Polski Instytut Ekonomiczny

instrat

6/2019

WORKING PAPER

Przyszły miks energetyczny Polski – determinanty, narzędzia i prognozy

Suplement z danymi oraz źródłami, które posłużyły do opracowania wykresów w niniejszej publikacji dostępny pod adresem http://www.instrat.pl/pie-working-paper-06-2019

Instrat - Fundacja Inicjatyw Strategicznych, ul. Oleandrów 7/16, 00-629 Warszawa

Warszawa, grudzień 2019 r.
Autorzy: Paweł Czyżak, Michał Hetmański, Aleksander Szpor
Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska
Projekt graficzny: Anna Olczak
Skład i łamanie: Sławomir Jarząbek
Polski Instytut Ekonomiczny
Al. Jerozolimskie 87
02-001 Warszawa
© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

ISBN 978-83-66306-60-8

Spis treści

Wykaz akronimów 4

Kluczowe liczby 5

Kluczowe wnioski 6

Wprowadzenie 8

Rozdział 1. Determinanty przyszłego miksu energetycznego 9

1.1. Węgiel – dostępność i ekonomika branży 9

Złoża, zasoby i wydobycie 10

Koszty w energetyce węglowej 13

Uwarunkowania środowiskowe 15

Polityka klimatyczna i energetyczna 17

1.2. Gaz 19

1.3. Energetyka jądrowa 20

1.4. Odnawialne źródła energii 22

Rozwój technologii i spadające koszty 23

Warunki przestrzenne 24

Wsparcie UE dla rozwoju OZE 25

1.5. Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna 26

1.6. Import i eksport energii 27

Rozdział 2. Nowe rozwiązania – miks energetyczny w przyszłości 28

2.1. Perspektywy i trendy światowe 28

Perspektywa regulacyjna 29

Perspektywa rynkowa 30

2.2. Narzędzia i rozwiązania dla polityki energetycznej 30

2.3. Prognozy miksu energetycznego dla Polski 36

Przegląd polskich i zagranicznych modeli prognostycznych 36

Podsumowanie modeli prognostycznych miksu energetycznego dla Polski 41

Wnioski z modeli 42

Bibliografia 46

4

Wykaz akronimów

ARE	Agencja Rynku Energii S.A.
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
CAKE	Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (LIFE CAKE)
cPPA	corporate Power Purchase Agreement
DSR	Demand Side Response
EEX	European Energy Exchange
ETS	European Union Emission Trading Scheme
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LCoE	Levelized Cost of Electricity
LMP	locational Marginal Pricing, rynek lokalizacyjny
NDC	Nationally Determined Contributions
NIK	Najwyższa Izba Kontroli
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OSP	Operator sieci przesyłowej
OSD	Operator sieci dystrybucyjnej
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP2040	Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Kluczowe liczby

56 proc. prognozowany udział węgla w miksie energetycznym Polski w 2030 r. wg Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu

11 krajów Unii Europejskiej przystąpiło do porozumienia ONZ *Powering Past Coal Alliance*

o 77 proc. spadły koszty wytworzenia energii elektrycznej ze słońca w latach 2010-2018

o 56 proc. spadło zużycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2017

Kluczowe wnioski

Polski sektor energetyki od początku swego istnienia jest nierozłącznie związany z węglem. Jednak od pierwszych lat XXI w., głównie pod wpływem europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej, sektor ten podlega coraz większym zmianom. Ma to związek nie tylko ze zmianami w górnictwie i energetyce węglowej, ale także w innych branżach, których udział w energetyce zmienia się dynamicznie.

Górnictwo węgla i energetyka węglowa w najbliższych latach będą borykać się z trudnościami natury endogenicznej i egzogenicznej. Za endogeniczne czynniki można uznać zmniejszający się dostęp do zasobów (ze względu na głębokość występowania pokładów lub ograniczenia związane z planowaniem przestrzennym), ograniczony dostęp do wody oraz rosnące wymogi bezpieczeństwa. Do czynników egzogenicznych można zaliczyć rosnącą presję regulacyjną na odchodzenie od węgla (w tym kształtowanie się cen uprawnień do emisji), rosnący w Polsce sprzeciw społeczny wobec wydobywania węgla i – przede wszystkim – rozwój alternatywnych, konkurencyjnych cenowo technologii wytwarzania energii. Trudności te będą negatywnie wpływać na ekonomikę branży, co rodzi pytanie o jej rolę w miksie energetycznym, w szczególności po 2030 r.

Pozostałe, perspektywiczne składniki miksu energetycznego będą zyskiwać na znaczeniu, w szczególności uzupełniając rosnące zapotrzebowanie na energię. Dotyczy to m.in. gazu, który choć także jest paliwem wysokoemisyjnym, to wobec perspektyw łączenia go z wodorem może odgrywać w przyszłości istotne znaczenie związane z wciąż rozbudowywaną w Polsce infrastrukturą przesyłową, dystrybucyjną i magazynową.

Powstanie wielkoskalowej energetyki jądrowej w Polsce nie jest jeszcze przesądzone, a główną trudność stanowi nie tylko finansowanie, ale przede wszystkim strona organizacyjno-logistyczna. Dotychczasowe opóźnienia związane z zastojem branży na świecie mogą wskazywać, że będą tu rozpatrywane także inne rozwiązania.

Szybki rozwój przewiduje się w obszarze odnawialnych źródeł energii, nie tylko ze względu na radykalny spadek kosztów produkcji obserwowany w skali globalnej. Ich rozwój będzie atrakcyjny dla Polski, w szczególności przy budowie zawodowych farm wiatrowych na morzu oraz w energetyce słonecznej, w której bariera technologiczna dla polskich firm może okazać się niższa. Istotne znaczenie będzie odgrywać również biomasa, obniżając emisyjność energetyki i stabilizując system energetyczny. Sprzyjające będzie również rosnące poparcie społeczne dla OZE, w tym energetyki prosumenckiej.

