



GRUDZIEŃ 2023

WARSZAWA

ISBN 978-83-67575-61-4



Koszty braku dekarbonizacji gospodarki

Cytowanie: Juszczak, A., Pilszyk, M., Miniszewski, M., Kania, K., Tomasiak, T., Wiącek, M. (2023),
Koszty braku dekarbonizacji gospodarki, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

Warszawa, grudzień 2023 r.

Autorzy: Adam Juszczak, Marcelina Pilszyk, Maciej Miniszewski, Klaudia Kania (PFR),
Tomasz Tomasiak (PFR), Marcin Wiącek (PFR)

Redakcja merytoryczna: Magdalena Maj, Konrad Szymański, Paweł Śliwowski

Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska

Projekt graficzny: Anna Olczak

Skład i łamanie: Tomasz Gałązka

Polski Instytut Ekonomiczny

Al. Jerozolimskie 87

02-001 Warszawa

© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

ISBN 978-83-67575-61-4

Spis treści

Kluczowe liczby	4
Kluczowe wnioski	5
Wprowadzenie	7
Wpływ inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej na gospodarkę	9
Wpływ na PKB	9
Wpływ na zatrudnienie	10
Wpływ na bezpośrednie inwestycje zagraniczne	13
Bieżące wyzwania braku dekarbonizacji w gospodarce	16
Koszty utrzymywania energetyki węglowej	16
Wpływ wysokich cen energii elektrycznej na koszty funkcjonowania przedsiębiorstw	19
Wpływ wysokich cen energii elektrycznej na konkurencyjność sektorów i atrakcyjność gospodarki.	23
Polityka udzielania kredytów zależnych od emisji gospodarki przez banki	25
Analiza wariantowa miks elektroenergetycznego Polski	30
Scenariusz 1. Utrzymanie energetyki węglowej	30
Scenariusz 2. Kontynuacja transformacji energetycznej z istotną rolą atomu	33
Scenariusz 3. Przyspieszone inwestycje w OZE	35
Porównanie całościowych kosztów inwestycyjnych i jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej	38
Podsumowanie	41
Bibliografia	43
Spis rysunków i wykresów	47

Kluczowe liczby

150 proc.

zwrotu dla gospodarki przynosi każdy dolar wydany na odnawialne źródła energii

126 tys. osób

było zatrudnionych w Polsce w 2021 r. w sektorze odnawialnych źródeł energii, najwięcej – w sektorze fotowoltaiki (58 tys.) i biomasy stałej (33 tys.)

61 mld USD

wyniósł wolumen globalnych bezpośrednich inwestycji zagranicznych w paliwa kopalne w 2022 r., czyli 2-krotnie mniej niż w 2015 r.

600 mld USD

rocznie przeznaczano na dotacje do paliw kopalnych w latach 2010-2022 na świecie, najwięcej w 2022 r. – 1,1 bln USD – w następstwie kryzysu energetycznego

0,3 proc. PKB

wynosiło w Polsce wsparcie dla paliw kopalnych w 2021 r., w większości przeznaczane na produkcję i spalanie węgla

o 35 proc. r/r

wzrosły ceny energii elektrycznej dla firm w Polsce w drugiej połowie 2022 r. bln USD – w następstwie kryzysu energetycznego

o 69 proc.

do 156,5 mld PLN wzrosły koszty zużycia energii (elektrycznej, ciepłej, gazu) w przedsiębiorstwach niefinansowych w Polsce w latach 2021-2022

46 krajów

w 2022 r. było objętych bezpośrednimi podatkami lub systemem uprawnień do emisji

31 mld PLN

wyniosły koszty uprawnień do emisji CO₂ ponoszone przez największe polskie spółki energetyczne (PGE, Enea, Tauron, ZE PAK i Energa) w 2022 r. względem 3,6 mld PLN w 2018 r.

7,9 na 10

wyniosła ocena ryzyka inwestycji w paliwa kopalne przez banki w skali od 0 do 10, gdzie 0 to inwestycja bez ryzyka, a 10 inwestycja bardzo ryzykowna

o 22 proc.

będą większe potrzeby inwestycyjne w Polsce dla scenariusza utrzymania działania energetyki węglowej względem scenariusza przyspieszonego rozwoju OZE i **o 18 proc.** większe wobec realizacji polityk energetycznych wraz z budową wielkoskalowych elektrowni jądrowych

o 116 proc.

będzie wyższa cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce w latach 2030-2060 w scenariuszu węglowym w porównaniu ze scenariuszem przyspieszonego rozwoju OZE i **o 58 proc.** wyższa niż przy kontynuacji obecnego tempa transformacji energetycznej z budową wielkoskalowej energetyki jądrowej

Kluczowe wnioski

- **Zysk dla gospodarki z inwestycji w energetykę konwencjonalną jest niższy od poniesionych na nią kosztów.** Każdy dolar przeznaczony na odnawialne źródła energii przynosi ok. 150 proc. zysku dla gospodarki, 3-krotnie więcej niż w przypadku inwestycji w obszarze paliw kopalnych. **Wzrost produkcji ze źródeł nieodnawialnych o 1 proc. przekłada się na spadek PKB o 0,13 proc.** w dłuższym okresie w porównaniu z OZE, które zwiększają PKB o 0,03-0,4 proc. Jednocześnie **energetyka węglowa generuje średnio o 37 proc., a sektor ropy i gazu o 85 proc. mniej miejsc pracy** niż technologie niskoemisyjne przy wytwarzaniu części, budowy, funkcjonowaniu i remontów wybranych źródeł energii w przeliczeniu na 1 GW.
- **Globalny wolumen bezpośrednich inwestycji zagranicznych w paliwa kopalne w 2022 r. w porównaniu z 2015 r. zmalał dwukrotnie (do 61 mld USD). Jednocześnie udział inwestycji w OZE w całkowitych wydatkach na sektor energetyczny w 2022 r. wyniósł aż 79 proc. w porównaniu z 35 proc. w 2018 r.** Instytucje finansowe przewidują obecnie różnego rodzaju preferencje w celu promowania inwestycji w technologie niskoemisyjne i jednoczesnego zwiększania ich udziału we własnym portfelu aktywów. W ofercie banków znajduje się możliwość finansowania inwestycji w dłuższym okresie, niższa marża i mniejsze wymogi dotyczące wielkości wkładu własnego ze strony inwestora.
- Utrzymanie gospodarki opartej na paliwach kopalnych wymaga dodatkowych nakładów finansowych. **W Polsce wsparcie dla węgla, ropy i gazu w 2021 r. wynosiło 0,3 proc. PKB.** Polska i Słowacja były jedynymi państwami członkowskimi UE, w których większość wsparcia była przeznaczana na produkcję i spalanie węgla – w pozostałych krajach dominują dopłaty do ropy naftowej i gazu. **Łącznie na subsydiowanie wydobycia i spalania paliw kopalnych na świecie w 2022 r. przeznaczono 1,1 bln USD,** a średnio w latach 2010-2022 ok. 600 mld USD rocznie.
- **Ceny energii elektrycznej dla firm lub przemysłu w Unii Europejskiej w połowie 2023 r. względem analogicznego okresu 2021 r. wzrosły o 119 proc.,** do wartości dwukrotnie wyższych niż w USA czy Chinach. Jednym z powodów gwałtownych wzrostów cen energii elektrycznej w Europie było uzależnienie od importu paliw kopalnych. **Państwa Unii przeznaczyły łącznie 540 mld EUR na ochronę firm i konsumentów przed skutkami kryzysu energetycznego,** jednak relatywnie wysokie ceny energii i uruchomione programy zachęt inwestycyjnych w USA i Chinach zmniejszyły atrakcyjność unijnej gospodarki. **17 proc. firm deklarowało relokację poza UE jako sposób na poradzenie sobie ze skutkami kryzysu energetycznego.**

- **Ewentualny scenariusz utrzymania energetyki węglowej jest nieoptymalny ekonomicznie.** Łączne potrzeby inwestycyjne wyniosą 2144 mld PLN, z czego większość stanowią koszty zmienne (1307 mld PLN), czyli głównie koszt paliwa dla elektrowni węglowych oraz koszt uprawnień do emisji. Całkowite koszty są więc o 18 proc. wyższe niż w przypadku scenariusza realizacji polityk energetycznych wraz z budową wielkoskalowych elektrowni jądrowych i o 22 proc. wyższe względem scenariusza przyspieszonego rozwoju OZE.
- Jeden z kluczowych wskaźników dla konkurencyjności gospodarki – cena energii elektrycznej – **w 2060 r. na rynku hurtowym w scenariuszu węglowym wyniesie średnio ok. 792 PLN/MWh, czyli o 210 proc. więcej niż przy kontynuacji transformacji z budową energetyki jądrowej i o 417 proc. więcej w porównaniu ze scenariuszem przyspieszonego rozwoju OZE.** Średnio w latach 2030-2060 cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w scenariuszu utrzymania energetyki węglowej będzie o 58 proc. wyższa niż w scenariuszu kontynuowanej transformacji energetycznej i o 116 proc. wyższa niż w scenariuszu rozwoju OZE.
- **Stosowanie paliw kopalnych jest środowiskowo i ekonomicznie niekorzystne.** Z jednej strony zwrot z inwestycji jest niższy niż w przypadku OZE, a banki w coraz większym stopniu rezygnują z dofinansowania przedsięwzięć wysokoemisyjnych. Z drugiej strony energetyka konwencjonalna wymaga wysokich dopłat i wpływa na wzrost cen energii elektrycznej, co ogranicza konkurencyjność i atrakcyjność inwestycyjną gospodarki opartej na paliwach kopalnych. W analizie nie uwzględniono kosztów środowiskowych i skutków zdrowotnych stosowania paliw kopalnych.

Wprowadzenie

Transformacja energetyczna przyspiesza nie tylko ze względów klimatycznych, ale również ekonomicznych. Inwestycje w nieodnawialne źródła energii przynoszą od 3 do 8 razy niższe zyski niż w przypadku inwestycji w OZE czy energetykę jądrową. Inwestorów zachęcają preferencyjne zasady banków dotyczące finansowania projektów w obszarze technologii zeroemisyjnych. Jest to jeden z powodów, dla których inwestycje w odnawialne źródła energii obejmują już blisko 80 proc. globalnych bezpośrednich inwestycji zagranicznych (BIZ) w energetyce.

Celem niniejszego raportu jest przedstawienie skutków braku dekarbonizacji gospodarki. Dyskusja dotycząca udziału paliw kopalnych w polskim i europejskim miksie elektroenergetycznym powinna być prowadzona nie tylko w obszarze bezpieczeństwa energetycznego, ale również utrzymania konkurencyjności gospodarki. Jest to wyzwanie dla całej Unii w związku z rosnącą liczbą przypadków relokacji europejskich przedsiębiorstw do innych części świata spowodowanych wysokimi cenami energii elektrycznej. Wraz z realizacją polityk klimatycznych i skupianiem uwagi inwestorów na zielonych inwestycjach, utrzymanie paliw kopalnych w mikсах elektroenergetycznych będzie zagrażało atrakcyjności inwestycyjnej gospodarek międzynarodowych.

Do oceny ilościowej inwestycji w sektorze elektroenergetycznym stworzyliśmy w Polskim Instytucie Ekonomicznym model *PEI Energy Mix*. Służy on do prognozowania rozwoju długoterminowych trendów w sektorze energii elektrycznej, ciepłownictwa i górnictwa węgla energetycznego w Polsce za pomocą optymalizacji funkcji kosztowej. Model umożliwia ocenę skutków wprowadzanych regulacji sektora energetycznego na poziomie unijnym i krajowym, dzięki czemu może wspierać strategiczny proces decyzyjny w sektorze energetyki krajowej dotyczący dekarbonizacji gospodarki.

W niniejszym opracowaniu, na podstawie dostępnej literatury, najpierw analizowaliśmy wpływ inwestycji w moce wytwórcze na gospodarkę. Następnie opisaliśmy bieżące wyzwania Polski i Unii Europejskiej związane z potencjalnym brakiem dekarbonizacji, uwzględniając problematykę kryzysu energetycznego, którego skutki były odczuwalne szczególnie w Europie. Opisaliśmy założenia polityki udzielania kredytów przez banki w zależności od intensywności emisji realizowanego projektu na podstawie badania instytucji finansowych zrealizowanego przez PFR. Dalej wykorzystaliśmy model *PEI Energy Mix* do ilościowej oceny trzech scenariuszy rozwoju miksu elektroenergetycznego w Polsce: utrzymania polityki węglowej, inwestycji zgodnych z obecnym tempem redukcji emisji wraz ze znacznym rozwojem energetyki jądrowej oraz przyspieszonego rozwoju OZE, szczególnie w obszarze fotowoltaiki i lądowej energetyki wiatrowej.

W porównaniach scenariuszy skupiliśmy się na całkowitych kosztach inwestycyjnych i cenie energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r., ponieważ będzie to jeden z kluczowych wskaźników konkurencyjności gospodarki w przyszłości. Na koniec podsumowaliśmy wyniki modelowania i zestawiliśmy je z wcześniej opisanymi informacjami dotyczącymi ogólnych kosztów braku dekarbonizacji na podstawie literatury i badania ankietowego PFR w bankach oraz przedstawiliśmy płynące z tego wnioski.

Wpływ inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej na gospodarkę

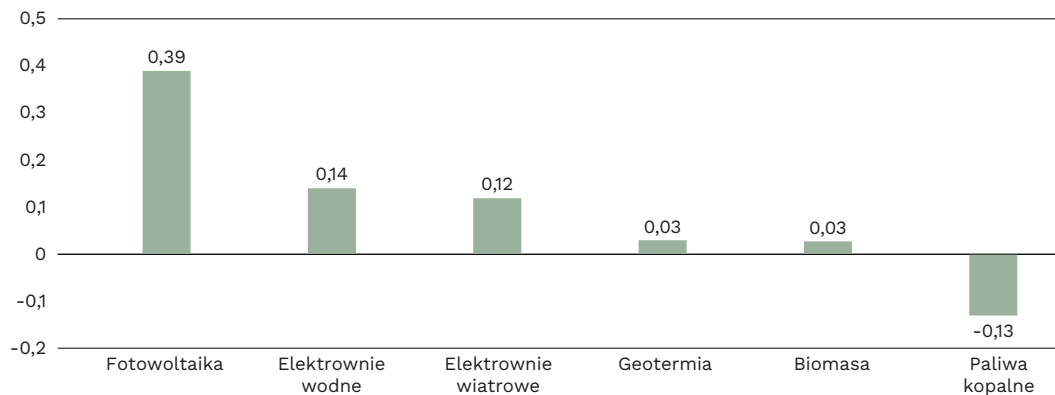
Wpływ na PKB

Wydatek 1 USD na odnawialne źródła energii przynosi gospodarce 150 proc. zwrotu. Średnioterminowy mnożnik wpływu inwestycji w OZE na PKB według Międzynarodowego Funduszu Walutowego (2021) wynosi zatem 1,5. Wyższym mnożnikiem charakteryzuje się energetyka jądrowa – inwestycje przynoszą zwrot w wysokości blisko 400 proc. Z kolei dla inwestycji w nieodnawialne źródła energii wynik ten waha się między 0,47 a 0,62, czyli jest 3-krotnie niższy niż dla OZE i ok. 8-krotnie niższy niż dla energetyki jądrowej. Oznacza to, że dodatni wpływ energetyki konwencjonalnej dla gospodarki jest niższy od poniesionych na nią wydatków (Batini i in., 2021). Według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (MAEO, 2016), podwojenie udziału odnawialnych źródeł energii w globalnym miksie energetycznym do 2030 r. w stosunku do stanu z 2015 r., skutkowałoby dodatkowym wzrostem PKB o 1,1 proc.

