węgiel kamienny maleje prawie dwukrotnie i osiąga wartość ok. 13 GW. Podobna sytuacja dotyczy jednostek na węgiel brunatny, których moc zainstalowana zostaje zredukowana do 6,5 GW w 2030 r. Przekłada się to na 24-procentowy udział węgla w generacji energii elektrycznej.

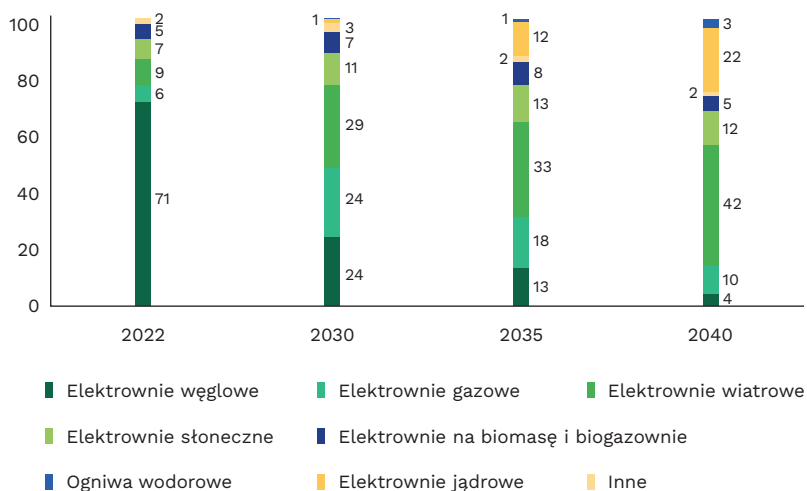
Do 2030 r. ukończone zostają wszystkie inwestycje w jednostki gazowe zaplanowane przed 2022 r., co przekłada się na 13 GW mocy zainstalowanej i 24 proc. udziału w generacji energii elektrycznej.

Wygaszanie bloków węglowych i zmniejszona generacja z tych źródeł rekompensowane są przez rozwój OZE. Jednocześnie założono inwestycje w modernizację bloków klasy 200 MWe, które będą pełnić rolę stabilizującą w systemie elektroenergetycznym. W 2030 r. do użytku zostają oddane pierwsze farmy wiatrowe na morzu o mocy 5,9 GW i następuje dynamiczny rozwój energetyki słonecznej, której moc zainstalowana w 2030 r. wynosi 27 GW. Odnawialne źródła energii pokrywają 51 proc. zapotrzebowania na energię

elektryczną, a 1 proc. energii elektrycznej jest produkowany przez małe reaktory jądrowe SMR, których moc zainstalowana w 2030 r. wynosi 0,3 GW. W 2030 r. rozwijane są także technologie wodorowe. Produkcja wodoru na cele energetyczne w 2030 r. wynosi 1080 t rocznie.