Dywersyfikacja wytwarzania energii w Polsce będzie wymagała znacznych inwestycji w sieci elektroenergetyczne. Nie chodzi tu wyłącznie o modernizację, ale ich przebudowę, uwzględniającą coraz silniej zarysowujący się megatrend związany z inteligentnymi sieciami, a więc i decentralizacją energetyki.

Proces zmian w miksie energetycznym będzie przebiegał w coraz większym stopniu w wyniku gry rynkowej. Aby utrzymać konkurencyjność energetyki, centralne planowanie będzie musiało ustępować wspominanym wcześniej procesom decentralizacji i tworzeniu inteligentnych sieci. Może to oznaczać także stopniowe odchodzenie od pełnej kontroli własnościowej nad infrastrukturą energetyczną przez spółki Skarbu Państwa w kierunku kontroli funkcjonowania tej infrastruktury przy udziale firm prywatnych. Nie musi to jednak oznaczać ograniczenia roli firm energetycznych, ale raczej zajęcia przez nie na nowo rozpoznanych nisz rynkowych

w kraju i zagranicą. Zmiany te pozwalają na wprowadzenie na szeroką skalę takich rozwiązań, jak rynek lokalizacyjny, klastry energii, magazynowanie energii itd.

Implementacja nowych rozwiązań prowadząca do optymalizacji miksu energetycznego będzie wymagać stosowania coraz bardziej zaawansowanych narzędzi planowania. Jednym z takich narzędzi jest modelowanie, obowiązkowe w wielu krajach UE i wykorzystywane w procesach decyzyjnych w samej UE. Potrzeba rozwoju i wykorzystania modeli prognostycznych w Polsce w sposób transparentny, ma również ważne znaczenie dla skuteczności Polski w debacie międzynarodowej, mogąc uwiarygodnić i podnieść rangę argumentacji.

Wprowadzenie

Opublikowany w końcu 2019 r. raport Najwyższej Izby Kontroli wskazuje na liczne problemy sektora energetycznego. Jednym z głównych mankamentów ostatnich lat transformacji były opóźnienia w przygotowaniu dokumentów strategicznych i legislacyjnych. W konsekwencji doszło również do opóźnienia realizacji inwestycji o kluczowym znaczeniu dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego (NIK, 2019a).

Tymczasem Komisja Europejska pod przewodnictwem Ursuli von der Leyen, wykorzystując mandat polityczny poprzedniego składu Parlamentu Europejskiego, zadeklarowała osiągnięcie nowych, bardziej ambitnych celów klimatycznych w latach 2030 i 2050. Deklaracje te są silnie związane z globalnymi negocjacjami klimatycznymi na poziomie ONZ i chęcią utrzymania wiodącej roli Unii Europejskiej w tym procesie. Ambitniejsze cele redukcyjne UE są odpowiedzią na oczekiwania krajów rozwijających się, aby uwzględnić historyczne emisje krajów rozwiniętych. Odpowiadają jednak również na oczekiwania tych branż europejskich, które w niskoemisyjnej transformacji energetycznej upatrują szansy na dalszy rozwój.

W tym kontekście Polska staje obecnie przed kilkoma wyzwaniami, ściśle związanymi z kalendarzem prac w UE. Pierwszym z nich jest finalne uzgodnienie strategicznych dokumentów z wypracowanym w dialogu z Komisją Europejską Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030. Drugim ważnym zadaniem jest wypracowanie brakujących narzędzi analitycznych potrzebnych Polsce do odpowiedzi na istotne pytania związane z realizacją deklarowanych przez KE celów redukcyjnych. Trzecim istotnym wyzwaniem jest opracowanie zasad polityk publicznych i związanej z tym legislacji na podstawie wypracowanych narzędzi.

Rozdział 1. Determinanty przyszłego miksu energetycznego

W tym rozdziale omawiamy znaczenie głównych składników polskiego miksu energetycznego – węgla, gazu, energetyki jądrowej i OZE, a także infrastruktury energetycznej oraz roli importu i eksportu nośników energii i energii elektrycznej. Wskazujemy na główne korzyści i wady każdego z tych elementów oraz czynniki, które będą determinować ich znaczenie w przyszłości.

1.1. Węgiel – dostępność i ekonomika branży

Węgiel był i nadal jest podstawowym paliwem używanym w polskiej energetyce. Jego dalsze wykorzystanie będzie jednak zależało od warunków ekonomicznych – m.in. opłacalności wydobycia czy realnych kosztów emisji CO_2 u odbiorców, a także od decyzji politycznych na szczeblu europejskim i krajowym. Kluczowa dla przyszłości energetyki węglowej będzie presja na dekarbonizację gospodarki związana z globalną polityką klimatyczną (IPCC, 2018).

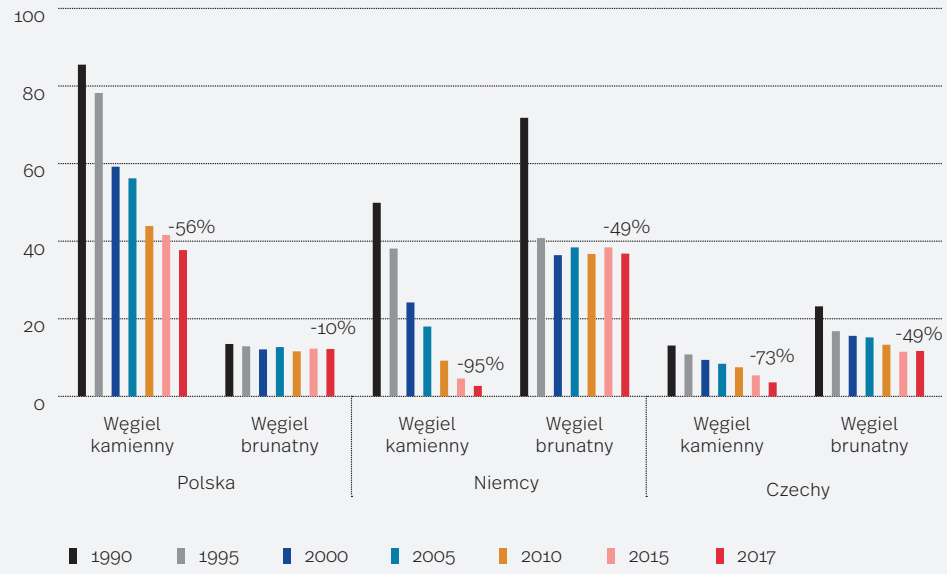
Polskie górnictwo węgla kamiennego jest częścią światowego rynku i przechodzi obecnie proces podobny, do tego jaki przeszła większość gospodarek rozwiniętych na przestrzeni ostatnich 30 lat. W krajach takich jak Francja, Niemcy czy Wielka Brytania, krajowy przemysł wydobywczy węgla kamiennego i koksującego w związku z wyczerpującymi się złożami i trwałą nierentownością tracił na konkurencyjności. W 2018 r. pięć krajów UE produkowało węgiel kamienny w ilości 74 mln t, z czego udział Polski wynosił 86 proc., a w 1990 r. było to aż 14 krajów obecnej UE, które wydobywały ok. 370 mln t, czyli pięciokrotnie więcej (Eurostat, 2019).