Wzrost produkcji energii z odnawialnych źródeł energii o 1 proc. zwiększa PKB o 0,03-0,4 proc. (w zależności od źródła energii), podczas gdy wzrost produkcji ze źródeł nieodnawialnych przekłada się na spadek o 0,13 proc. w dłuższym okresie (Chen i in., 2022). Wyniki licznych analiz wskazują, że wpływ zielonej ekonomii, a zwłaszcza odnawialnych źródeł energii na PKB jest pozytywny (Juszczak, Rabięga, 2021). Według modeli Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) (2021a), budowa jednej elektrowni jądrowej może (w zależności od analizowanego kraju, modelu finansowania i jej wielkości) przelożyć się na wzrost PKB od 0,06 proc. do nawet 3 proc. Pozytywną korelację między wzrostem wykorzystania źródeł odnawialnych i wzrostem PKB wykazują Sadorsky (2009), Apergis i Payne (2010), Hongwen i in. (2023) czy Ntanos i in. (2018), zaznaczając jednak, że jest to zależność dwukierunkowa¹.

¹ Zależność dwukierunkowa oznacza, że zarówno wzrost źródeł odnawialnych wpływa pozytywnie na wzrost PKB, jak i wzrost PKB kraju – na wzrost źródeł odnawialnych.

Wykres 1. Wpływ wzrostu poszczególnych źródeł energii o 1 proc. na PKB (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Chen i in. (2022).

Badacze przedstawiają dwie alternatywne tezy dla licznych publikacji wskazujących pozytywny wpływ rozwoju niskoemisyjnych źródeł energii na PKB.

- Pierwszą jest brak zależności między rozwojem OZE a PKB. Model Ozcam i Oturka (2019) wykazuje, że w 16 na 17 rozwijających się gospodarek wpływ OZE na PKB był neutralny. Jednoznacznie pozytywny wpływ odnotowano tylko w jednym kraju – w Polsce. Do podobnych wniosków doszli także Omri i in. (2015) dla 6 z 17 analizowanych krajów².
- Drugą możliwością jest tzw. teoria konserwatywna, według której rozwój gospodarki powoduje wzrost zapotrzebowania na energię. W większości jest ono zaspokajane przez niskoemisyjne źródła energii, a polityka w obszarze efektywności energetycznej nie działa negatywnie na rozwój gospodarczy (Menegaki, Tugcu, 2016; Furuoka, 2017).

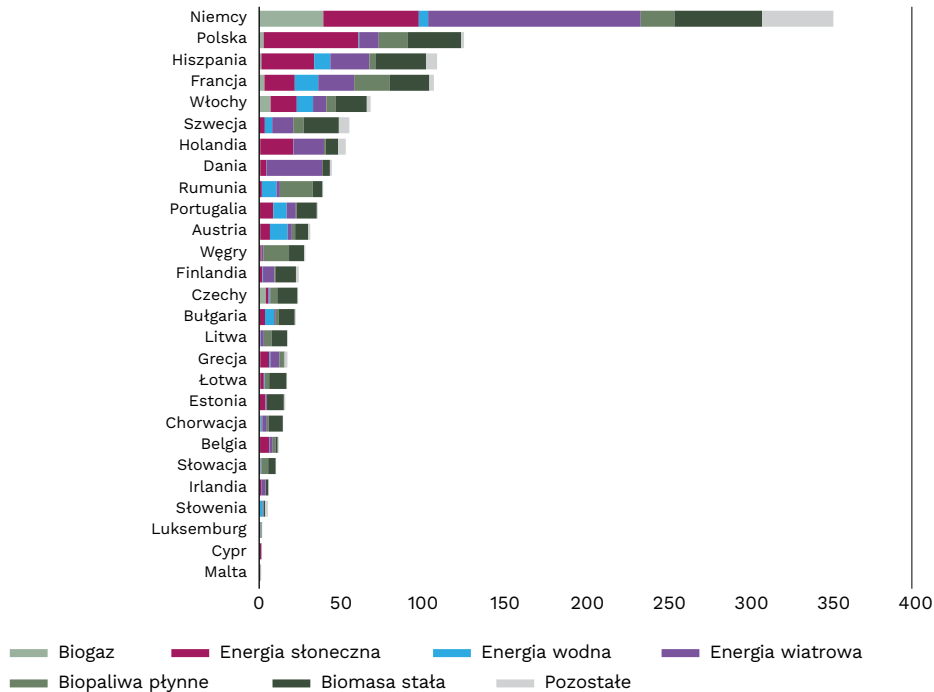
Wpływ na zatrudnienie

Sektor OZE w 2021 r. na całym świecie zatrudnił 12,7 mln osób (wzrost z 12 mln w 2020 r. i 7,3 mln w 2012 r.), z czego 42 proc. (5,3 mln) w Chinach. Najwięcej pracowników związanych było z sektorem fotowoltaiki (4,3 mln), biopaliw płynnych (2,4 mln) i energetyki wodnej (także 2,4 mln). W UE w sektorze OZE w 2021 r. łącznie było zatrudnionych 1,2 mln osób, z czego najwięcej w sektorze biomasy stałej (314 tys.), energetyki wiatrowej (298 tys.) i słonecznej (254 tys.). Wśród krajów UE najwięcej zatrudnionych w sektorze OZE jest w Niemczech (352 tys.), Polsce (126 tys.), Hiszpanii (109 tys.) i Francji (107 tys.). **W Polsce najwięcej pracowników było związanych z sektorem biomasy stałej (33 tys.) i fotowoltaiki (58 tys.), co jest spowodowane znaczącym**

² Finlandia, Indie, Japonia, Szwajcaria, Wielka Brytania, Węgry.

wzrostem polskiego rynku fotowoltaicznego w ostatnich 5 latach (z 611 MW na początku 2019 r. do 15,5 GW we wrześniu 2023 r.).

Wykres 2. Liczba pracujących w sektorze OZE w krajach UE w 2021 r. (w tys.)



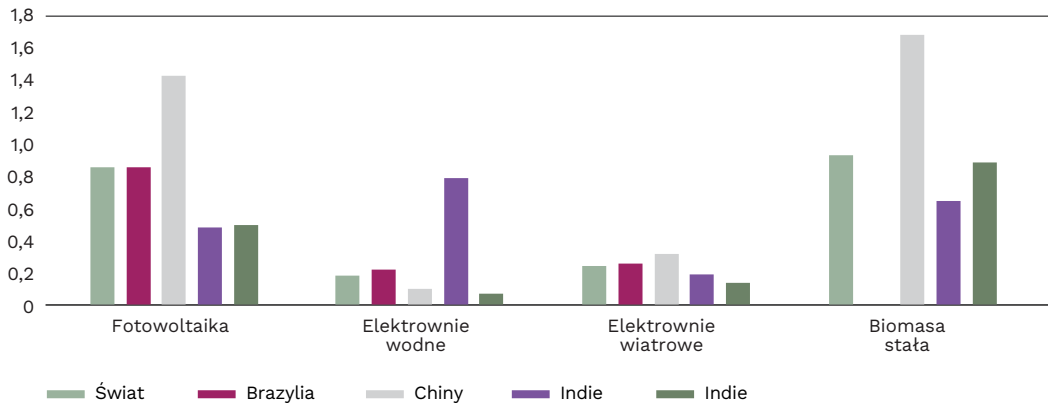
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych MAEO.

Niskoemisyjne źródła energii charakteryzują się zróżnicowanym mnożnikiem elastyczności zatrudnienia³. Według Międzynarodowego Funduszu Walutowego (MFW) 1 GWh wyprodukowana przez fotowoltaikę generuje 0,83 osobołat pracy⁴, a biomasa stała – 0,93 osobołat. Wartości te mogą różnić się między krajami. W dużym stopniu zależą one od tego czy komponenty do budowy i modernizacji instalacji elektroenergetycznych są wytwarzane lokalnie czy sprowadzane z innych krajów – w przypadku Chin mnożnik dla fotowoltaiki jest ok. 3-krotnie wyższy niż w przypadku Indii i USA, co odzwierciedla dominującą pozycję tego kraju w produkcji paneli fotowoltaicznych (75 proc. światowej produkcji w 2021 r.) (MAE, 2021; MFW, 2022a).

³ Liczba wygenerowanych osobołat pracy (z miejsc pracy bezpośrednich i pośrednich) dzielona przez liczbę GWh wyprodukowaną przez dane źródło energii w całym cyklu życia.

⁴ Osoborok pracy to 1 miejsce pracy dla 1 osoby przez 1 rok.

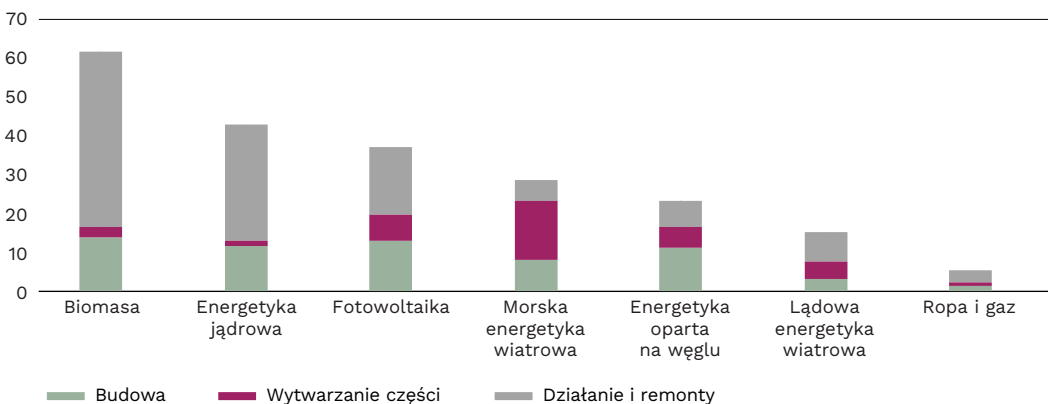
Wykres 3. Mnożnik elastyczności zatrudnienia dla wybranych OZE (miejsca pracy na wyprodukowaną 1 GWh)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych MFW.

Najwięcej miejsc pracy zapewniają instalacje spalające biomasę (62 tys. osobołat/GW) i energetyka jądrowa (42 tys. osobołat/GW) w przypadku wyłącznie bezpośrednich miejsc pracy według danych OECD. Dla obu technologii miejsca pracy dotyczą w zdecydowanej większości budowy i późniejszej obsługi instalacji, czyli obszarów zatrudnienia, które nie mogą być poddane eksportowi za granicę w przeciwieństwie do np. produkcji komponentów potrzebnych do budowy.

Wykres 4. Miejsca pracy przy wytwarzaniu części, budowy, funkcjonowaniu i remontach wybranych źródeł energii (w tys. osobołat/GW)



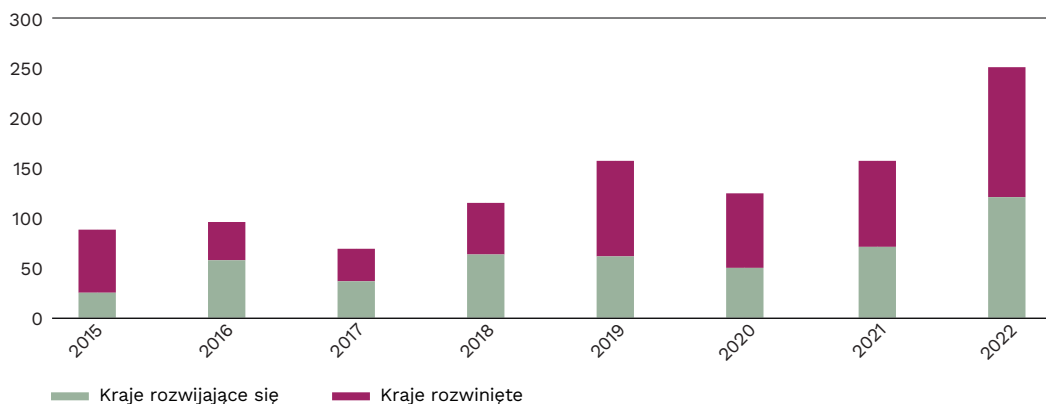
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Czako (2020).

W przypadku fotowoltaiki i elektrowni wiatrowych obserwujemy stosunkowo wysoką liczbę miejsc pracy przy wytwarzaniu komponentów. Co istotne, dla fotowoltaiki są to miejsca pracy w większości poza UE (w 2021 r. Europa odpowiadała wyłącznie za 2,8 proc. światowej produkcji paneli fotowoltaicznych i aż za 36,4 proc. popytu) (MAE, 2021), a w przypadku elektrowni wiatrowych są one zlokalizowane w dużej części w UE i Wielkiej Brytanii (42 proc. światowej produkcji turbin wiatrowych w 2019 r.) (Wind Europe, 2020).

Wpływ na bezpośrednie inwestycje zagraniczne

Na świecie dynamicznie rośnie wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych w obszarze zielonych technologii⁵. W 2015 r. wartość BIZ w zielone sektory wynosiła 88 mld USD, a 2022 r. było to ponad 3-krotnie więcej – 252 mld USD. Średni skumulowany roczny wskaźnik wzrostu (CAGR) w tym okresie to 16 proc. Ponad połowa zielonych bezpośrednich inwestycji zagranicznych jest przyciągana przez kraje rozwijające się.

Wykres 5. Wartość globalnych bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu *greenfield* w zielone technologie (w mld USD)



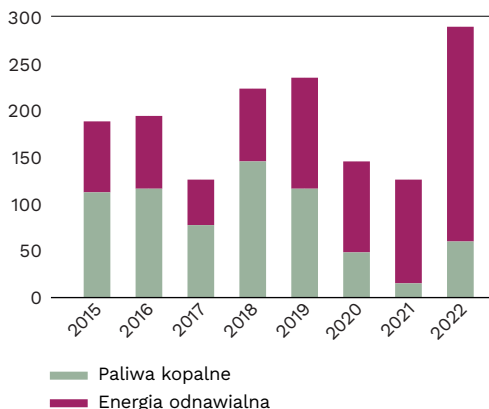
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie BCG i „Financial Times”.

Na świecie znacząco maleje wolumen BIZ w paliwa kopalne – w 2022 r. wyniósł on 61 mld USD, czyli 2-krotnie mniej niż w 2015 r. Jednocześnie rośnie udział OZE w całkowitych bezpośrednich inwestycjach zagranicznych w sektorze energetycznym – z 35 proc. w 2018 r. do 79 proc. w 2022 r. Łączna

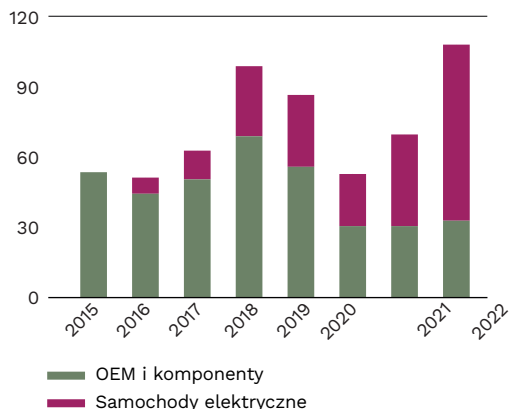
⁵ Energia odnawialna, transport niskoemisyjny oraz technologie i usługi środowiskowe.

kwota BIZ typu *greenfield*⁶ w 2022 r. w OZE wyniosła 229 mld USD – dwa razy więcej niż w 2021 r. i aż 4,5 razy więcej niż w 2017 r. Podobnie rośnie udział zielonych inwestycji w sektorze motoryzacyjnym. Samochody elektryczne stanowiły w 2022 r. aż 70 proc. wszystkich bezpośrednich inwestycji zagranicznych, podczas gdy jeszcze w 2015 r. prawie ich nie było.

Wykres 6. Wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu *greenfield* w sektorze wytwarzania energii (w mld USD)



Wykres 7. Wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu *greenfield* w sektorze motoryzacyjnym (w mld USD)



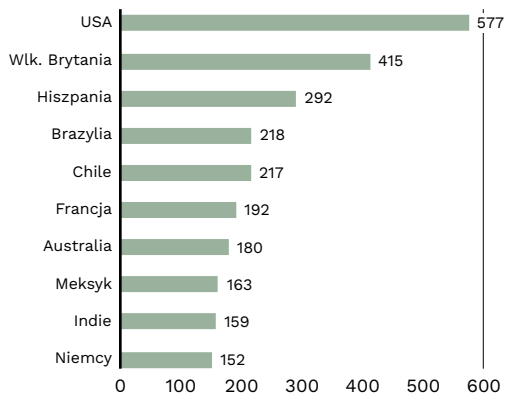
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych BCG.