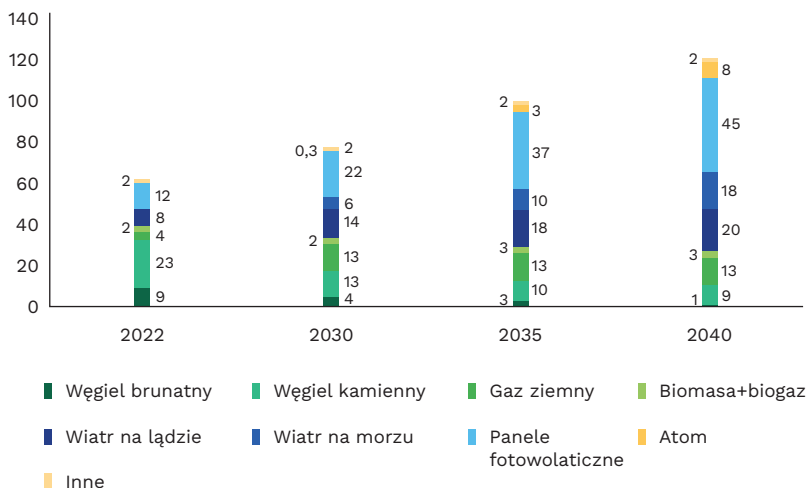
W 2040 r. OZE pokrywają większość zapotrzebowania na energię elektryczną. Za 42 proc. produkcji energii elektrycznej odpowiadają elektrownie wiatrowe, a za 12 proc. panele fotowoltaiczne (PV). W 2040 r. istotną rolę w systemie elektroenergetycznym odgrywa również energetyka jądrowa. Moc zainstalowana wielkoskalowych jednostek jądrowych i SMR wynosi 7,8 GW i odpowiada za 22 proc. produkcji energii elektrycznej. Wysokoemisyjne jednostki węglowe pełnią już tylko rolę stabilizującą w systemie energetycznym. Moc zainstalowana elektrowni na węgiel kamienny zostaje zmniejszona o ok. 50 proc., a jednostki na węgiel brunatny – prawie całkowicie wycofane i stanowią jedynie 1 proc. mocy zainstalowanej. Generacja energii elektrycznej z węgla kamiennego spada do poziomu 4 proc. W celu zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego zwiększone zostały możliwości produkcji wodoru. W 2040 r. produkcja dla celów energetycznych osiąga wartość 23 900 t rocznie, co przekłada się na 3 proc. produkcji energii elektrycznej.

Wykres 16. Generacja energii elektrycznej w latach 2022–2040 według danych scenariusza PEP2040 (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE.

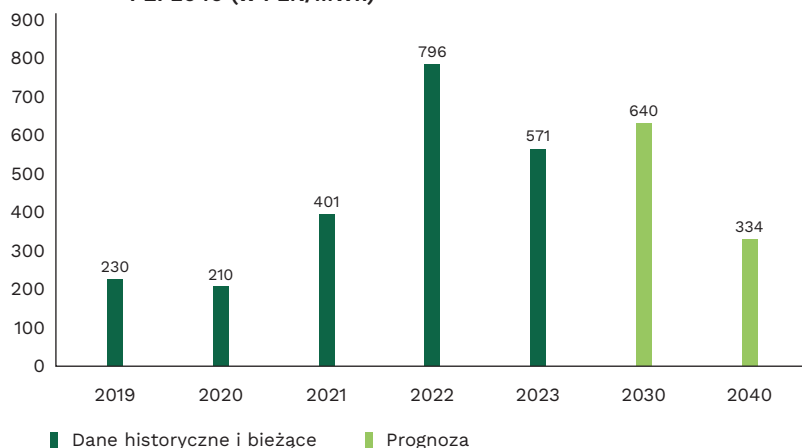
Wykres 17. Moc zainstalowana w latach 2022-2040 według danych scenariusza PEP2040 (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Konieczność przeznaczenia dużych nakładów finansowych na budowę niskoemisyjnych źródeł energii, wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ i wciąż istotny udział węgla w generacji energii elektrycznej w 2030 r. powoduje, że cena energii na rynku hurtowym wynosi 640,13 PLN/MWh. **Razem z coraz większym udziałem niskoemisyjnych źródeł energii ceny na rynku hurtowym wykazują tendencje spadkową i w 2040 r. osiągną wartość 334,30 PLN/MWh.**

Wykres 18. Cena energii na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz scenariusza PEP2040 (w PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Całkowity koszt scenariusza do 2040 r. wynosi 1010,4 mld PLN. Skumulowane nakłady inwestycyjne na nowe moce wynoszą 695 mld PLN, z czego za 26 proc. odpowiadają inwestycje w energetykę jądrową, a za 70 proc. OZE.

Podsumowanie

Udział węgla w produkcji energii elektrycznej w Polsce jest jednym z najwyższych w Unii Europejskiej. Stanowi to wyzwanie wobec realizacji unijnych polityk klimatycznych oraz konieczności podnoszenia konkurencyjności gospodarki przez niskoemisyjny miks elektroenergetyczny i niskie ceny energii elektrycznej. Z drugiej strony wymusza przyspieszone inwestycje w transformację energetyczną. Polska należy do grona krajów, w których dynamika wzrostu produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki jest najwyższa na świecie. Już 1/5 miks elektroenergetycznego w 2022 r. stanowiły odnawialne źródła energii.