Stopniowo odchodzono w tych krajach od eksportu, zwiększał się natomiast import z krajów wschodzących (w tym Polski), aż w końcu dochodzono do poziomu importu surowca w 100 proc., z zamierzeniem nawet jego kompletnej eliminacji z miksu energetycznego w najbliższym czasie (Wielka Brytania). Tym samym kraje te przeszły z pozycji liderów wydobycia węgla do roli importerów tego surowca, a ich miejsce w światowej czołówce producentów/eksporterów zajęły Indonezja, Rosja, Kolumbia czy Australia (BP, 2019). Jednocześnie należy podkreślić, że we Francji i Wielkiej Brytanii odejście od węgla było ułatwione ze względu na stosunkowo atrakcyjne alternatywy – energetykę jądrową, gaz czy OZE. W Niemczech proces ten przebiega z opóźnieniem, m.in. ze względu na jednoczesne wycofywanie się z energetyki jądrowej. Wszystkie trzy kraje mają jednak wyższy potencjał technologiczny niż Polska, co pozwala im na pełniejsze

wykorzystanie transformacji energetycznej jako bodźca rozwojowego.

Proces transformacji w branży węgla brunatnego przebiegał inaczej ze względu na brak możliwości transportu tego surowca na duże odległości. Brak rynku węgla brunatnego oraz większa opłacalność jego wydobycia i spalania [mierzona kosztami zmiennymi] sprawiały, że proces odchodzenia od tego paliwa zawsze wiązał się z dużo większym szokiem ekonomicznym dla regionów silnie uzależnionych od jego produkcji. Odkrywkowa metoda stosowana w jego wydobyciu, mająca wyjątkowo duży wpływ na środowisko i krajobraz, dodatkowo utrudnia jego powszechne użycie. Dlatego Polska jest jednym z niewielu krajów w Europie używających węgla brunatnego. W wartościach absolutnych to jednak Niemcy lub Czechy zużywały go historycznie więcej.

↘ **Wykres 1. Produkcja węgla kamiennego i brunatnego w Polsce i wybranych krajach UE (Mtoe)**



Uwaga: wartości procentowe wskazują zmianę w latach 1990-2017.
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Eurostatu.

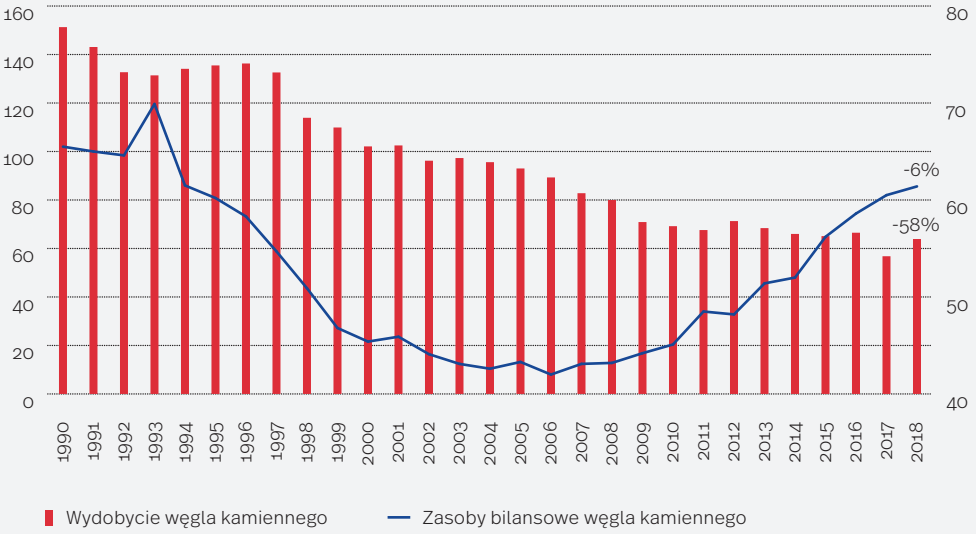
Złoża, zasoby i wydobycie

Samowystarczalność energetyki węglowej była i jest priorytetem kolejnych polskich rządów. Jednak zachowanie samowystarczalności przy jednoczesnej dekarbonizacji polskiego miksu energetycznego będzie wymagało od polskiego górnictwa coraz trudniejszego kosztowo pokrycia krajowego zapotrzebowania na węgiel.

Obecność węgla w polskim miksie energetycznym jest w porównaniu do reszty krajów UE nadal silnie uzależniona od wielkości krajowych złóż i zasobów surowca. Z punktu widzenia jego konsumentów, w tym krajowej elektroenergetyki, kluczowe są jednak nie geologiczna dostępność złóż (wykres 2), lecz cena surowca na krajowym i zagranicznych rynkach węgla. Powiększająca się

różnica między tymi indeksami (wykres 4) na korzyść zagranicy, *de facto* spowalnia wydobycie w Polsce i odwleka w czasie moment wyczerpania ich ekonomicznej eksploatacji.