Z ponad 5600 projektów OZE sfinansowanych w ramach BIZ w latach 2003-2021, blisko połowa (2473) powstała w Europie i Azji Środkowej. Zarówno jako inwestor, jak i odbiorca zagranicznych zielonych inwestycji, dominują firmy z Europy i USA. Najwięcej projektów OZE kapitał zagraniczny sfinansował w USA (577), Wielkiej Brytanii (415) i Hiszpanii (292). Najczęściej zagraniczne inwestycje w OZE były finansowane przez firmy z kapitałem niemieckim (690), hiszpańskim (596), amerykańskim (516) i francuskim (496).

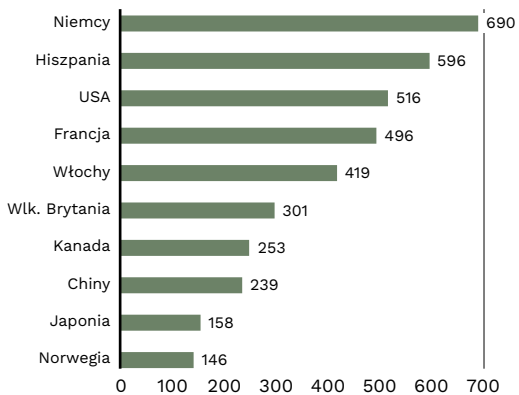
Wśród BIZ w odnawialne źródła energii największy udział mają inwestycje w fotowoltaikę (38 proc. wszystkich projektów w latach 2019-2022), farmy wiatrowe na lądzie (37 proc.) i farmy wiatrowe na morzu (9 proc.). Podobne proporcje występują w krajach OECD – 2/3 z 60 mld USD bezpośrednich inwestycji zagranicznych *greenfield* w OZE w 2021 r. dotyczyło wiatru i fotowoltaiki. W przypadku BIZ w postaci fuzji i przejęć udział ten był nawet wyższy i wynosił blisko 7 z 9 mld USD (OECD, 2022).

⁶ Rodzaj bezpośredniej inwestycji zagranicznej, w przypadku której firma rozpoczyna działalność w obcym kraju.

Wykres 8. Top 10 krajów, w których kapitał zagraniczny sfinansował odnawialne źródła energii w latach 2003-2021 (liczba projektów)



Wykres 9. Top 10 krajów finansujących odnawialne źródła energii za granicami własnego kraju w latach 2003-2021 (liczba projektów)



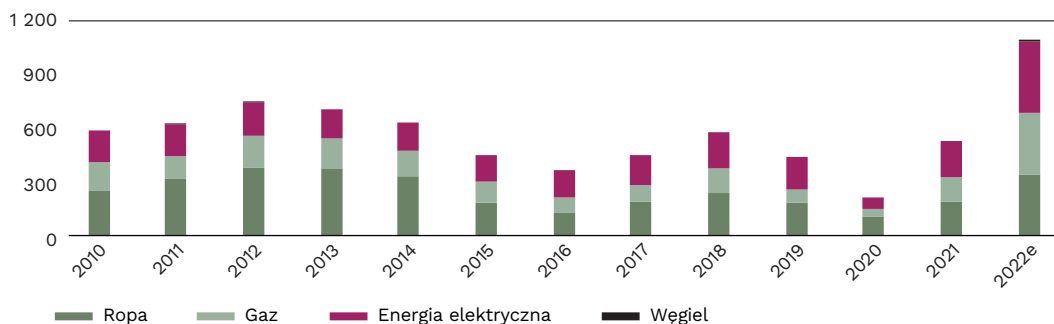
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Bank Światowy (2023).

Bieżące wyzwania braku dekarbonizacji w gospodarce

Koszty utrzymywania energetyki węglowej

Wiele krajów w dużym stopniu dotuje wydobycie i spalanie paliw kopalnych, mimo rosnącego udziału niskoemisyjnych źródeł w globalnej produkcji energii elektrycznej i coraz powszechniejszego opodatkowania emisji CO₂ (w 2022 r. bezpośrednimi podatkami lub systemem uprawnień do emisji było objętych 46 krajów) (MFW, 2022b). W latach 2010–2022 średnio na świecie przeznaczano na ten cel ok. 600 mld USD rocznie. Najwięcej w ubiegłym roku w następstwie kryzysu energetycznego – 1,1 bln USD (wzrost z 573 mld USD w 2021 r.) (MFW, 2023; MAE, 2023)^{7,8}.

Wykres 10. Światowe dotacje na wydobycie, przetwarzanie i konsumpcję paliw w latach 2010–2022 (w mld USD)



Uwaga: w przypadku energii elektrycznej dotacje dotyczą tylko jej wytwarzania z paliw kopalnych.

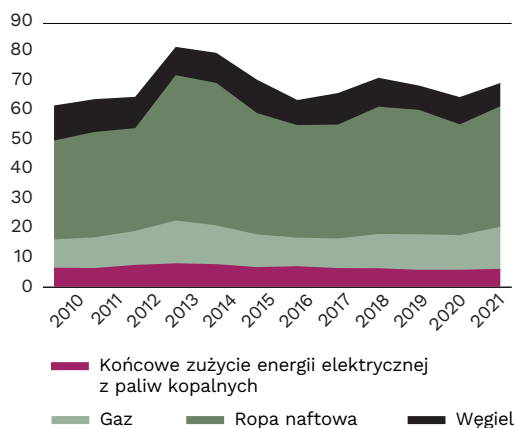
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych MAE.

⁷ Według wyliczeń Międzynarodowego Funduszu Walutowego, które poza dopłatami bezpośrednimi i ulgami podatkowymi obejmują także nieponoszenie lub niewystarczające ponoszenie przez sektor paliwowo-energetyczny finansowej odpowiedzialności za szkody dla zdrowia publicznego, środowiska i klimatu, roczne dofinansowanie paliw kopalnych w 2022 r. wyniosło 7 bln USD (7,1 proc. światowego PKB).

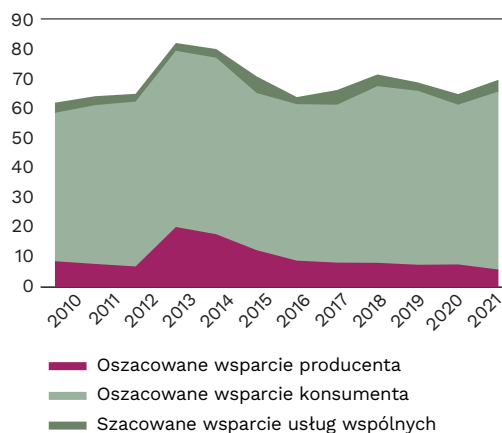
⁸ Według szacunków MFW wynik może być wyższy i wynosić łącznie 1,3 bln USD.

W 25 krajach Europy Zachodniej i Środkowo-Wschodniej należących do OECD, łączne subsydia dla paliw kopalnych w 2021 r. wynosiły 70 mld USD⁹ (wzrost o 5 mld USD w porównaniu z 2020 r.). Dominującym paliwem, które otrzymywało wsparcie rządów krajów Europy jest ropa naftowa. Jej zużycie w 2021 r. dofinansowano kwotą blisko 41 mld USD (59 proc.). Mimo że całkowite kwoty wsparcia dla paliw kopalnych w ostatniej dekadzie pozostają na podobnym poziomie (w 2010 r. wyniosło 62 mld USD), to zmienił się udział wsparcia dla poszczególnych paliw. Blisko 2-krotnie – z 19,3 do 11,4 proc. – spadł udział wsparcia dla węgla, wzrósł natomiast udział wsparcia dla gazu (z 15,6 do 20,7 proc.) i ropy naftowej (z 54,6 proc. do 59,1 proc.).

Wykres 11. Dopłaty do paliw kopalnych w wybranych krajach Europy w latach 2010–2021 w podziale na paliwa (w mld USD)



Wykres 12. Dopłaty do paliw kopalnych w wybranych krajach Europy w latach 2010–2021 w podziale na odbiorców wsparcia (w mld USD)



Uwaga: na powyższych wykresach wzięto pod uwagę 22 kraje UE będące członkami OECD (brakuje Bułgarii, Chorwacji, Cypru, Malty i Rumunii) oraz Szwajcarię, Norwegię i Wielką Brytanię. Oszacowanie wsparcia producenta: transfery lub wydatki konsumentów i podatników na rzecz producentów paliw kopalnych; oszacowanie wsparcia konsumentckiego: transfery lub wydatki na rzecz konsumentów paliw kopalnych; szacunkowe wsparcie usług ogólnych: transfery lub wydatki wynikające ze środków politycznych, które tworzą sprzyjające warunki dla sektora paliw kopalnych poprzez rozwój usług prywatnych lub publicznych, instytucji i infrastruktury. Obejmuje polityki, w których głównymi beneficjentami są projekty w obszarze paliw kopalnych, ale nie obejmuje żadnych płatności na rzecz indywidualnych producentów; węgiel: obejmuje węgiel kamienny i brykiety oraz torf, gaz ziemny: obejmuje gaz w postaci skroplonej, jak i w stanie gazowym; ropa naftowa: zawiera oleje ropy naftowej i oleje otrzymywane z minerałów bitumicznych, ropę naftową oraz produkty wtórnej rafinacji lub przetworzenia (np. olej napędowy, benzyna, nafta); końcowe zużycie energii elektrycznej z paliw kopalnych: jest to energia elektryczna pochodząca z paliw kopalnych przeznaczona do użytku przez użytkownika końcowego. Wsparcie w ramach końcowego zużycia energii elektrycznej obejmuje środki zapewniające stawki za energię elektryczną niższe od zwrotu kosztów lub cen średniorocznych kosztów dla odbiorców końcowych energii elektrycznej i obejmuje wyłącznie składnik wsparcia oparty na paliwach kopalnych. Wyłączono kwoty związane z transgranicznymi giełdami energii.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych OECD.

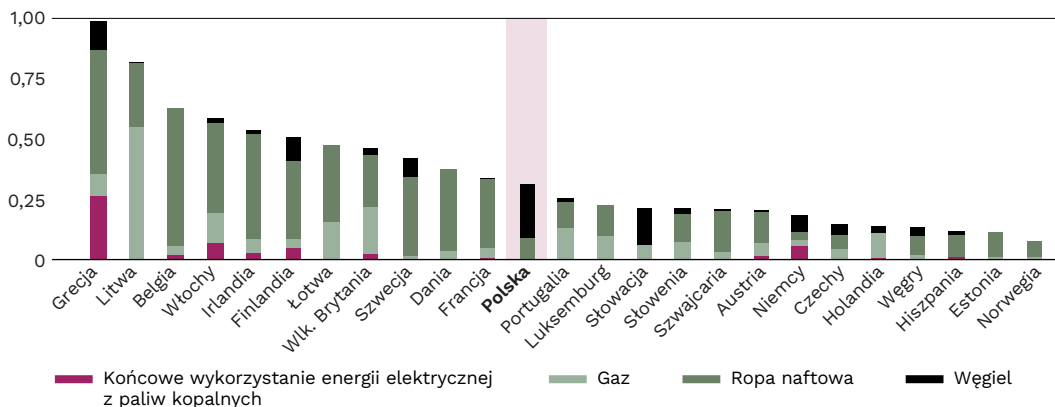
⁹ Metodologia OECD obejmuje transfery bezpośrednie, ulgi podatkowe i inne formy wsparcia dla produkcji, przetwórstwa i zużycia końcowego. Z kolei metodologia MAE, omówiona w akapicie powyżej, skupia się na podejściu mającym zidentyfikować lukę poprzez porównanie cen referencyjnych z cenami dla użytkownika końcowego. MAE opublikowało też wspólną analizę z OECD opartą na podejściu mieszanym (OECD, 2022a).

Znacząca większość wsparcia to transfery na rzecz konsumentów paliw kopalnych (86 proc. w 2021 r. – wzrost z 80 proc. w 2010 r.), a najmniejsze – szacunkowe wsparcie usług ogólnych (5,6 proc.). W latach 2010–2021 znacząco spadł udział wsparcia dla producentów w całkowitych dopłatach do paliw kopalnych – z 14 do 8,5 proc.

Wsparcie dla paliw kopalnych w Polsce w 2021 r. wynosiło 0,3 proc. PKB.

Polska jako jedyny kraj UE – obok Słowacji – większość wsparcia przeznaczają na produkcję i spalanie węgla. W większości pozostałych krajów dominuje wsparcie dla ropy naftowej i gazu. Wśród krajów Europy Zachodniej i Środkowo-Wschodniej, należących do OECD, najwyższy poziom dofinansowań paliw kopalnych w 2021 r. można zaobserwować w Grecji (blisko 1 proc. PKB) i na Litwie (0,8 proc. PKB), a najniższy w Norwegii (poniżej 0,1 proc.) i Estonii oraz Hiszpanii (0,1 proc. PKB).

Wykres 13. Wsparcie wydobycia i konsumpcji paliw kopalnych w wybranych krajach Europy w 2021 r. (w proc. PKB)

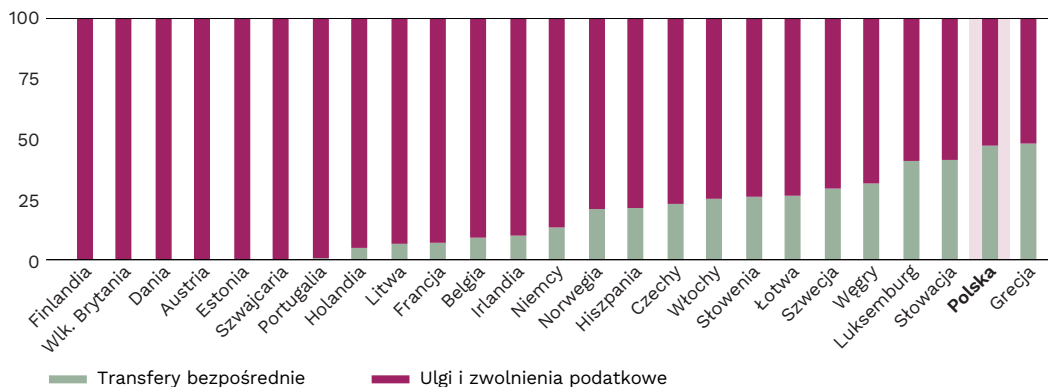


Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych OECD.

Znaczącą większość subsydiów stanowią ulgi i zwolnienia podatkowe.

Jedynie w 4 z 25 omawianych krajów (Grecja, Polska, Słowacja i Luksemburg) transfery bezpośrednie przekraczają 40 proc. oferowanego wsparcia dla paliw kopalnych. W 7 krajach 100 proc. wsparcia jest oferowane w formie ulg i zwolnień podatkowych.

Wykres 14. Udział transferów bezpośrednich oraz ulg i zwolnień podatkowych w dopłatach poszczególnych krajów do paliw kopalnych (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych OECD.

W Polsce koszt wydobycia węgla kamiennego wzrósł w latach 2016-2023

o 283 proc. z 246 PLN do 942 PLN za tonę ekwiwalentu węgla. Ceny miałów energetycznych w 2024 r. mają natomiast kosztować 20-23 PLN/GJ, czyli 450-520 PLN/t. Z jednej strony oznacza to stabilizację cen energii elektrycznej, ale z drugiej problemy finansowe sektora górniczego. Według doniesień medialnych deficyt w budżecie polskich spółek węglowych sięgnie ok. 6 mld PLN (www1). Tymczasem, płace w Polskiej Grupie Górniczej¹⁰ wzrosły w 2022 r. o 26 proc. względem 2021 r. (www2). Jednocześnie **polskie górnictwo cechuje niższa produktywność niż w pozostałych krajach wydobywczych.** Według Global Energy Monitor (2023), w Polsce do wydobycia 1 mln ton węgla rocznie potrzeba 822 górników, podczas gdy w kolejności Indiach 431, czyli blisko połowę mniej. W USA i Australii 1 mln ton rocznie wydobywa mniej niż 100 górników.