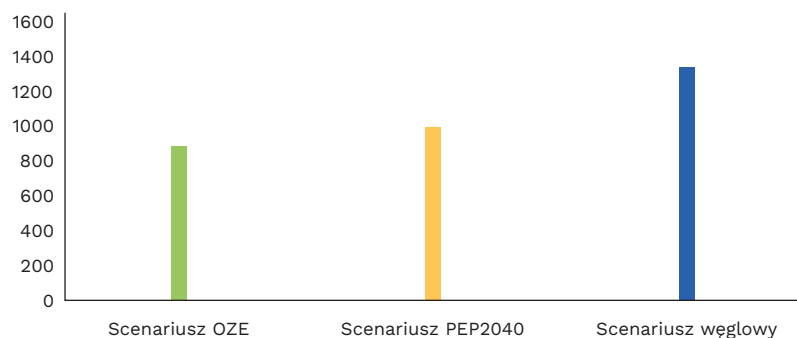
W transformacji energetycznej nie może jednak zabraknąć zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz sprawiedliwości i akceptacji społecznej dla realizowanych inwestycji. Z tego powodu niezbędne jest przeprowadzenie ilościowych analiz kosztowych inwestycji w sektor elektroenergetyczny w celu wybrania scenariusza optymalnego kosztowo, który zapewni stabilne dostawy energii elektrycznej w relatywnie niskiej cenie, która nie wpłynie na wzrost nierówności społecznych i ubóstwa energetycznego.

Scenariusz węglowy jest najmniej optymalnym rozwiązaniem dla polskiego sektora elektroenergetycznego – wynika z obliczeń modelu. Ze względu na ok. 50-letni okres eksploatacji elektrowni węglowych, do 2030 r. – niezależnie od przyjętego scenariusza – konieczne jest wyłączenie około 60 proc. wszystkich mocy węglowych. Sytuacja ta w przypadku realizacji scenariusza węglowego implikuje konieczność zainwestowania 273 mld PLN w nowe jednostki węglowe. **Całkowity koszt scenariusza, uwzględniający OPEX i CAPEX, do 2040 r. wynosi 1357 mld PLN, a większość stanowią koszty zmienne, czyli m.in. koszty paliwa i uprawnień do emisji CO₂.** W przeanalizowanym scenariuszu ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w perspektywie 2040 r. osiągają największą wartość spośród wszystkich przeanalizowanych scenariuszy.

Scenariusz OZE, który zakłada dynamiczny rozwój zeroemisyjnych źródeł energii, wymaga przeznaczenia największych nakładów inwestycyjnych na nowe jednostki wytwórcze, jednak całkowite koszty realizacji scenariusza są mniejsze niż w innych scenariuszach, co wynika z niskiego kosztu produkcji energii elektrycznej w takim systemie. Tym samym w perspektywie 2040 r. ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w scenariuszu OZE osiągają najmniejszą wartość spośród analizowanych scenariuszy. **Negatywnym aspektem scenariusza jest relatywnie wyższa generacja energii elektrycznej z gazu ziemnego, który w następstwie zmian łańcuchów dostaw po agresji Rosji na Ukrainę podlega wysokim wahaniom cen.** Scenariusz w późniejszych latach zakłada wykorzystanie wodoru w celu zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, jednak obecnie trudno przewidzieć rzeczywiste możliwości produkcji wodoru w Polsce ze względu na niską dojrzałość efektywnych technologii do jego wytwarzania, magazynowania i produkcji energii elektrycznej.