↘ Wykres 2. **Wydobycie węgla kamiennego w mln t (lewa oś) oraz zasoby bilansowe węgla kamiennego w mld t (prawa oś) w Polsce**



Uwaga: wartości procentowe wskazują zmianę na przestrzeni lat 1990-2018.
Źródło: PIG (2019).

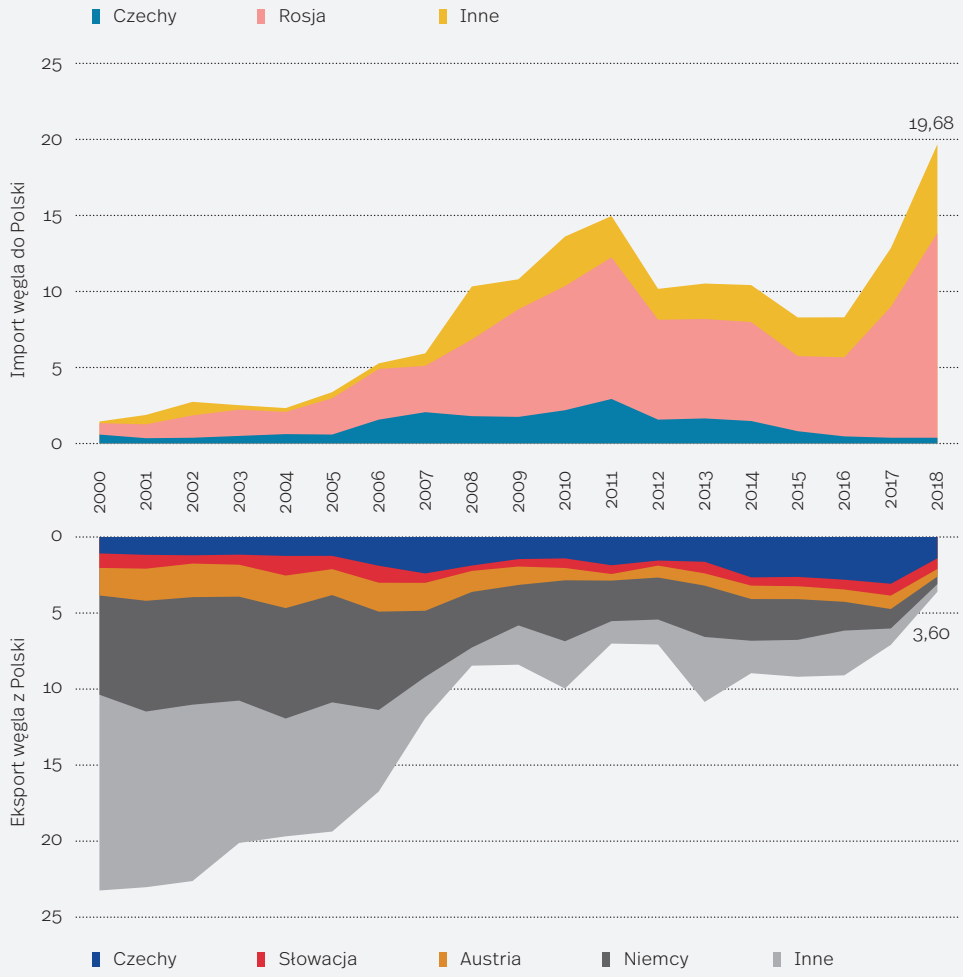
Wraz z wyczerpującymi się zasobami łatwo dostępnego surowca, krajowe górnictwo dostarcza na rynek węgiel o gorszych parametrach – wyższym udziale siarki, popiołu, chloro- i fluorowodoru (HCl i HF) oraz metali ciężkich, w szczególności rtęci. Przekłada się to na wyższą emisyjność paliwa, co ogranicza możliwość jego zbytu w energetyce zawodowej i ciepłownictwie, odpowiedzialnym za ok. połowę rocznego zużycia węgla kamiennego (ARE, 2019a). Energetyka zawodowa z kolei była zmuszona wdrożyć dyrektywę o emisjach przemysłowych IED (od 2014 r.), a wkrótce również Konkluzje BAT (od 2021 r.).

Proces dostosowania do unijnych limitów emisyjności wymaga albo remontów i budowy kosztownych instalacji oczyszczania spalin, albo zmiany paliwa na lepszej jakości, ale importowanego. Co więcej, wchodzący w 2021 r. wymóg przestrzegania niższych limitów emisji SO_2, NO_x i pyłu rozszerza obowiązek raportowania o emisje dotąd niekontrolowane – m.in. HCl, HF i amoniak, z czym już dzisiaj krajowa energetyka wielkoskalowa sobie nie radzi.

Dostępność krajowych złóż węgla nie jest jedynym gwarantem kontynuacji dominującego znaczenia węgla w polskiej energetyce. Należy zaznaczyć, że w polskim miksie energetycznym, pierwsze miejsce zajmuje wciąż węgiel kamienny, którego Polska była znaczącym eksporterem do końca lat 90. Jednakże od 2000 r., eksport węgla

kamiennego systematycznie spada i zastępowany jest przez import (wykres 3). Już w 2008 r. Polska była importerem węgla kamiennego netto. W ostatnich latach, trend ten przybrał na sile – w 2018 r. eksport spadł do poziomu 3,6 mln t, a import wzrósł do niemal 20 mln t.