Wpływ wysokich cen energii elektrycznej na koszty funkcjonowania przedsiębiorstw

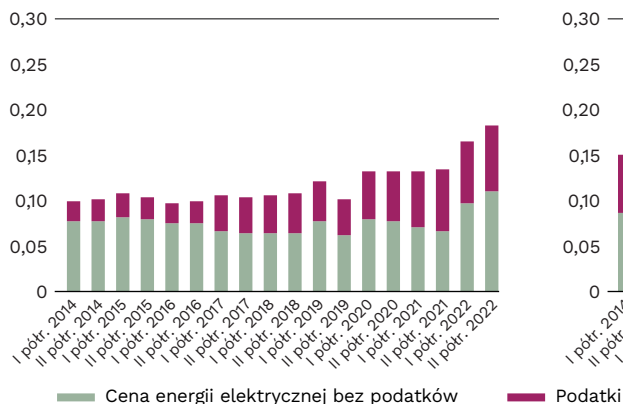
Wzrost kosztów zużycia energii w europejskich gospodarkach był spowodowany kryzysem energetycznym, w tym rosnącymi cenami surowców energetycznych na rynkach międzynarodowych. Embargo na ropę, produkty naftowe i gaz z Rosji zmusiły kraje Unii do poszukiwania alternatywnych źródeł dostaw, a międzynarodowe łańcuchy dostaw uległy zmianie. **Unijny rynek energii elektrycznej i gazu charakteryzuje się wyższą zmiennością niż przed**

¹⁰ Największe przedsiębiorstwo górnicze w Europie i największy producent węgla kamiennego w UE.

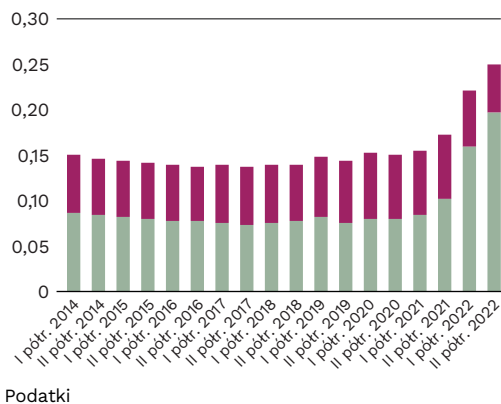
agresją Rosji na Ukrainę w związku z wyższym udziałem importu surowców energetycznych na rynkach globalnych zamiast lokalnych.

Ceny energii elektrycznej w Polsce dla firm¹¹ wzrosły w drugiej połowie 2022 r. o 35 proc. r/r w porównaniu do wzrostu o 43 proc. w Unii. Gwałtowny wzrost cen w państwach Unii, a szczególnie Europy Zachodniej, był efektem wysokiego uzależnienia cen energii elektrycznej od gazowych mocy wytwórczych. Z drugiej strony podatki od cen energii elektrycznej w Unii Europejskiej malały procentowo i nominalnie, natomiast w Polsce opłaty od drugiej połowy 2019 r. stopniowo rosły. Podatki w UE na koniec 2022 r. stanowiły średnio 20 proc. ostatecznej ceny dla konsumentów, a w Polsce – blisko 39 proc. Choć ceny energii elektrycznej w euro były w Polsce niższe niż średnio w UE, to w przypadku siły nabywczej, ceny energii elektrycznej w Polsce były w drugiej połowie 2022 r. o 11 proc. wyższe niż średnio w Unii.

Wykres 15. Cena energii elektrycznej dla firm w Polsce (w EUR/kWh)



Wykres 16. Cena energii elektrycznej dla firm w UE (w EUR/kWh)



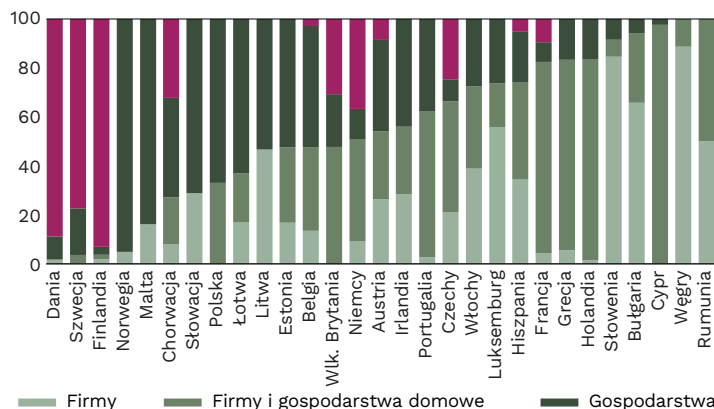
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Eurostatu.

Przedsiębiorstwa mierzyły się z ogromnym wzrostem kosztów działalności, mimo wprowadzanych rządowych programów wsparcia. Według Bruegela (2023) **łącznie wydatki rządowe na ochronę firm i konsumentów przed wysokimi cenami energii w Polsce w okresie 09.2021–01.2023 sięgnęły ok. 57 mld PLN, czyli 2,2 proc. PKB i 1,9 proc. wydatków całej UE.** Ochrona konsumentów przed skutkami kryzysu w Polsce była skupiona na gospodarstwach domowych. Wydatki rządowe na rozwiązania mające wspierać firmy stanowiły 33 proc. całkowitych kosztów i obejmowały rozwiązania stosowane zarówno dla firm, jak i gospodarstw domowych. W krajach Europy Środkowo-Wschodniej bez Polski było to 75 proc., a w pozostałych państwach UE 58 proc.

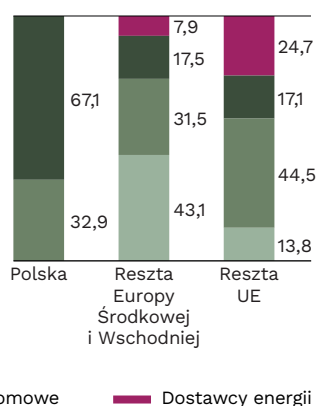
¹¹ Konsumentów niebędących gospodarstwami domowymi.

Szacunki te są obarczone błędami metodologicznymi, które dotyczą dopasowania środków wsparcia do odpowiedniej kategorii.

Wykres 17. Wydatki na ochronę firm i konsumentów przed skutkami kryzysu energetycznego w okresie 09.2021-01.2023 w Europie (w proc.)



Wykres 18. Wydatki na ochronę firm i konsumentów przed skutkami kryzysu energetycznego w okresie 09.2021-01.2023 w Polsce i UE (w proc.)

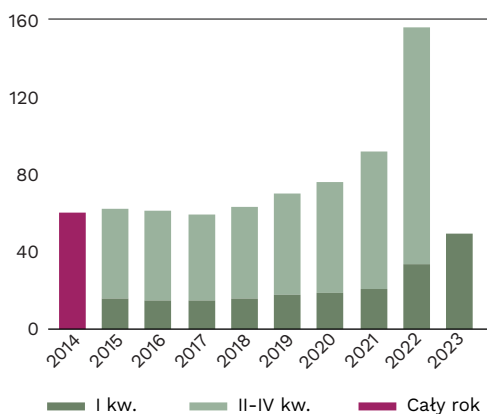


Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Bruegela.

W 2022 r. przyjęto w Polsce przepisy, dzięki którym zamrożono ceny energii elektrycznej w 2023 r. na poziomie z 2022 r., do określonych limitów zużycia energii (www3). Dla firm z sektora MŚP cena maksymalna została ustalona na 785 PLN za 1 MWh. Od 1.10.2023 maksymalna stawka za energię elektryczną dla firm spadła do 693 PLN za 1 MWh. Dodatkowo, pod koniec 2021 r. rząd przyjął projekty ustaw zakładających obniżkę stawek podatku VAT i akcyzy na energię elektryczną, gaz i niektóre paliwa silnikowe. W przypadku firm akcyza w opłacie za prąd została obniżona z 5 PLN za 1 MWh do 4,60 PLN. Obniżono także stawkę VAT na energię elektryczną (z 23 proc. na 5 proc.) i gaz (od 01.01.2022 z 23 proc. na 8 proc., natomiast od 1.02 do końca 2022 r. – na 0 proc.). Oprócz energii elektrycznej i gazu niższy VAT obowiązywał na wybrane produkty spożywcze, paliwo, ciepło i nawozy. Przedsiębiorstwa mogły jednocześnie korzystać z rządowych programów wsparcia rozwoju energetyki słonecznej, pomp ciepła i gospodarki wodnej.

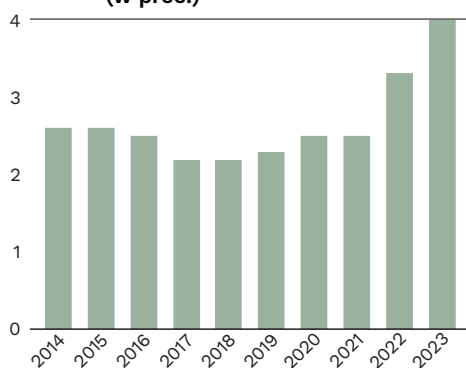
Mimo programów wsparcia **koszty zużycia energii (elektrycznej, cieplnej, gazu) w przedsiębiorstwach niefinansowych wzrosły z 92,4 mld PLN w 2021 r. do 156,5 mld PLN w 2022 r., czyli o 69 proc.** W pierwszym kwartale 2023 r. koszty zużycia energii wyniosły 50,4 mld PLN, a rok wcześniej 34,9 mld PLN. Udział kosztów zużycia energii w kosztach całkowitych wzrósł po raz pierwszy od 2014 r. powyżej 3 proc. – w 2021 r. 3,3 proc., a w 2022 r. 4 proc.

Wykres 19. Nominalne koszty zużycia energii nominalnie (w mld PLN)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Eurostatu.

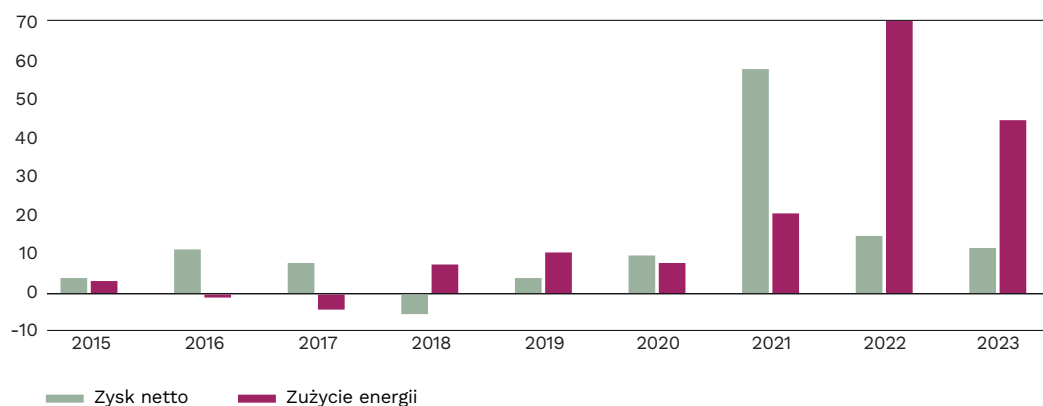
Wykres 20. Koszty zużycia energii w porównaniu z kosztami ogółem (w proc.)



Uwaga: dane za 2023 r. obejmują tylko I kwartał.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych GUS.

Wykres 21. Zmiana wartości zysku netto i kosztów zużycia energii (w proc. r/r)



Uwaga: dane za 2023 r. obejmują tylko I kwartał.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych GUS.

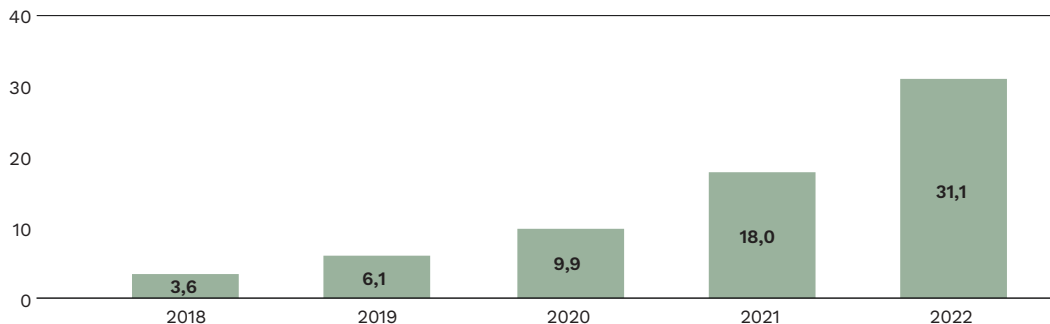
W latach 2022-2023 koszty zużycia energii rosły zdecydowanie bardziej niż zyski, co było nowym zjawiskiem co najmniej od dekady. W latach 2015-2020 – przed kryzysem energetycznym – zmiany wartości kosztów zużycia energii nie przekraczały 10 proc., a w 2021 r. zmiana wyniosła aż 21 proc. r/r. Firmy elastycznie dostosowały swoją politykę cenową do warunków wysokiego wzrostu kosztów i ich zysk netto wzrósł o 57 proc. r/r. W latach 2022-2023 koszty zużycia energii dalej rosły, natomiast tempo wzrostu zysków wyraźnie

spadło – w 2022 r. wzrosły o 69 proc., a zyski o 15 proc. Sytuacja była analogiczna w I kw. 2023 r. – wzrost kosztów zużycia energii wyniósł 44 proc. wobec zysków większych o 12 proc. r/r. Możliwości dostosowania cen do rosnących kosztów były ograniczone, ponadto rosły również np. koszty pracownicze.

Wpływ wysokich cen energii elektrycznej na konkurencyjność sektorów i atrakcyjność gospodarki

Koszty uprawnień do emisji CO₂ ponoszone przez największe polskie spółki energetyczne (PGE, Enea, Tauron, ZE PAK i Energa) urosły z 3,6 mld PLN w 2018 r. do 31 mld PLN w 2022 r. Wydatki na te uprawnienia przekroczyły 1 proc. PKB. Taka kwota pozwoliłaby na zbudowanie elektrowni wiatrowych o mocy ok. 5500 MW (IRENA, 2023) czy blisko 3 bloków jądrowych o mocy 1200 MW. Łącznie w latach 2018–2022 wskazane spółki energetyczne wydały na certyfikaty CO₂ 68,7 mld PLN, czyli rocznie średnio 0,5 proc. PKB i więcej niż przyniosły dochody podatkowe z PIT w 2022 r. (68,1 mld PLN). Utrzymanie paliw kopalnych w miksie elektroenergetycznym generuje wysokie koszty dla spółek, a dalej dla firm i konsumentów.

Wykres 22. Sumaryczne koszty uprawnień do emisji CO₂ w polskich spółkach energetycznych (w mld PLN)



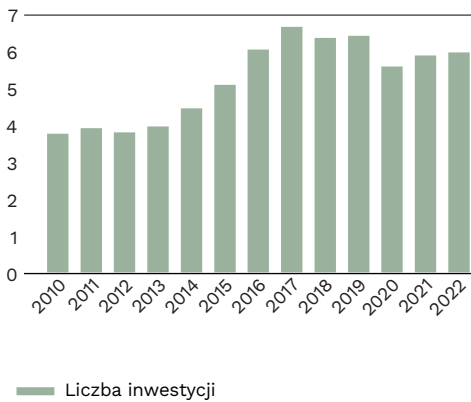
Uwaga: dane obejmują sprawozdania spółek: PGE, Enea, Tauron, ZE PAK i Energa.

Źródła: opracowanie własne PIE na podstawie sprawozdań spółek.

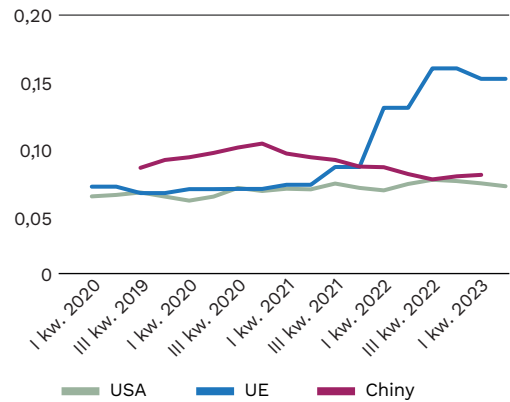
Wysokie koszty energii elektrycznej w związku z opłatami za uprawnienia do emisji CO₂ oraz wahaniami cen na rynkach surowcowych są problemem całej UE. Według danych dla przedsiębiorstw i przemysłu ceny energii elektrycznej w Unii od połowy 2021 r. do połowy 2023 r. wzrosły o 119 proc. – z 0,09 EUR/kWh do 0,19 EUR/kWh. Było to dwukrotnie więcej niż w USA

i Chinach, co wyraźnie obniża atrakcyjność inwestycyjną w regionie (White & Case, 2023). Choć według Ernst & Young (EY) od 2020 r. wzrosła liczba bezpośrednich inwestycji zagranicznych w Europie z 5,6 tys. do blisko 6 tys. w 2022 r., to nie wróciła do poziomu sprzed pandemii.