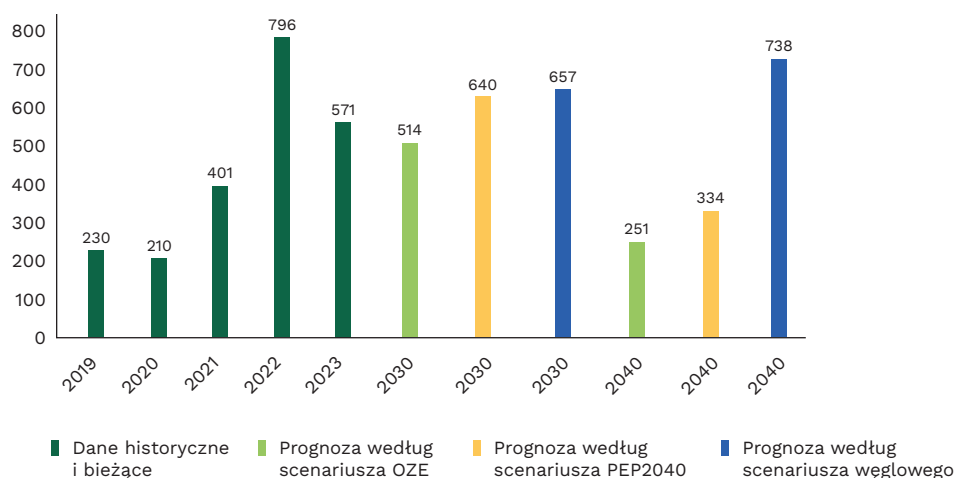
Scenariusz wykonany na podstawie danych *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* jako jedyny z przeanalizowanych scenariuszy zakłada budowę elektrowni jądrowej. Aspekt ten, wraz z rozbudową mocy OZE, zapewniają Polsce w perspektywie 2040 r. niskoemisyjny i stabilny system elektroenergetyczny. Mimo że budowa jednostek jądrowych odpowiada za 26 proc. skumulowanych nakładów inwestycyjnych w nowe moce, całkowite nakłady inwestycyjne są mniejsze niż w scenariuszu OZE, natomiast całkowity koszt realizacji scenariusza jest o ok. 13 proc. wyższy. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym pozostaje na stosunkowo wysokim poziomie aż do 2030 r., co jest spowodowane nadal znacznym udziałem wysokoemisyjnych źródeł węglowych w produkcji energii elektrycznej. W kolejnych latach do 2040 r. spada, dzięki niskim kosztom wytwarzania energii z OZE i elektrowni jądrowej, jednak jej wartość jest nadal wyższa niż przed 2021 r.

Wykres 19. Koszt realizacji przedstawionych scenariuszy mixsu elektroenergetycznego do 2040 r. (w mld PLN)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Wykres 20. Cena energii na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz wszystkich scenariuszy (w PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Bibliografia

- ARE (2023), *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej*, Agencja Rynku Energii, <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> [dostęp: 12.10.2023].
- ARP (2023), *Import i przywóz (nabycie wewnętrzne) węgla kamiennego*, Agencja Rozwoju Przemysłu, https://polskirynekwegla.pl/sites/default/files/StPu/202204/2022.12_o%20imporcie%20wegla%20kamiennego_aktualizacja.pdf [dostęp: 12.10.2023].
- Bruegel (2023), *National fiscal policy responses to the energy crisis*, <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices> [dostęp: 12.10.2023].
- CIRE (2022), *Jaka przyszłość przed starymi blokami węglowymi?*, Centrum Informacji o Rynku Energii, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/jaka-przyszlosc-przed-starymi-blokami-weglowymi> [dostęp: 12.10.2023].
- Druchin, S., Klucznik, M., Rybacki, J., Sajnog, S., Sułkowski, D. (2023), *Przegląd Gospodarczy PIE: lato 2023*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.
- EHPA (2023), *Heat Pumps in Europe*, https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2023/06/Heat-Pump-Key-Facts-May-2023_compressed.pdf [dostęp: 12.10.2023].
- EIA (2023), *Coal and coke*, <https://www.eia.gov/international/data/world/coal-and-coke/coal-reserves> [dostęp: 12.10.2023].
- IPN (2023), *41. rocznica podjęcia przez rząd PRL uchwały w sprawie budowy Elektrowni Jądrowej Żarnowiec*, <https://ipn.gov.pl/pl/dla-mediow/komunikaty/177252,41-rocznica-podjecia-przez-rzad-PRL-uchwaly-w-sprawie-budowy-Elektrowni-Jadrowej.html> [dostęp: 12.10.2023].
- PIE (2023), *Kryzys energetyczny znacząco podniósł ubóstwo energetyczne w UE*, „Tygodnik Gospodarczy PIE”, nr 31, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2023/08/Tygodnik-PIE_31-2023.pdf [dostęp: 12.10.2023].
- PORT PC (2023), *PORT PC: 2022 – rok pomp ciepła w Polsce*, <https://portpc.pl/port-pc-2022-rok-pomp-ciepla-w-polsce/> [dostęp: 12.10.2023].
- URE (2023), *Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju*, Urząd Regulacji Energetyki, <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/raport-z-art-23-ust-2a/4119,Warunki-podejmowania-i-wykonywania-dzialalnosci-gospodarczej-oraz-realizacja-prz.html> [dostęp: 12.10.2023].