↘ **Wykres 3. Import i eksport węgla w Polsce w latach 2000-2018 (w mln t)**



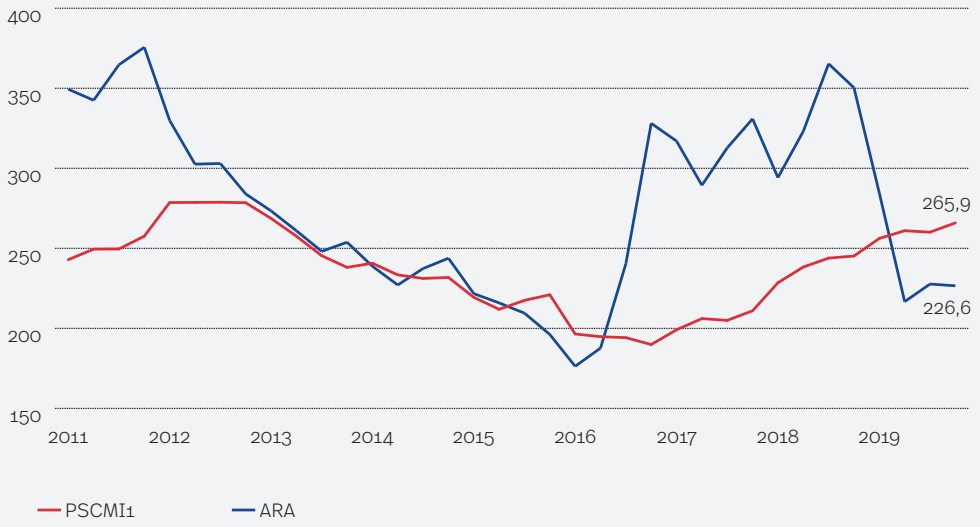
Źródło: dane za lata 2000-2017 – Eurostat (2019c); dane za rok 2018 – ARE (2019b).

Znacząca część importu pochodzi z Rosji (68 proc.), co stoi w sprzeczności do przyjętego kierunku polityki mającego na celu ograniczenie roli tego kraju jako podmiotu dominującego w dostawach surowców energetycznych. Jak pokazują ostatnie dane, Rosja

ma obecnie 66 proc. udziału w imporcie gazu ziemnego (2017 r.) i 69 proc. w imporcie ropy naftowej (2017 r.).

Jedną z przyczyn odwrócenia bilansu handlowego w węglu kamiennym jest zmiana cen węgla na polskim i światowym rynku (wykres 4).

↘ Wykres 4. Ceny węgla w Polsce (PSCMI1) i na świecie (ARA) (w PLN/t)



Uwaga: użyto danych kwartalnych, indeks ARA przeliczono na PLN po odpowiednich kursach kwartalnych USD/PLN Narodowego Banku Polskiego.

Źródło: ARP Katowice oraz ICE/NYSE.

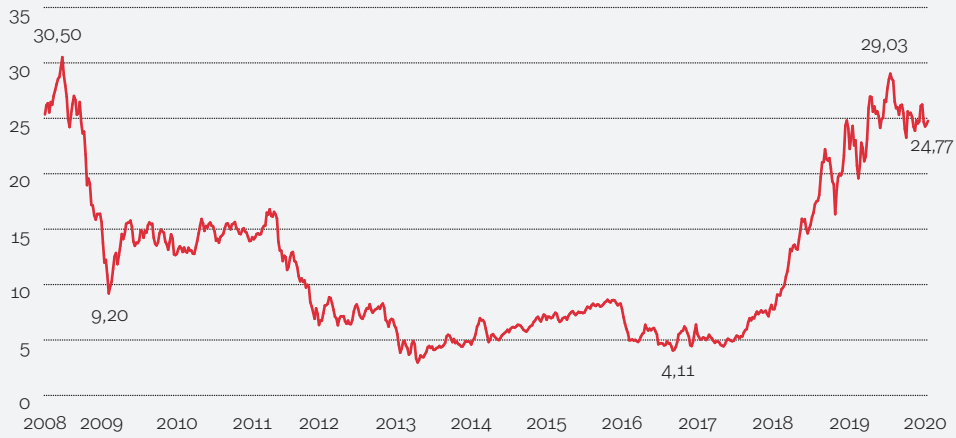
Koszty w energetyce węglowej

Podstawowym obciążeniem finansowym w energetyce węglowej jest koszt surowca, determinowany przez cenę węgla na rynku krajowym i globalnym. Ceny węgla w Polsce i na świecie pokazano na wykresie 4.

Od 2017 r. ceny węgla w Polsce wciąż rosną, do 266 PLN/t w czwartym kwartale 2019 r. Globalne ceny węgla mierzone są indeksem ARA (indeks cen kontraktów *futures* w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia). Ceny światowe od drugiej połowy 2018 r. spadają – w czwartym kwartale 2019 r. wynosiły 58,5 USD/t, czyli 227 PLN/t – mniej niż na rynku polskim. Znacząca różnica między cenami surowca krajowego i importowanego przyczyniła się do wzrostu importu aż do 20 mln t – ok. 1/3 krajowego zużycia. Prognoza cen węgla wykonana przez Agencję Rynku Energii wskazuje na kontynuację trendu wzrostowego do 2030 r. (MAP, 2019).

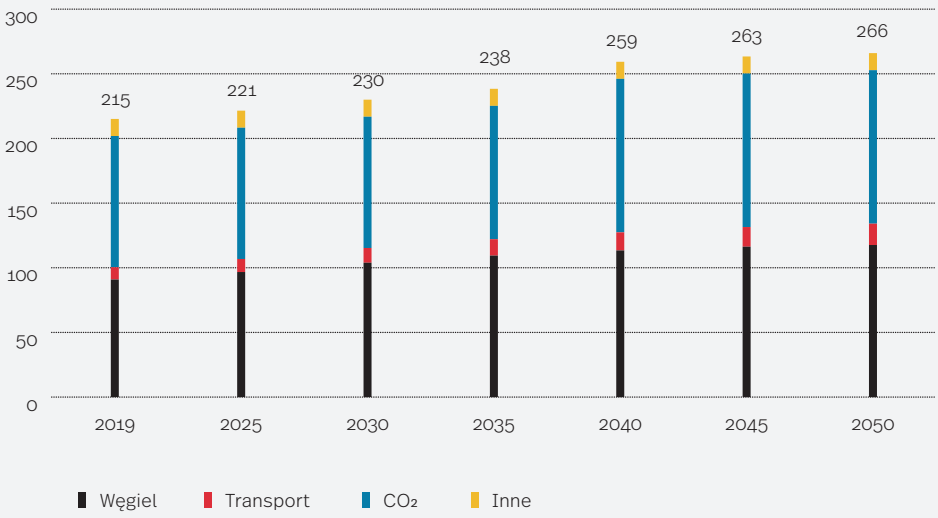
Presja na odchodzenie od węgla w miksie energetycznym wynika nie tylko z cen samego surowca. Drugim krytycznym składnikiem kosztów w energetyce węglowej są prawa do emisji CO_2, których cena od 2017 r. wzrosła pięciokrotnie – z 5,8 EUR/t do 29,5 EUR/t w lipcu 2019 r. (wykres 5).