Wykres 23. Liczba bezpośrednich inwestycji zagranicznych w Europie w latach 2010-2022 (w tys.)



Wykres 24. Porównanie cen energii elektrycznej dla przemysłu i przedsiębiorstw w UE, USA i Chinach (w EUR/kWh)



Uwaga: ceny energii elektrycznej w USA obejmują przemysł, w Chinach przedsiębiorstwa ogółem, a w UE podmioty niebędące gospodarstwami domowymi, czyli w przybliżeniu przemysł.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych EY, Eurostatu, EIA, Statista, stooq.

Według wyników badania EY z 2023 r. (EY, 2023) 17 proc. firm zadeklarowało relokację poza UE jako sposób na poradzenie sobie ze skutkami kryzysu energetycznego. Administracja prezydenta USA ogłosiła listę przedsiębiorstw, które zainwestowały w Stanach Zjednoczonych po wprowadzeniu IRA (*Inflation Reduction Act*). Są to m.in. BASF, Stellantis, Iberdrola, Siemens Gamesa, Solvay, Volkswagen, BMW, Engie. Hiszpańska Iberdrola zamierza ulokować w Ameryce w ciągu 2 lat 25 mld USD. Niemiecka firma Linde już buduje w Teksasie kombinat wodoru za 1,8 mld USD (ww4, ww5). Niemieckie Audi porozumiało się natomiast z chińską państwową grupą FAW z Changchun w sprawie produkowania w Chinach od 2024 r. elektrycznych Audi na rynek chiński (Audi, 2022). Inne firmy ograniczają natomiast działalność z powodu wysokich cen energii elektrycznej. Firmy produkujące opony, Goodyear i Michelin, zamykają swoje zakłady w Niemczech (www6). Największy koncern hutniczy w Niemczech Thyssenkrupp odnotował 1 mld EUR straty (www7) – szansę na poprawę sytuacji finansowej spółki w przyszłości upatruje w zwiększeniu inwestycji w OZE.

Rynek amerykański i chiński konkurują z unijnym nie tylko niższymi cenami energii elektrycznej, lecz także programami wsparcia dla przedsiębiorstw.

Chińska administracja zaprojektowała 28 środków mających na celu wsparcie prywatnej gospodarki poprzez rozszerzenie dostępu do udziału w krajowych projektach, zwiększenie wsparcia finansowego i wzmocnienie ochrony prawnej firm prywatnych (www8). W USA wprowadzono natomiast wspomniany dokument IRA, dzięki któremu firmy otrzymają dotacje w wysokości 369 mld USD na amerykańskie projekty związane z zieloną infrastrukturą (Confederation of Swedish Enterprise, Copenhagen Economics, 2023). Odpowiedzią UE ma być Net-zero Industry Act, według którego do 2030 r. zdolności produkcyjne w Unii Europejskiej w zakresie strategicznych technologii zeroemisyjnych osiągną co najmniej 40 proc. rocznego zapotrzebowania UE w zakresie wdrażania tych technologii. Ok. 20 proc. środków na transformację energetyczną ma pochodzić z zasobów publicznych. Z tego powodu kluczowe jest pozyskiwanie finansowania z innych źródeł, w tym z banków (www9, www10).

Polityka udzielania kredytów zależnych od emisji gospodarki przez banki

Nakłady inwestycyjne na sektor elektroenergetyczny w Polsce, czyli źródła wytwórcze i rozbudowę wraz z modernizacją infrastruktury sieciowej są szacowane na ponad 1,2 bln PLN (w cenach realnych z 2020 r.) według szacunków z przekazanej do konsultacji aktualizacji PEP2040. Nakłady związane z transformacją energetyczną sektora elektroenergetycznego mogą wynieść nawet 1,6 bln PLN do 2040 r., gdy zostanie uwzględniony wzrost cen towarów i usług od 2020 r. W perspektywie do końca 2030 r. nakłady na transformację systemu elektroenergetycznego mają wynieść 600–700 mld PLN, a do 2032/3033 – 800 mld PLN.

Zaspokojenie wysokich potrzeb inwestycyjnych wymaga integracji finansowania z różnych źródeł – począwszy od dostępnych środków z funduszy europejskich po sektor prywatny i finansowy. Według szacunków PFR na realizację inwestycji w sektorze elektroenergetycznym w najbliższych 10 latach zostanie przeznaczony ok. 100-150 mld PLN z funduszy unijnych¹², podczas gdy całkowite zapotrzebowanie na kapitał może wynieść blisko 800 mld PLN.

¹² Uwzględniono środki unijne z Krajowego Planu Odbudowy (KPO), Funduszy Europejskich na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko (FEniKS), Funduszu Modernizacyjnego (FM) i Funduszu Transformacji Energetyki (FTE).

Rysunek 1. Szacunkowe źródła finansowania transformacji elektroenergetyki w Polsce do 2033 r.



Uwaga: dane obejmują wyłącznie szacunki dla sektora elektroenergetycznego (tj. źródła wytwórcze energii elektrycznej i sieci elektroenergetyczne).

Źródło: opracowanie własne PIE i PFR na podstawie informacji o dostępnych funduszach europejskich na lata 2023-2033.

Oprócz kapitału prywatnego to właśnie banki i pozostałe instytucje finansowe będą odgrywać istotną rolę w wypełnieniu luki inwestycyjnej i przejściu na nisko- lub zeroemisyjną gospodarkę. Dla tych instytucji finansowych ważne staje się to, jakiego rodzaju aktywa finansują pod kątem ESG (*Environmental, Social, Corporate Governance*) i zwiększania udziału „zielonych inwestycji” w portfelu aktywów. W związku z tym **inwestowanie postrzegane jako niezrównoważone może napotykać bariery w pozyskaniu finansowania.**

Przeprowadziliśmy badanie¹³ na próbie 7 instytucji finansowych w Polsce (głównie banków) w celu:

- identyfikacji poziomu postrzegania i akceptacji ryzyka związanego z finansowaniem inwestycji emisyjnych,
- określenia polityki udzielania finansowania na transformację energetyczną.

Znaczenia nabierają kwestie zrównoważonego rozwoju, w tym wyzwania związane z ochroną klimatu. Wymaga to aktywnych działań ze strony banków. Wszystkie badane przez nas instytucje finansowe stosują założenia polityki lub strategii finansowania inwestycji proekologicznych. Wśród najpopularniejszych zielonych inwestycji banki wskazały:

- inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE,
- działania poprawiające i zwiększające efektywność energetyczną,
- inwestycje w infrastrukturę i sieci elektroenergetyczne.

Instytucje finansowe są otwarte na nowe technologie w sektorze energetycznym. Przedstawiciele banków wyrazili zainteresowanie projektami rozwijającymi magazynowanie energii czy budowę stacji wodorowych. Z perspektywy banków ważna jest oferta skierowana do prosumentów i spółdzielni

¹³ W badaniu rynku udział wzięły: Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Millennium, Bank Ochrony Środowiska, BNP Paribas Bank Polska, Credit Agricole Bank Polska, EBRD, PKO Bank Polski.

energetycznych oraz przedsiębiorstw dotycząca wspierania tych odbiorców w transformacji energetycznej.

Sektor bankowy odchodzi od finansowania przedsięwzięć emisyjnych oraz prowadzących do powstawania emisji. Niemal wszystkie ankietowane banki zadeklarowały, że w swoich strategiach przewidują ograniczenia w finansowaniu przedsiębiorstw wydobywających węgiel oraz elektrowni węglowych. 2 na 7 ankietowanych banków (29 proc.) przyznały, że pozytywna decyzja o finansowaniu elektrowni węglowej mogłaby wynikać jedynie ze strategicznego punktu widzenia w obszarze bezpieczeństwa energetycznego kraju. Obecnie w żadnym ankietowanym banku inwestycje w aktywa węglowe nie przekraczają 10 proc. jego portfela aktywów.

Ponad 50 proc. banków posiada ograniczenia w finansowaniu przedsiębiorstw wydobywających gaz czy ropę, lecz tylko niespełna 30 proc. ankietowanych przez nas banków posiada ograniczenia w finansowaniu elektrowni gazowych. Inwestycje w wytwórcze moce gazowe są postrzegane przez banki jako inwestycje pożądane, zgodnie z taksonomią unijną, która wskazuje energetykę gazową jako przejściową w dążeniu do neutralności klimatycznej. Obecnie aktywa gazowe stanowią nie więcej niż 10 proc. portfela aktywów poszczególnych banków.

Banki w przeprowadzonej ankiecie wskazały, że finansowanie związane z paliwami kopalnymi (węgiel, gaz) postrzegają jako inwestycje podwyższonego ryzyka. W skali od 0 do 10, gdzie 0 to inwestycja bez ryzyka, a 10 inwestycja bardzo ryzykowna, średnia wyniosła 7,9. Z tego względu banki skupiają coraz większą uwagę na inwestycjach proekologicznych.

Rysunek 2. Stopień ryzyka inwestycji w paliwa kopalne (w skali 0-10)

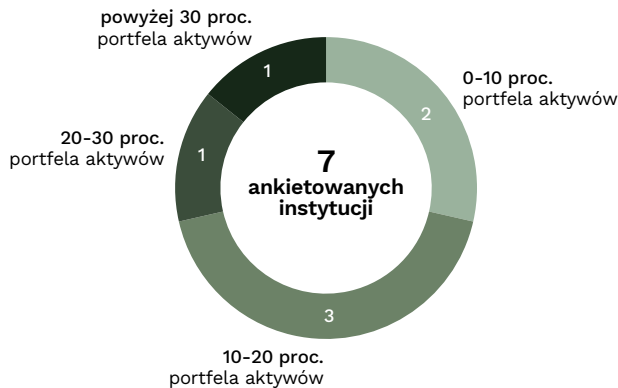


Źródło: opracowanie własne PIE i PFR.

Trzy z siedmiu banków zakładają, że ok. 10-20 proc. portfela ich aktywów w 2025 r. mogą stanowić inwestycje w technologie zeroemisyjne. Dwa przewidują, że min. 20 proc. portfela ich aktywów pokryją inwestycje w OZE czy efektywność energetyczną. Instytucje finansowe w swojej ofercie zakładają

jednocześnie różne formy finansowania inwestycji proekologicznych. Wśród najbardziej popularnych są kredyty i pożyczki. **5 ankietowanych banków oferuje również możliwość objęcia obligacji**, zaś 4 przewiduje ofertę leasingu.

Wykres 25. Zakładany udział zielonych inwestycji w portfolio aktywów badanych banków



Źródło: opracowanie własne PIE i PFR.

Institucje finansowe przewidują różnego rodzaju preferencje w celu promowania i jednocześnie zwiększania udziału zielonych inwestycji we własnym portfolio aktywów. Wśród najczęściej spotykanych preferencji w ofercie banków znajduje się możliwość rozłożenia finansowania inwestycji na dłuższy okres. 6 na 7 badanych banków wskazuje również na oferowanie niższej marży dla takich przedsięwzięć, a 3 wskazuje na niższe wymogi dotyczące wielkości wkładu własnego ze strony inwestora oraz na akceptację wyższego poziomu ryzyka kredytowego.

Jedną z najbardziej perspektywicznych form finansowania dłużnego mają stać się zielone obligacje. Tego rodzaju instrument charakteryzuje się koniecznością wykorzystania środków pochodzących z emisji obligacji na cele związane ze zrównoważonym rozwojem. W „Ramach Emisji Zielonych Obligacji” (*Green Bond Framework*) wskazano cele, na które można wydać środki z zielonych obligacji.

Polski rynek obligacji, a w szczególności zielonych obligacji, dopiero się rozwija. Wśród ankietowanych instytucji finansowych trzy spośród nich organizują możliwość emisji zielonych obligacji dla klientów. Instytucje coraz częściej dostrzegają potrzebę rozwoju takiej formy finansowania, ponieważ niesie ona za sobą szereg korzyści dla emitenta.

Wykres 26. Preferencje dla zielonych inwestycji w badanych instytucjach finansowych (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE i PFR.

Emisje zielonych obligacji spółki mogą spowodować większe zainteresowanie potencjalnych inwestorów. Wskazują na to nie tylko trendy globalne, ale również informacje od krajowych instytucji finansowych. Realizacja projektów w obszarze transformacji klimatycznej sprawia, że spółka staje się bardziej wiarygodna dla inwestorów. Banki organizujące emisję zielonych obligacji wskazują na niższe oprocentowanie tej formy finansowania działalności. Wraz z rosnącym popytem na zielone obligacje koszty ich emisji i organizacji emisji mogą być niższe w porównaniu z oprocentowaniem i prowizjami związanymi ze standardowym kredytem

Wykres 27. Preferencyjne warunki dla zielonych obligacji w badanych instytucjach finansowych (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE i PFR.

Analiza wariantowa miksu elektroenergetycznego Polski

Wysokie zainteresowanie inwestorów i instytucji finansowych technologiami niskoemisyjnymi oraz pozytywny wpływ rozwoju odnawialnych źródeł energii na PKB i zatrudnienie, zachęciły nas do przygotowania trzech scenariuszy polskiego miksu elektroenergetycznego do 2060 r. w celu oceny ilościowej ich realizacji. W tym celu skorzystaliśmy ze stworzonego w Polskim Instytucie Ekonomicznym modelu miksu energetycznego *PEI Energy Mix*.

W całkowitych kosztach 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, 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. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w 2030 r. przyjęliśmy na poziomie 250 EUR/t, a w 2060 r. – 350 EUR/t. Dane zostały zwaloryzowane o skumulowany wskaźnik inflacji. Do obliczeń przyjęliśmy kurs EUR/PLN na poziomie 4,65.

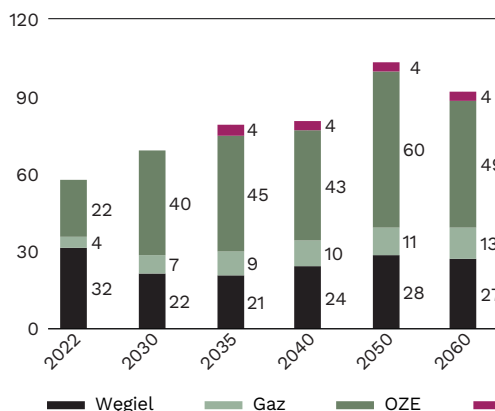
Scenariusz 1. Utrzymanie energetyki węglowej

Głównym założeniem scenariusza przedłużenia działania energetyki węglowej jest utrzymanie stosunkowo wysokiej generacji energii elektrycznej z węgla do 2060 r. W scenariuszu założyliśmy średni czas eksploatacji rzędu 53 lat dla elektrowni na węgiel kamienny i brunatny. Konieczne jest zatem stopniowe zamykanie starych elektrowni węglowych i budowa nowych ze względu na ich znaczny średni wiek w Polsce. Nakłady finansowe na źródła gazowe i OZE będą

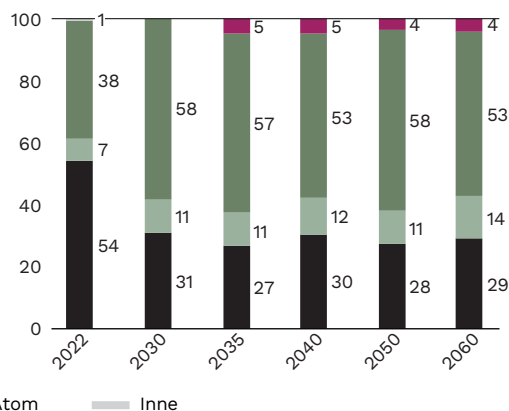
kontynuowane zgodnie z opłacalnością tych inwestycji. W scenariuszu uwzględniliśmy budowę jednej elektrowni jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej o mocy 5,9 GW.