Spis tabel, wykresów

SPIS TABEL

Tabela 1. Całkowity koszt realizacji scenariuszy miksu elektroenergetycznego w Polsce do 2040 r. i cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2040 r.	6
---	---

SPIS WYKRESÓW

Wykres 1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2000, 2010 i 2022 (w TWh)	11
Wykres 2. Sprzedaż pomp ciepła w 2022 r. (w tys.) i dynamika wzrostu r/r (w proc.) w wybranych krajach	11
Wykres 3. Złóża węgla w wybranych krajach UE w 2021 r. (w mld t)	12
Wykres 4. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce i UE (w mln t)	12
Wykres 5. Udział gazu w miksie elektroenergetycznym Polski i UE w okresie styczeń-czerwiec 2023 r. (w proc.)	12
Wykres 6. Moce zainstalowane w energetyce słonecznej i wiatrowej w Polsce (w GW)	13
Wykres 7. Liczba powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej (w tys.)	14
Wykres 8. Moc przyłączeniowa obiektów, które nie uzyskały zgody na przyłączenie do sieci (w GW)	14
Wykres 9. Liczba bloków węglowych względem wieku (czas od ostatniej głębokiej modernizacji)	15
Wykres 10. Generacja energii elektrycznej w latach 2023-2040 według danych scenariusza węglowego (w proc.)	21
Wykres 11. Moc zainstalowana w latach 2022-2040 według danych scenariusza PEP2040 (w GW)	22
Wykres 12. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz scenariusza węglowego (w PLN/MWh) ..	22
Wykres 13. Generacja energii elektrycznej w latach 2022-2040 według danych scenariusza OZE (w proc.)	24
Wykres 14. Moc zainstalowana w latach 2022-2040 według danych scenariusza OZE (w GW)	24
Wykres 15. Cena energii na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz scenariusza OZE (w PLN/MWh)	25

Wykres 16. Generacja energii elektrycznej w latach 2022-2040 według danych scenariusza PEP2040 (w proc.)	26
Wykres 17. Moc zainstalowana w latach 2022-2040 według danych scenariusza PEP2040 (w GW)	27
Wykres 18. Cena energii na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz scenariusza PEP2040 (w PLN/MWh)	27
Wykres 19. Koszt realizacji przedstawionych scenariuszy miksu elektroenergetycznego do 2040 r. (w mld PLN)	29
Wykres 20. Cena energii na rynku hurtowym w latach 2019-2040 według prognoz wszystkich scenariuszy (w PLN/MWh)	29



Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* ekonomiczny z historią sięgającą 1928 roku. Jego obszary badawcze to przede wszystkim makroekonomia, energetyka i klimat, handel zagraniczny, foresight gospodarczy, gospodarka cyfrowa i ekonomia behawioralna. Instytut przygotowuje raporty, analizy i rekomendacje dotyczące kluczowych obszarów gospodarki oraz życia społecznego w Polsce, z uwzględnieniem sytuacji międzynarodowej.