↘ **Wykres 5.** Historyczne ceny uprawnień do emisji CO_2 (w EUR/t)



Źródło: ICE/NSYE (2019).

↘ **Wykres 6.** Szacunkowe koszty zmienne wytwarzania energii z węgla w Polsce w perspektywie do 2050 r. (PLN/MWh)



Źródło: obliczenia własne PIE na podstawie danych ARE, IEA, PKP Cargo.

Prognozy instytucji modelujących rynki energii – Agencji Rynku Energii (ARE, 2016) i Międzynarodowej Agencji Energii (IEA, 2018) zakładają dalszy wzrost cen uprawnień do emisji CO_2, przy czym prognoza IEA WEO (2018) dla Scenariusza Nowych Polityk użyta w PEP2040 zakłada cenę na poziomie jedynie 22,7 EUR/t w 2025 r., podczas gdy w 2019 r. cena już osiągnęła historyczne maksimum, czyli 30 EUR/t. Należy liczyć się z dalszą nieprzewidywalnością cen uprawnień, choć nie należy zakładać jedynie scenariusza dalszego ich wzrostu. Rosnąca presja regulacyjna, zarówno w postaci polityki unijnej, jak i niepewność dotycząca dalszej obecności Niemiec w systemie ETS, każe rozważać wiele nieliniowych scenariuszy.

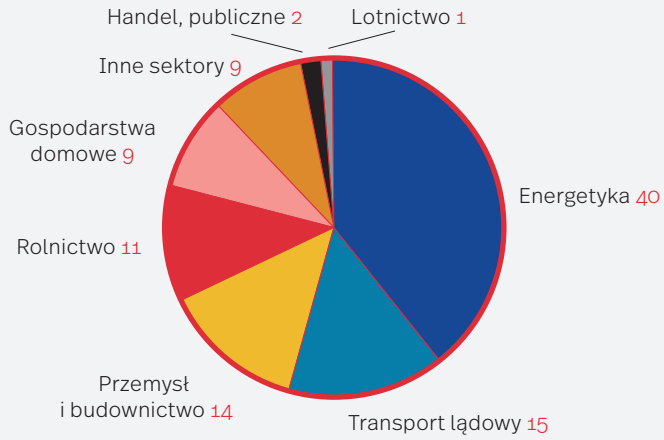
Rosnące ceny węgla i uprawnień do emisji CO_2 przekładają się na wzrost kosztów zmiennych w elektrowniach węglowych z obecnych 215 PLN do 266 PLN w 2050 r. (wykres 6). Inflacja cen energii elektrycznej będzie więc o ponad 20 pkt. proc. wyższa od inflacji bazowej, co wywrze presję na ceny energii dla odbiorców końcowych w Polsce.

Wyliczenia przedstawione na wykresie 6 wykonano w cenach stałych dla 2017 r., dla jednostki węglowej o sprawności 45 proc. i węgla o kaloryczności 22,1 MJ/kg. Prognoza cen uprawnień do emisji CO_2 pochodzi z Projektu Polityki Energetycznej Polski 2040, przy czym wartości dla lat 2025 i 2030 zrównano z wartością dla 2019 r. Koszty transportu bazują na historycznych taryfach PKP Cargo (Stala-Szlugaj, 2012) – prognozę wykonano za pomocą regresji liniowej. Użyto prognozy cen węgla Agencji Rynku Energii z KPEiK i szacunku innych kosztów zmiennych z opracowania ARE (ARE, 2016).

Uwarunkowania środowiskowe

Energetyka węglowa jest jedną z silniej wpływających na środowisko gałęzi gospodarki. Sektor energetyczny jest największym emitentem gazów cieplarnianych w Polsce – w 2017 r. odpowiadał za 40 proc. emisji (wykres 7).

↘ **Wykres 7. Struktura emisji gazów cieplarnianych w Polsce w 2017 r. (w proc.)**



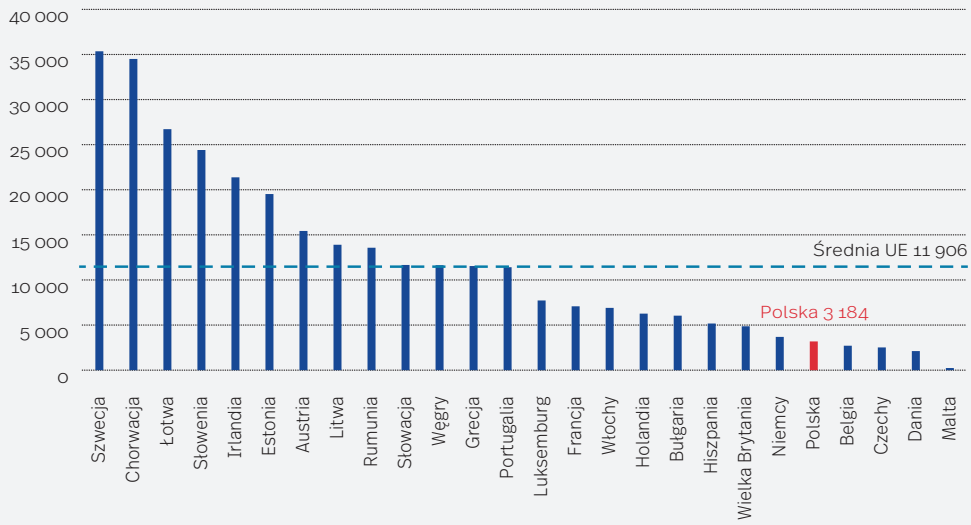
Źródło: Eurostat (2019b).