Do 2030 r. z powodu końca okresu eksploatacji bloków węglowych oraz finalizacji rozpoczętych projektów OZE i jądrowych, z mixu elektroenergetycznego zostaje wyłączone 10,2 GW mocy zainstalowanej w węglu, co stanowi 32 proc. mocy zainstalowanej wszystkich elektrowni węglowych w Polsce w 2022 r. Mimo budowy nowych jednostek na węgiel kamienny i zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej w węglu o 5,5 GW, elektrownie węglowe w latach 2030-2060 pokrywają jedynie ok. 40 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną. Wynika to z obecności elektrowni jądrowej w mixie elektroenergetycznym i stopniowo budowanych źródeł gazowych. Do 2030 r. ukończono budowę morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 5,9 GW, a moc zainstalowana wiatraków na lądzie wzrasta do 9 GW. Rozbudowywane są także elektrownie na energię słoneczną, których moc w 2030 r. osiąga wartość 22 GW. Odnawialne źródła energii w 2030 r. pokrywają ok. 35 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną.

Wykres 28. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w GW)



Wykres 29. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w proc.)

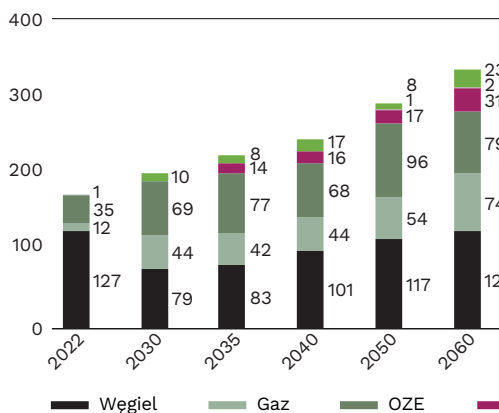


Uwaga: dane historyczne za 2022 r. na podstawie ARE. Wartości procentowe mogą się nie sumować do 100 proc. z powodu zaokrągleń.

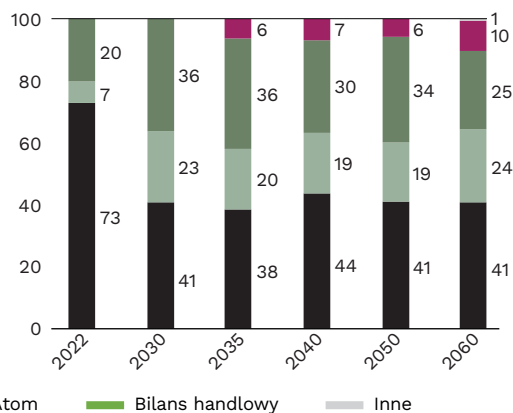
Źródło: opracowanie własne PIE.

W 2060 r. węgiel odpowiada za ponad 40 proc. wytwarzanej energii elektrycznej w Polsce. Z powodu braku nowych inwestycji i mijającego czasu eksploatacji wyłączone zostają farmy wiatrowe na morzu. OZE stanowi dalej blisko połowę mocy zainstalowanych, ale generuje 25 proc. energii elektrycznej. Jedną wybudowaną elektrownię jądrową generuje już 10 proc. energii elektrycznej, a system w dużym stopniu korzysta również z możliwości importu ponad 23 TWh, czyli ok. 7 proc. zapotrzebowania).

Wykres 30. Struktura mixu elektroenergetycznego w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w TWh)



Wykres 31. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w proc.)

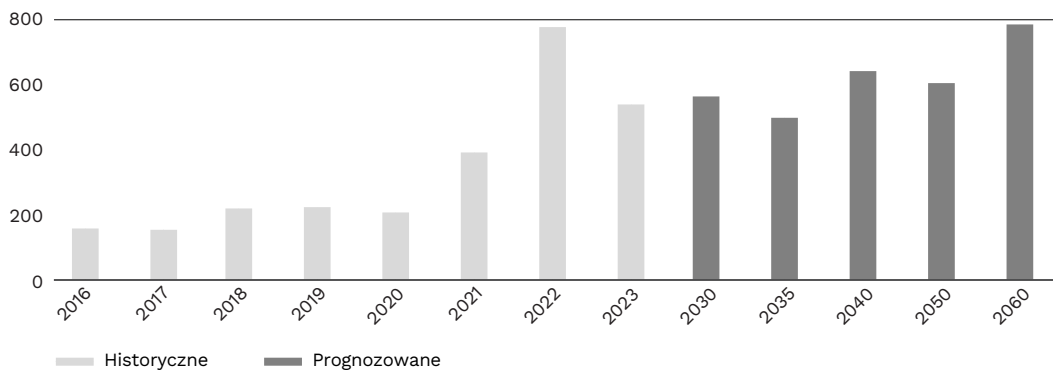


Uwaga: dane historyczne za 2022 r. na podstawie ARE. Wartości procentowe mogą się nie sumować do 100 proc. z powodu zaokrągleń.

Źródło: opracowanie własne PIE.

W scenariuszu utrzymania energetyki węglowej ceny energii elektrycznej do 2060 r. pozostają wysokie i nie wracają do wartości sprzed kryzysu energetycznego. Co więcej, w 2060 r. ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym są nieznacznie wyższe niż w kulminacyjnym dla rynku energii 2022 r. i o 313 proc. wyższe niż średnio w latach 2016-2019. Wysokie koszty zmienne w postaci kosztów surowców i uprawnień do emisji CO₂ implikują wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym do 570 PLN/MWh w 2030 r. i do 792 PLN/MWh w 2060 r.

Wykres 32. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r. w Scenariuszu 1 (w PLN/MWh)



Uwaga: dane historyczne za TGE (dla 2023 r. obejmują okres 01.01.-24.11.2023).

Źródło: opracowanie własne PIE.

Całkowity koszt realizacji scenariusza 1 do 2060 r. wyniesie 2144 mld PLN.

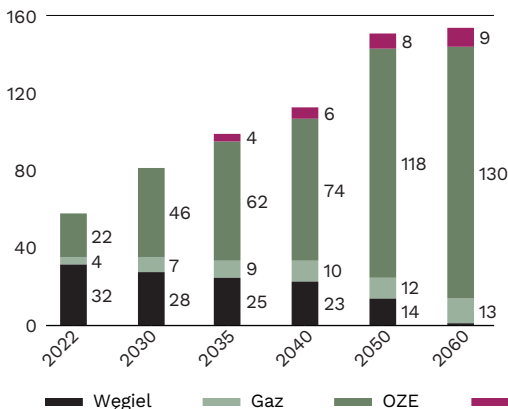
Większość stanowią koszty zmienne (1307 mld PLN), czyli głównie koszt paliwa dla elektrowni węglowych oraz uprawnień do emisji. Skumulowane koszty inwestycyjne w nowe jednostki do 2060 r. wynoszą 837 mld PLN, w tym inwestycje w nowe moce węglowe – 356 mld PLN.

Scenariusz 2. Kontynuacja transformacji energetycznej z istotną rolą atomu

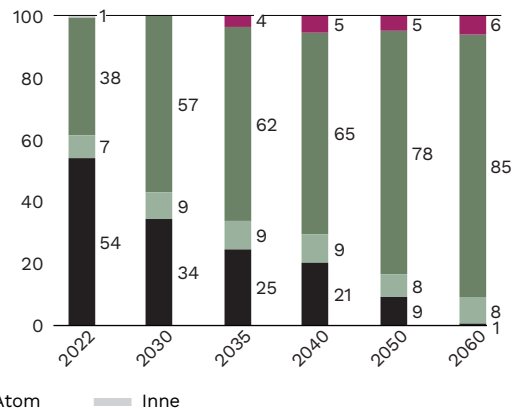
Scenariusz kontynuacji polityk energetycznych opiera się na stopniowym rozwoju odnawialnych źródeł energii i inwestycjach w wielkoskalowe projekty jądrowe. We wskazanym scenariuszu założyliśmy, że do 2040 r. powstanie ok. 7,8 GW mocy jądrowych, a do 2060 r. będzie to ponad 9 GW. Rozwój OZE jest stopniowy, a rolę stabilizatora systemu odgrywają źródła gazowe.

Proces wygaszania energetyki węglowej odbywa się stopniowo i w 2040 r. nadal funkcjonują 23 GW mocy węglowych (z 32 GW w 2022 r.). Nie buduje się natomiast nowych bloków węglowych. Choć dopiero po 2050 r. wyłączone zostają prawie wszystkie elektrownie węglowe, to we wcześniejszych latach bloki te pozostają w systemie głównie w celach stabilizacji, a ich wykorzystanie jest ograniczone. Już w 2030 r. tylko 30 proc. energii elektrycznej wytwarzane jest z węgla, w 2040 r. – 6 proc., a od 2050 r. udział węgla spada do blisko 0 proc.

Wykres 33. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w GW)



Wykres 34. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w proc.)

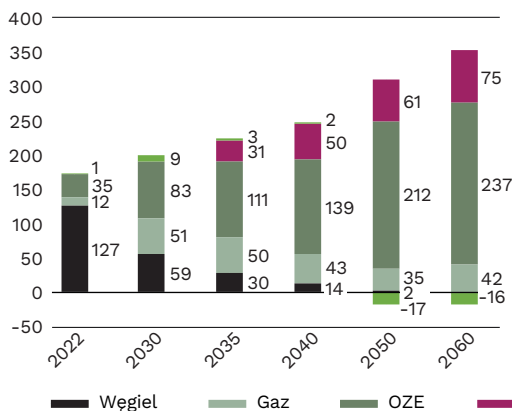


Uwaga: dane historyczne za 2022 r. na podstawie ARE. Wartości procentowe mogą się nie sumować do 100 proc. z powodu zaokrągleń.

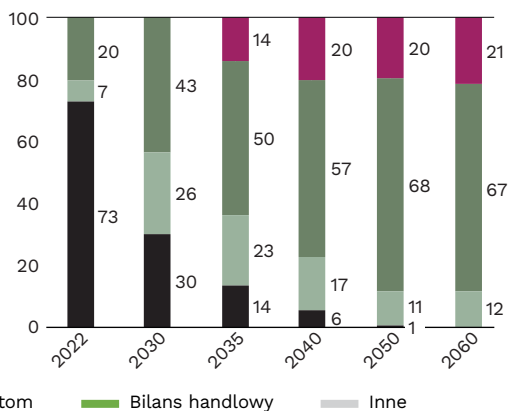
Źródło: opracowanie własne PIE.

Inwestycje w stabilną i niskoemisyjną energetykę jądrową zapewniają 14 proc. wytwarzanej energii już w 2035 r. W kolejnych latach dobudowuje się kolejne bloki jądrowe i rozwija projekty SMR (*small modular reactors*). Dzięki temu od 2040 r. elektrownie atomowe odpowiadają za ponad 20 proc. generacji energii elektrycznej. Po 2050 r. Polska eksportuje nadwyżkę wyprodukowanej energii elektrycznej w celu stabilizowania systemu, ponieważ OZE generują blisko 70 proc. całkowitej produkcji energii elektrycznej.

Wykres 35. Struktura miks elektroenergetycznego w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w TWh)



Wykres 36. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w proc.)

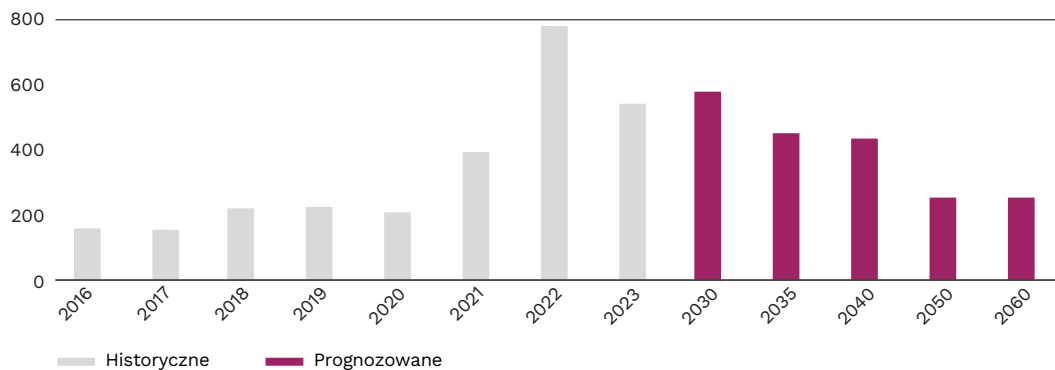


Uwaga: dane historyczne za 2022 r. na podstawie ARE. Wartości procentowe mogą się nie sumować do 100 proc. z powodu zaokrągleń.

Źródło: opracowanie własne PIE.

W scenariuszu kontynuacji transformacji energetycznej z istotną rolą atomu ceny energii elektrycznej do 2040 r. pozostają powyżej wartości z 2021 r. Dokończenie projektów jądrowych oraz zwiększanie udziału OZE w miksie elektroenergetycznym wpływają jednak na wyraźne obniżenie cen energii elektrycznej na rynku hurtowym po 2040 r. Do 2060 r. wynoszą one ok. 256 PLN/MWh – powyżej wartości sprzed kryzysu energetycznego, ale o potęgę niższą względem średniej ceny w 2023 r.

Wykres 37. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r. w Scenariuszu 2 (w PLN/MWh)



Uwaga: dane historyczne za TGE (dla 2023 r. obejmują okres 01.01.-24.11.2023).

Źródło: opracowanie własne PIE.

Całkowity koszt realizacji Scenariusza 2 do 2060 r. wyniesie 1813 mld PLN.

Większość stanowią skumulowane koszty inwestycyjne w nowe jednostki, które wynoszą 1033 mld PLN, w tym ponad 194 mld PLN na energetykę jądrową. Koszty zmienne stanowią ok. 43 proc. całkowitych potrzeb inwestycyjnych. Relatywnie niskie koszty zużycia paliwa w energetyce jądrowej i wysoki udział OZE w systemie elektroenergetycznym redukuje koszty zmienne, ale z drugiej na ich wzrost wpływa utrzymanie energetyki węglowej do 2040 r. i potencjalnie wysokie ceny gazu, który pełni rolę stabilizującą miks elektroenergetyczny.

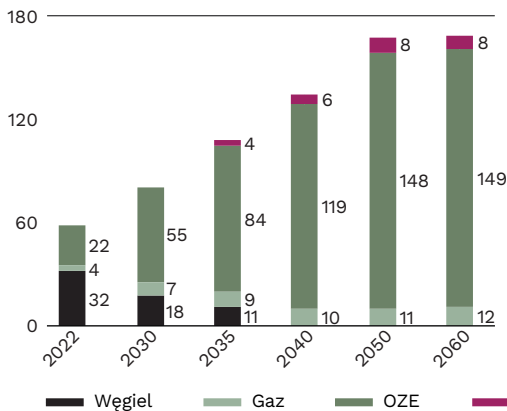
Scenariusz 3. Przyspieszone inwestycje w OZE

W scenariuszu przyspieszonych inwestycji w OZE zakładamy przede wszystkim gwałtowny wzrost rozwoju fotowoltaiki oraz lądowej energetyki wiatrowej, dzięki liberalizacji prawa. We wskazanym scenariuszu do 2040 r. zostają wyłączone wszystkie bloki węglowe w Polsce. Jednocześnie realizowane są inwestycje w energetykę jądrową – moc zainstalowana bloków jądrowych osiąga 7,8 GW po 2040 r. i przestaje być rozwijana.

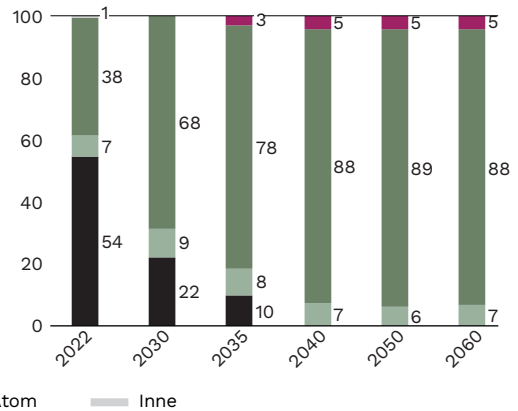
Przyspieszone odejście od węgla skutkuje wyłączeniem do 2030 r. ponad 40 proc. (14 GW) mocy zainstalowanych w węglu kamiennym i brunatnym względem 2022 r. W 2035 r. w systemie pozostaje 11 GW mocy węglowych, czyli 10 proc. wszystkich mocy zainstalowanych. W tym roku rozpoczyna produkcję pierwsza elektrownia jądrowa. Kolejne bloki jądrowe powstają przed 2050 r. i osiągają 7,8 GW, co w latach 2040–2060 stanowi 5 proc. mocy zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym.

Dynamiczny rozwój OZE jest spowodowany przede wszystkim uwolnieniem inwestycji w lądową energetykę wiatrową oraz gwałtownym wzrostem na rynku fotowoltaiki do 2035 r. Moc zainstalowana w energetyce słonecznej w 2030 r. rośnie o 139 proc. względem 2022 r. (do 47 GW), a w 2035 r. o kolejne 62 proc. względem 2030 r. (do 56 GW). Moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej do 2050 r. sięga 68 GW, czyli prawie 10-krotnie więcej niż w 2022 r., a następnie spada do 59 GW w 2060 r. z powodu mijającego czasu eksploatacji oraz kontynuacji inwestycji w morską energetykę wiatrową i fotowoltaikę.

Wykres 38. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w GW)



Wykres 39. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w proc.)



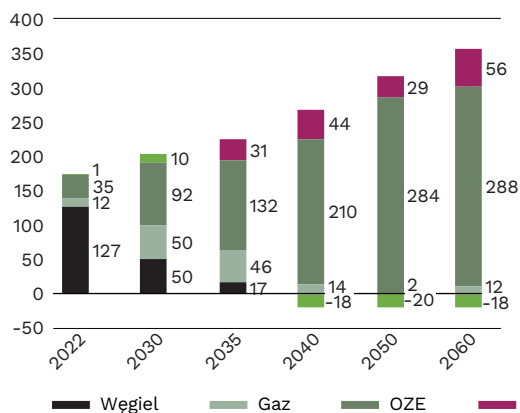
Uwaga: dane historyczne za 2022 r. na podstawie ARE. Wartości procentowe mogą się nie sumować do 100 proc. z powodu zaokrągleń.

Źródło: opracowanie własne PIE.

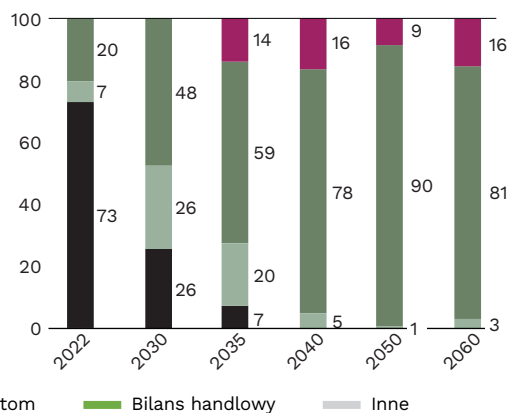
Już w 2030 r. udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej spada do 26 proc. (z 73 proc. w 2022 r.). OZE generuje 48 proc. energii elektrycznej. W związku z potrzebą stabilizacji odnawialnych źródeł energii i zastąpienia wyłączanych bloków węglowych rośnie również udział gazu.

W 2035 r. energetyka jądrowa wytwarza 31 TWh, czyli 14 proc. całkowitej produkcji, podczas gdy OZE stanowią blisko 60 proc. Od 2040 r. Polska eksportuje energię elektryczną, co jest efektem potrzeb związanych z bilansowaniem sieci elektroenergetycznej – OZE odpowiadają średnio za ponad 80 proc. wytwarzanej energii elektrycznej. Polski mikś elektroenergetyczny od 2040 r. opiera się głównie na odnawialnych źródłach energii i blokach jądrowych wraz z wykorzystaniem gazu i handlu międzynarodowego w celach stabilizacji systemu.

Wykres 40. Struktura mixu elektroenergetycznego w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w TWh)



Wykres 41. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w proc.)

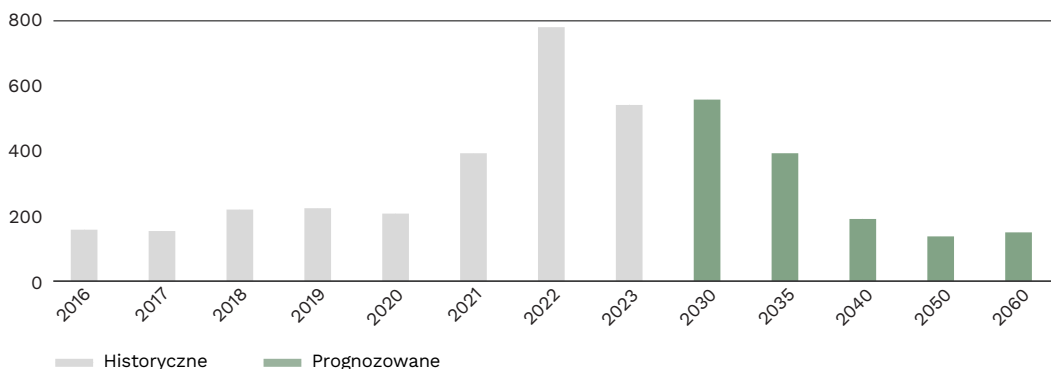


Uwaga: dane historyczne za 2022 r. na podstawie ARE. Wartości procentowe mogą się nie sumować do 100 proc. z powodu zaokrążeń.

Źródło: opracowanie własne PIE.

W scenariuszu przyspieszonego rozwoju OZE ceny energii elektrycznej w 2030 r. utrzymają się na poziomie zbliżonym do średniej z 2023 r., a w 2035 r. spadają do poziomu poniżej wartości z 2021 r. W latach 2040-2060 ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym są niższe niż w latach 2016-2019 przed kryzysem energetycznym. Na koniec 2060 r. cena 1 MWh wynosi 153 PLN.

Wykres 42. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r. w Scenariuszu 3 (w PLN/MWh)



Uwaga: dane historyczne za TGE (dla 2023 r. obejmują okres 01.01.-24.11.2023).

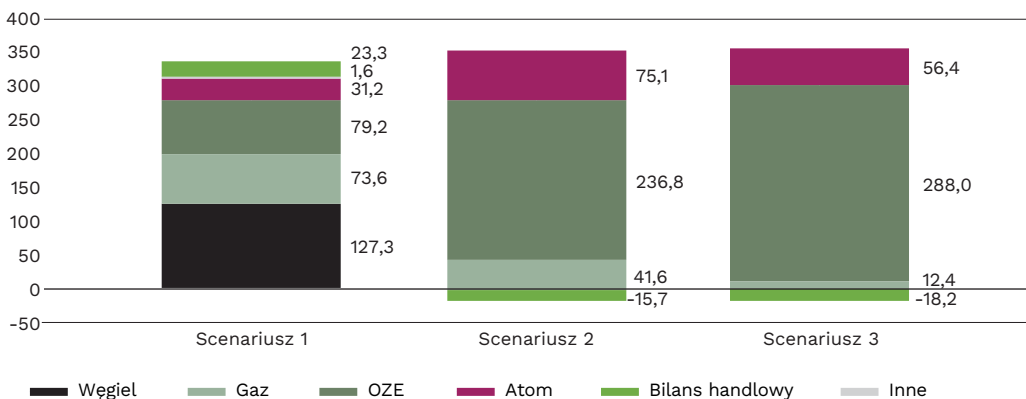
Źródło: opracowanie własne PIE.

Całkowity koszt realizacji scenariusza 3 do 2060 r. wyniesie 1750 mld PLN, czyli najmniej spośród analizowanych scenariuszy. Skumulowane koszty inwestycyjne w nowe jednostki do 2060 r. wynoszą 1293 mld PLN, w tym OZE ponad 1107 mld PLN. Koszty zmienne stanowią ok. 26 proc. potrzebnych nakładów inwestycyjnych, dzięki wysokiemu udziałowi odnawialnych źródeł energii w miksie elektroenergetycznym i przyspieszonemu wyłączeniu bloków węglowych.

Porównanie całościowych kosztów inwestycyjnych i jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w 2060 r. w Polsce może być niemal całkowicie oparta na OZE i energetyce jądrowej. Zarówno w scenariuszu kontynuacji transformacji energetycznej z istotną rolą atomu, jak i przyspieszonego rozwoju OZE, miks elektroenergetyczny jest oparty w co najmniej 90 proc. na źródłach niskoemisyjnych. W analizie nie uwzględniliśmy potrzeb inwestycyjnych związanych z dostosowaniem infrastruktury sieci elektroenergetycznych do wymagań systemu opartego w większości na niestabilnych źródłach energii elektrycznej ze względu na ograniczenia modelu. Według wyników modelu Polska staje się znacznym eksporterem energii elektrycznej w związku z potrzebą bilansowania sieci elektroenergetycznych spowodowaną wysokim udziałem OZE. Realizacja takich scenariuszy wymagałaby również rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej.

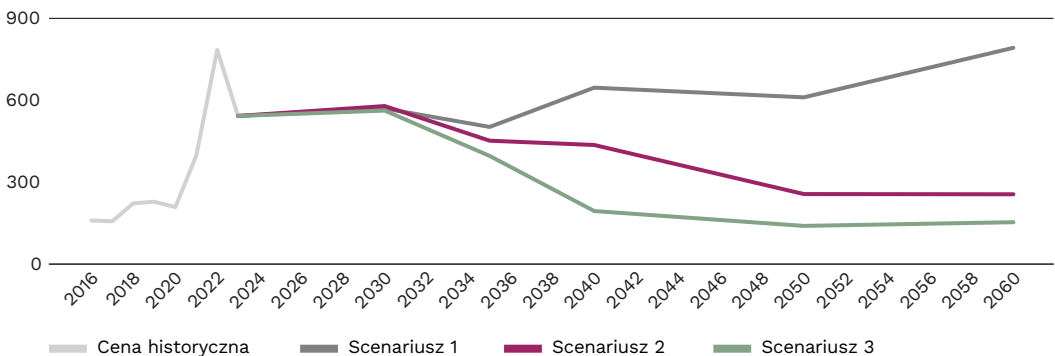
Wykres 43. Struktura miksu elektroenergetycznego w 2060 r. w podziale na scenariusze (w TWh)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Im wyższy udział niskoemisyjnych źródeł energii w miksie elektroenergetycznym, tym niższe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, co przekłada się na większą atrakcyjność i konkurencyjność gospodarki w związku z potencjalnie niższymi kosztami energii dla firm i konsumentów. Do 2030 r. ceny energii elektrycznej różnią się nie więcej niż o 3 proc. ze względu na czas potrzebny do realizacji wielkoskalowych projektów energetycznych, w tym morskiej energetyki wiatrowej czy elektrowni jądrowej oraz stopniowe wyłączenie bloków węglowych z zapewnieniem bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. W 2040 r. cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w scenariuszu 1 jest już o 48 proc. wyższa niż w scenariuszu 2 i o 322 proc. wyższa niż w scenariuszu 3. Różnice te w kolejnych latach się pogłębiają z powodu rosnących kosztów zmiennych w energetyce opartej na paliwach kopalnych. W 2060 r. cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w scenariuszu 1 jest ponad 3-krotnie wyższa niż w scenariuszu 2 i 5-krotnie wyższa niż w scenariuszu 3.

Wykres 44. Porównanie cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w podziale na scenariusze (w PLN/MWh)



Uwaga: dane historyczne za TGE (dla 2023 r. dane za okres 01.01-24.11.2023).

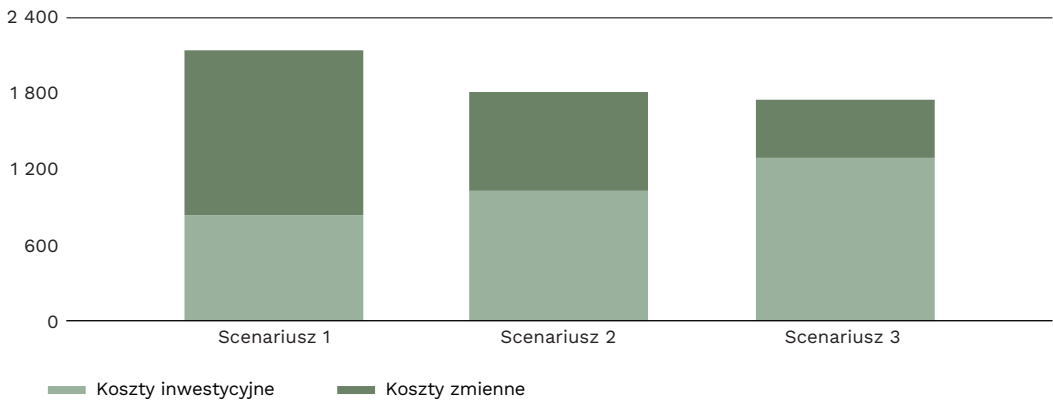
Źródło: opracowanie własne PIE.

Scenariusz utrzymania energetyki węglowej jest rozwiązaniem nieoptymalnym ekonomicznie dla polskiego sektora elektroenergetycznego.

Ze względu na ok. 50-letni okres eksploatacji elektrowni węglowych w każdym z przedstawionych scenariuszy konieczne jest wyłączenie nawet 60 proc. wszystkich mocy węglowych. Sytuacja ta w przypadku realizacji scenariusza przedłużania działania energetyki węglowej implikuje konieczność zainwestowania 356 mld PLN w nowe jednostki węglowe. Całkowity koszt scenariusza, łącznie z OPEX i CAPEX, do 2060 r. wynosi 2144 mld PLN, a więc o 18 proc. niż w przypadku scenariusza realizacji polityk energetycznych wraz z budową wielkoskalowych elektrowni jądrowych

i o 22 proc. więcej względem scenariusza przyspieszonego rozwoju OZE. Większość potrzebnych środków stanowią koszty zmienne, czyli m.in. koszty paliwa i uprawnień do emisji CO₂.

Wykres 45. Porównanie całkowitych kosztów realizacji scenariuszy (w mld PLN)



Źródło: opracowanie własne PIE.

Podsumowanie

Postęp transformacji energetycznej wynika m.in. z korzyści środowiskowych i ekonomicznych. W obecnych warunkach wysokich wahań cen surowców i rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ na całym świecie, coraz popularniejsze są inwestycje w technologie niskoemisyjne by zapewnić tanią energię elektryczną dla firm, zwiększyć konkurencyjność gospodarki i lokalną atrakcyjność inwestycyjną.

Znajduje to odzwierciedlenie w rosnącym udziale OZE w bezpośrednich inwestycjach zagranicznych w sektorze energetycznym. **W 2018 r. ok. 35 proc. inwestycji obejmowało technologie zeroemisyjne, a w 2022 r. już 79 proc.** Łączna kwota bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu *greenfield* w OZE wzrosła 4,5-krotnie w latach 2017-2022 do 229 mld USD. Inwestycje w OZE przynoszą 150 proc. zwrotu dla gospodarki, czyli 3 razy więcej niż nakłady finansowe w obszarze paliw kopalnych.

Z ankiety przeprowadzonej na potrzeby tego raportu wynika, że **banki coraz częściej oferują preferencje dla inwestycji w technologie zeroemisyjne.** W ofercie znajduje się możliwość rozłożenia finansowania inwestycji na dłuższy okres niż w przypadku inwestycji w konwencjonalne źródła energii. 90 proc. banków wskazuje również na oferowanie niższej marży dla takich przedsięwzięć, a 40 proc. – na niższe wymogi dotyczące wielkości wkładu własnego ze strony inwestora oraz na akceptację wyższego poziomu ryzyka kredytowego.

Utrzymywanie energetyki opartej na paliwach kopalnych wymaga znacznych dopłat rządowych. W latach 2010–2022 globalne subsydia na wydobycie i spalanie paliw kopalnych wynosiły średnio 600 mld USD rocznie. W Polsce wsparcie dla paliw kopalnych w 2021 r. wynosiło 0,3 proc. PKB i było w większości przeznaczane na produkcję i spalanie węgla. Uzależnienie od paliw kopalnych przyczyniło się do zwielokrotnienia skutków kryzysu energetycznego w Europie. Łączne wydatki rządowe na ochronę firm i konsumentów przed wysokimi cenami energii w UE w okresie 09.2021-01.2023 wyniosły 540 mld EUR.