Globalne wysiłki na rzecz zapobiegania zmianom klimatycznym i związane z tym plany ograniczenia emisji gazów cieplarnianych skupiają się więc właśnie na wysokoemisyjnej energetyce węglowej i będą kształtowały jej rozwój w kolejnych latach. Należy spodziewać się presji na systematyczne zastępowanie bloków węglowych technologiami mniej emisyjnymi, na co wskazują IPCC oraz IEA (IEA, 2018).

Krytycznym zagrożeniem dla polskiej energetyki węglowej jest również sytuacja hydrologiczna w kraju i dostępność wody do chłodzenia bloków węglowych. Od kilku lat w okresie letnim występują trudności z zapewnieniem wymaganej nadwyżki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. W sierpniu 2015 r. poskutkowało to wprowadzeniem dwudziestego stopnia zasilania i ograniczeniami w funkcjonowaniu 1600 polskich przedsiębiorstw (PSE, 2015a). Niepewność dostaw energii w okresie letnim utrzymuje się mimo oddania do użytku nowych mocy wytwórczych i rozbudowy połączeń transgranicznych. Jako kluczową przyczynę ograniczeń zasilania w 2015 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne wskazały właśnie sytuację hydrologiczną (PSE, 2015b).

Niestety polskie zasoby wodne są znacznie ograniczone i należą do najmniejszych w Europie (UNGC, 2018). W latach 2013-2017 odnawialne zasoby wodne przypadające na mieszkańca Polski wyniosły 1585 m³ rocznie – niemal pięciokrotnie mniej niż średnia w krajach Unii Europejskiej (wykres 8). Mniejsze zasoby wodne posiadały jedynie Czechy, Dania i Malta.

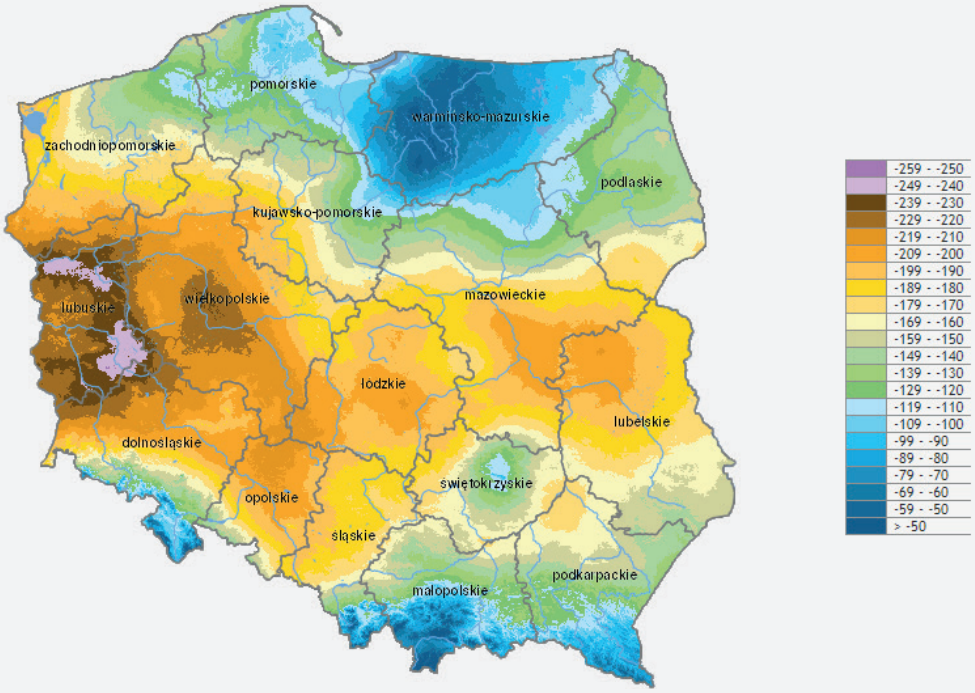
↘ Wykres 8. Zasoby wodne na mieszkańca w Polsce w latach 2013-2017 (m³/*per capita*/rok)



Źródło: FAO (2016).

Narzędziem oceny zasobów wodnych na terenie kraju może być tzw. klimatyczny bilans wodny (KBW) – różnica między opadami a stratami w procesie parowania. Mapę KBW w Polsce dla okresu letniego 2019 przedstawiono na mapie 1.

↘ Mapa 1. Klimatyczny bilans wodny w Polsce w okresie letnim 2019 r.



Źródło: IUNG-PIB (2019).

Niedobory wody w okresie letnim występują na terenach krytycznych dla polskiej energetyki – na obszarze województwa łódzkiego (elektrownia Bełchatów), mazowieckiego i lubelskiego (elektrownia Kozienice i Azoty-Puławy), wielkopolskiego (ZE PAK), śląskiego (m.in. elektrownie Jaworzno i Rybnik), opolskiego (elektrownia Opole) i dolnośląskiego (Turów).

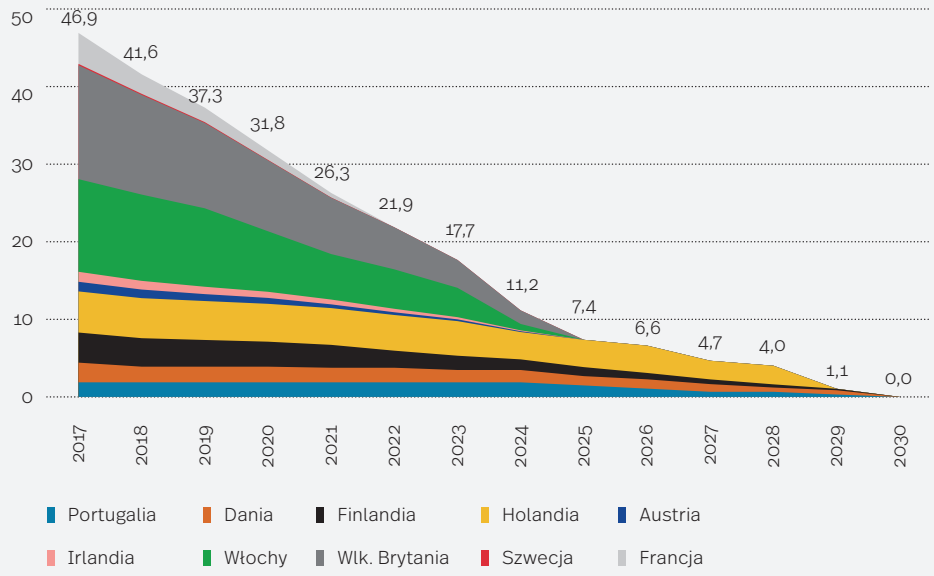
Uwarunkowania środowiskowe wydają się więc mieć kluczowe znaczenie dla przyszłości energetyki konwencjonalnej, a w szczególności węglowej w Polsce, będą bowiem zagrażać bezpieczeństwu energetycznemu państwa, a także powodować straty finansowe operatorów jednostek wytwórczych.