Mimo to **ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw i przemysłu w Unii od połowy 2021 r. do połowy 2023 r. wzrosły o 119 proc. do wartości dwukrotnie większych niż w USA i Chinach,** co wyraźnie obniża atrakcyjność inwestycyjną w regionie. Ponadto firmy lokalne w państwach członkowskich UE musiały mierzyć się z trudną sytuacją ekonomiczną. W Polsce koszty zużycia energii (elektrycznej, ciepłej, gazu) w przedsiębiorstwach niefinansowych wzrosły w 2022 r. o 69 proc. (do 156,5 mld PLN).

Według oceny ilościowej scenariusza **utrzymanie dalszego działania energetyki węglowej w Polsce na podstawie modelu PEI Energy Mix będzie kosztować 2144 mld PLN,** o 18 proc. więcej niż w przypadku scenariusza

realizacji polityk energetycznych wraz z budową wielkoskalowych elektrowni jądrowych i o 22 proc. względem scenariusza przyspieszonego rozwoju OZE. Jednocześnie cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w latach 2030-2060 w scenariuszu węglowym będzie o 58 proc. wyższa niż przy kontynuacji transformacji z budową energetyki jądrowej i o 116 proc. wyższa w porównaniu do scenariusza przyspieszonego rozwoju OZE.

Bibliografia

- Apergis, N., Payne, J.E. (2010), *Renewable energy consumption and economic growth: Evidence from a panel of OECD countries*, „Energy Policy”, No. 38.
- Audi (2022), *Cornerstone laid in Changchun: Audi FAW NEV Company builds smart factory for e-models*, Ingolstadt/Changchun, <https://www.audi-mediacyber.com/en/press-releases/cornerstone-laid-in-changchun-audi-faw-nev-company-builds-smart-factory-for-e-models-14762> [dostęp: 24.11.2023].
- Bank Światowy (2023), *Enabling Foreign Direct Investment in the Renewable Energy Sector. Reducing Regulatory Risks and Preventing Investor-State Conflicts*, Energy Charter, https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/Renewable_Energy_FDI_Final__032923.pdf [dostęp: 24.11.2023].
- Batini, N., di Serio, M., Fragetta, M., Melina, G., Waldron, A. (2021), *Building Back Better: How Big are Green Spending Multipliers*, IMF Working Paper, <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2021/03/19/Building-Back-Better-How-Big-Are-Green-Spending-Multipliers-50264> [dostęp: 24.11.2023].
- Bruegel (2023), *National fiscal policy responses to the energy crisis*, <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices> [dostęp: 24.11.2023].
- Chen, J., Su, F., Jain, V., Salman, A., Tabash, M.M., Haddad, A.M., Zabalawi, E., Abdalla, A.A., Shabbir, M.S. (2022), *Does Renewable Energy Matter to Achieve Sustainable Development Goals? The Impact of Renewable Energy Strategies on Sustainable Economic Growth*, <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.829252/full> [dostęp: 24.11.2023].
- Confederation of Swedish Enterprise, Copenhagen Economics (2023), *The effects of the US Inflation Reduction Act (IRA) on EU competitiveness, Expected Impact On Clean Energy And Electric Vehicle Value Chains And How The EU Should Respond*, https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/lac0de_rapport-ira-analysis-korr-5pdf_1197474.html/Rapport+IRA+Analysis+KORR+5.pdf [dostęp: 24.11.2023].
- Czako, V. (2020), *Employment in the Energy Sector*, JRC Science for Policy Report, doi:10.2760/95180.
- EY (2023), *Atrakcyjność Inwestycyjna Europy: stagnacja w Europie, Polska jednym z głównych beneficjentów napływu BIZ*, https://www.ey.com/pl_pl/news/2023/05/atrakcyjnosc-inwestycyjna-europy-2023 [dostęp: 24.11.2023].

- fDi Insights (2023), *The fDi Report 2023*, <https://www.fdiinsights.com/fdi-report2023> [dostęp: 24.11.2023].
- Furuoka, F. (2017), *Renewable Electricity Consumption and Economic Development: New Findings from the Baltic Countries*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews", No. 71.
- Global Energy Monitor (2023), *Global coal miners and the urgency of a just transition*, https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/09/GEM_Coal_Mine_Employment_2023.pdf [dostęp: 24.11.2023]
- GlobalData's FDI Projects Database (2023) <https://www.bcg.com/publications/2023/growth-of-green-fdi> [dostęp: 24.11.2023].
- Hongwen, J., Shugang, F., Miao, X. (2023), *The Impact of Renewable Energy Consumption on Economic Growth: Evidence from Countries along the Belt and Road*, Sustainability, doi: 10.3390/su15118644.
- Juszczak, A., Rabiega, W. (2021), *Green economy – wpływ zielonej ekonomii na klimat i rozwój gospodarczy*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.
- MAE (2021), *Solar PV manufacturing capacity by country and region, 2021*, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-manufacturing-capacity-by-country-and-region-2021> [dostęp: 24.11.2023].
- MAE (2023), *Fossil Fuels Consumption Subsidies 2022*, <https://www.iea.org/reports/fossil-fuels-consumption-subsidies-2022> [dostęp: 24.11.2023].
- MAEA (2021a), *Assessing National Economic Effects of Nuclear Programmes*, IAEA, <https://www.iaea.org/publications/14872/assessing-national-economic-effects-of-nuclear-programmes> [dostęp: 24.11.2023].
- MAEO (2016), *Renewable Energy Benefits: Measuring The Economics*, IRENA, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Measuring-the-Economics_2016.pdf [dostęp: 24.11.2023].
- MAEO (2023), *Renewable Power Generation Costs in 2022*, IRENA, <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022> [dostęp: 24.11.2023].
- Menegaki, A.N., Tugcu, C.T. (2016), *The sensitivity of growth, conservation, feedback & neutrality hypotheses to sustainability accounting*, "Energy for Sustainable Development", No. 34, doi: 10.1016/j.esd.2016.09.001.
- MFW (2022a), *Jobs Impact of Green Energy*, <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/001/2022/101/article-A001-en.xml> [dostęp: 24.11.2023].
- MFW (2022b), *More Countries Are Pricing Carbon, but Emissions Are Still Too Cheap*, <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/07/21/blog-more-countries-are-pricing-carbon-but-emissions-are-still-too-cheap> [dostęp: 24.11.2023].
- MFW (2023), *IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update*, <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281#:~:text=Globally%2C%20fossil%20fuel%20subsidies%20were%20%247%20trillion%20in,undercharging%20for%20global%20warming%20and%20local%20air%20pollution> [dostęp: 24.11.2023].

- Ntanos, S., Skordoulis, M., Kyriakopoulos, G., Arabatzis, G., Chalikias, M., Galtasidas, S., Batzios, A., Katsarou, A. (2018), *Renewable Energy and Economic Growth: Evidence from European Countries*, "Sustainability", No. 10, doi: 10.3390/su10082626.
- OECD (2022), <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/4390289d-en.pdf?expires=1700748805&id=id&accname=guest&checksum=-87180C2A21F86E5F020BA2238D8B4C52> [dostęp: 24.11.2023].
- OECD (2022a), *Trends, investor types and drivers of renewable energy FDI*, <https://www.oecd.org/newsroom/support-for-fossil-fuels-almost-doubled-in-2021-slowing-progress-toward-international-climate-goals-according-to-new-analysis-from-oecd-and-iea.htm#> [dostęp: 24.11.2023].
- Omri, A., Mabrouk, N.B., Sassi-Tmar, A. (2015), *Modeling the causal linkages between nuclear energy, renewable energy and economic growth in developed and developing countries*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews", No. 42, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.046.
- PE (2023), *Net-zero industry act*, *Think Tank Parlamentu Europejskiego*, [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/pl/document/EPRS_BRI\(2023\)747903](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/pl/document/EPRS_BRI(2023)747903) [dostęp: 24.11.2023].
- Sadorsky, P. (2009), *Renewable energy consumption and income in emerging economies*, „Energy Policy”, No. 37, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421509003176> [dostęp: 24.11.2023].
- Wind Europe (2020), *Wind energy and economic recovery in Europe*, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-and-economic-recovery-in-europe/> [dostęp: 24.11.2023].
- White & Case (2023), *Foreign direct investment reviews 2023: Europe*, <https://www.whitecase.com/insight-our-thinking/foreign-direct-investment-reviews-2023-europe> [dostęp: 24.11.2023].
- (www1) <https://wysokienapiecie.pl/93237-wegiel-najdrozszy-w-historii-a-pgg-brakuje-2-mld-zl/> [dostęp: 24.11.2023].
- (www2) <https://wysokienapiecie.pl/94602-gornictwo-pod-sciانا-pgg-tnie-ceny-wegla-o-40/> [dostęp: 24.11.2023].
- (www3) <https://energia.rp.pl/ceny-energii/art38720281-rzad-obnizy-ceny-energii-dla-samorzadow-i-biznesu-zaplaca-za-to-firmy-weglowe> [dostęp: 24.11.2023].
- (www4) <https://www.rp.pl/biznes/art38081861-ustawa-ira-dziala-firmy-z-europy-inwestuja-w-stanach> [dostęp: 24.11.2023].
- (www5) <https://www.rp.pl/biznes/art38417021-niemieckie-firmy-chca-mocniej-inwestowac-w-usa-to-nie-jest-dobra-wiadomosc> [dostęp: 24.11.2023].
- (www6) <https://www.welt.de/wirtschaft/article248759516/Jetzt-auch-Michelin-Deutsche-Reifenindustrie-vor-dem-Kahlschlag.html> [dostęp: 30.11.2023].
- (www7) <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/thyssenkrupp-verlust-stahlsparte-100.html> [dostęp: 24.11.2023].

- (www8) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-07-29/china-moves-to-bolster-consumer-industries-grow-fledging-bourse?embedded-checkout=true> [dostęp: 24.11.2023].
- (www9) <http://global.chinadaily.com.cn/a/202310/16/WS652c9800a-31090682a5e8b58.html> [dostęp: 24.11.2023].
- (www10) <https://www.globaltimes.cn/page/202308/1295472.shtml> [dostęp: 24.11.2023].

Spis rysunków i wykresów

SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1. Szacunkowe źródła finansowania transformacji elektroenergetyki w Polsce do 2033 r.	26
Rysunek 2. Stopień ryzyka inwestycji w paliwa kopalne (w skali 0-10) . . .	27

SPIS WYKRESÓW

Wykres 1. Wpływ wzrostu poszczególnych źródeł energii o 1 proc. na PKB (w proc.)	10
Wykres 2. Liczba pracujących w sektorze OZE w krajach UE w 2021 r. (w tys.)	11
Wykres 3. Mnożnik elastyczności zatrudnienia dla wybranych OZE (miejsca pracy na wyprodukowaną 1 GWh)	12
Wykres 4. Miejsca pracy przy wytwarzaniu części, budowy, funkcjonowaniu i remontach wybranych źródeł energii (w tys. osobołat/GW) . . .	12
Wykres 5. Wartość globalnych bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu <i>greenfield</i> w zielone technologie (w mld USD)	13
Wykres 6. Wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu <i>greenfield</i> w sektorze wytwarzania energii (w mld USD)	14
Wykres 7. Wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych typu <i>greenfield</i> w sektorze motoryzacyjnym (w mld USD)	14
Wykres 8. Top 10 krajów, w których kapitał zagraniczny sfinansował odnawialne źródła energii w latach 2003-2021 (liczba projektów) . . .	15
Wykres 9. Top 10 krajów finansujących odnawialne źródła energii za granicami własnego kraju w latach 2003-2021 (liczba projektów)	15
Wykres 10. Światowe dotacje na wydobycie, przetwarzanie i konsumpcję paliw w latach 2010-2022 (w mld USD)	16
Wykres 11. Dopłaty do paliw kopalnych w wybranych krajach Europy w latach 2010-2021 w podziale na paliwa (w mld USD)	17
Wykres 12. Dopłaty do paliw kopalnych w wybranych krajach Europy w latach 2010-2021 w podziale na odbiorców wsparcia (w mld USD) . . .	17
Wykres 13. Wsparcie wydobycia i konsumpcji paliw kopalnych w wybranych krajach Europy w 2021 r. (w proc. PKB)	18
Wykres 14. Udział transferów bezpośrednich oraz ulg i zwolnień podatkowych w dopłatach poszczególnych krajów do paliw kopalnych (w proc.)	19

Wykres 15. Cena energii elektrycznej dla firm w Polsce (w EUR/kWh) . . .	20
Wykres 16. Cena energii elektrycznej dla firm w UE (w EUR/kWh)	20
Wykres 17. Wydatki na ochronę firm i konsumentów przed skutkami kryzysu energetycznego w okresie 09.2021-01.2023 w Europie (w proc.)	21
Wykres 18. Wydatki na ochronę firm i konsumentów przed skutkami kryzysu energetycznego w okresie 09.2021-01.2023 w Polsce i UE (w proc.)	21
Wykres 19. Nominalne koszty zużycia energii nominalnie (w mld PLN) . .	22
Wykres 20. Koszty zużycia energii w porównaniu z kosztami ogółem (w proc.)	22
Wykres 21. Zmiana wartości zysku netto i kosztów zużycia energii (w proc. r/r)	22
Wykres 22. Sumaryczne koszty uprawnień do emisji CO ₂ w polskich spółkach energetycznych (w mld PLN)	23
Wykres 23. Liczba bezpośrednich inwestycji zagranicznych w Europie w latach 2010–2022 (w tys.)	24
Wykres 24. Porównanie cen energii elektrycznej dla przemysłu i przedsiębiorstw w UE, USA i Chinach (w EUR/kWh)	24
Wykres 25. Zakładany udział zielonych inwestycji w portfelu aktywów badanych banków	28
Wykres 26. Preferencje dla zielonych inwestycji w badanych instytucjach finansowych (w proc.)	29
Wykres 27. Preferencyjne warunki dla zielonych obligacji w badanych instytucjach finansowych (w proc.)	29
Wykres 28. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenerge- tycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w GW)	31
Wykres 29. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenerge- tycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w proc.)	31
Wykres 30. Struktura miksu elektroenergetycznego w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w TWh)	32
Wykres 31. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w latach 2022-2060 w Scenariuszu 1 (w proc.)	32
Wykres 32. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r. w Scenariuszu 1 (w PLN/MWh)	32
Wykres 33. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenerge- tycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w GW)	33
Wykres 34. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenerge- tycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w proc.)	33
Wykres 35. Struktura miksu elektroenergetycznego w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w TWh)	34
Wykres 36. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w latach 2022-2060 w Scenariuszu 2 (w proc.)	34
Wykres 37. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r. w Scenariuszu 2 (w PLN/MWh)	35
Wykres 38. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenerge- tycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w GW)	36

Wykres 39. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w proc.)	36
Wykres 40. Struktura miks elektroenergetycznego w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w TWh)	37
Wykres 41. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w latach 2022-2060 w Scenariuszu 3 (w proc.)	37
Wykres 42. Cena energii elektrycznej na rynku hurtowym do 2060 r. w Scenariuszu 3 (w PLN/MWh).	37
Wykres 43. Struktura miks elektroenergetycznego w 2060 r. w podziale na scenariusze (w TWh)	38
Wykres 44. Porównanie cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w podziale na scenariusze (w PLN/MWh)	39
Wykres 45. Porównanie całkowitych kosztów realizacji scenariuszy (w mld PLN)	40

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.

Polski Fundusz Rozwoju

Polski Fundusz Rozwoju to grupa instytucji finansowych i doradczych dla przedsiębiorców, samorządów i osób prywatnych inwestująca w zrównoważony rozwój społeczny i gospodarczy kraju. Naszymi priorytetami są: inwestycje infrastrukturalne, innowacje, rozwój przedsiębiorczości, eksport i ekspansja zagraniczna polskich przedsiębiorstw, wsparcie samorządów, realizacja programu Pracowniczych Planów Kapitałowych oraz obsługa inwestycji zagranicznych.