Polityka klimatyczna i energetyczna

Globalna i europejska polityka klimatyczna i energetyczna koncentruje się na redukcji udziału węgla w światowym miksie energetycznym. Czternaście krajów członkowskich UE dołączyło do inicjatywy *Powering Past Coal Alliance* zakładającej zamknięcie elektrowni węglowych w ciągu najbliższych lat – we Francji i Szwecji do 2022 r., w Austrii, Irlandii, Włoszech i Wielkiej Brytanii do 2025 r., w Finlandii i Holandii do 2029 r., a w Danii i Portugalii do 2030 r. Plan wyłączeń elektrowni węglowych w krajach uczestniczących w inicjatywie ONZ *Powering Past Coal Alliance* pokazano na wykresie 9 (Government of Canada, 2019).

W styczniu 2019 r., do krajów deklarujących odejście od użycia węgla w energetyce dołączyły Niemcy – zaprezentowano raport niemieckiej Komisji ds. Rozwoju, Zmian Strukturalnych i Zatrudnienia (*Kohlekomission*) zakładający wyłączenie w Niemczech wszystkich elektrowni węglowych, w tym na węgiel brunatny, do 2038 r.

↘ **Wykres 9. Powering Past Coal Alliance. Plan wyłączeń elektrowni węglowych w wybranych krajach UE (moc elektrowni w GW)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: IEA (2018).

Plany odejścia od energetyki węglowej w wielu krajach UE wynikają z celów redukcyjnych ustalonych w Porozumieniu Paryskim. Unia Europejska (w tym Polska) zobowiązała się do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 40 proc. w 2030 r. w porównaniu do wartości z 1990 r. (KE, 2019). Jednocześnie, w pakiecie dyrektyw z grudnia 2018 r. *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* zwiększono cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 32 proc. aby przyspieszyć tempo dekarbonizacji Europy (KE, 2018; Forum Energii, 2019). Jednocześnie w październiku 2019 r. Polska poparła inne państwa członkowskie w deklaracji zaostrzenia celów redukcyjnych na 2030 r., pozostawiając głos odrębny w zakresie neutralności klimatycznej w całej UE w 2050 r.

Należy zaznaczyć, że pakiet *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* ogranicza udział w rynku mocy jednostek wytwórczych o emisyjności powyżej 550 g CO_2/kWh. W 2018 r. średnia emisyjność w polskim sektorze energetycznym wyniosła 792 g CO_2/kWh (KOBiZE, 2019), wiele jednostek wysokoemisyjnych po 2025 r. nie

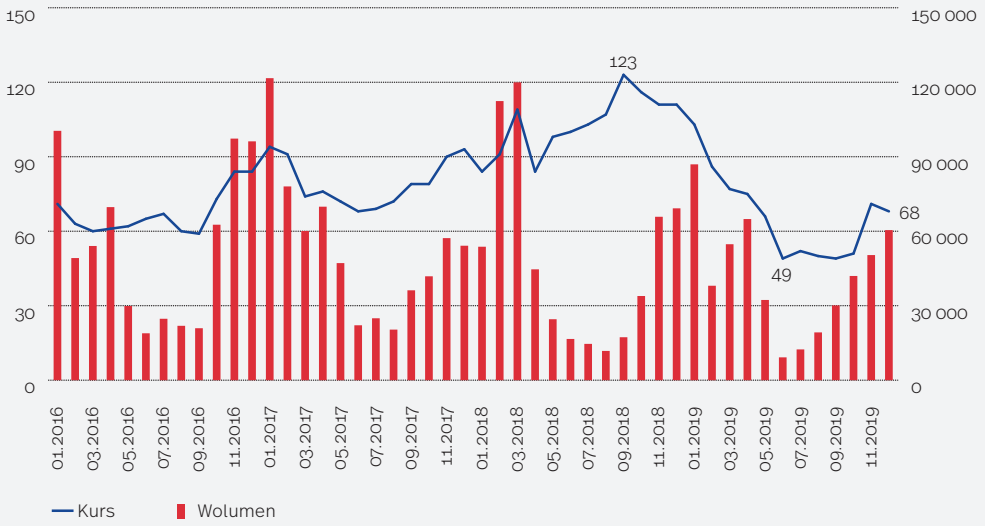
będzie więc mogło wziąć udziału w rynku mocy. Jest to kluczowy czynnik decydujący o ograniczeniu wykorzystaniu węgla w wytwarzaniu energii w Polsce w najbliższych latach.

1.2. Gaz

Dotychczas w polskim miksie energetycznym gaz był paliwem marginalnym. Pełnił istotną funkcję jedynie w przemyśle, elektrociepłowniach i ciepłownictwie indywidualnym (ogrzewnictwie). Wraz z zaostrzaniem się polityki energetycznej UE (wymóg EPS 550) i rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO_2, jednostki gazowe zyskują na opłacalności w systemie *merit order*. Polska będzie naśladować trend zaobserwowany w UK, krajach skandynawskich czy nawet Niemczech budowy dużych gazowych jednostek CCGT, głównie w kogeneracji na potrzeby ciepła systemowego i przemysłowego.

Scenariusz wyłączeń najstarszych jednostek węglowych w Polsce w latach 2020-2025 stwarza w systemie *merit order* przestrzeń dla nowych jednostek kogeneracyjnych, czemu sprzyja również malejąca cena gazu. Dzięki rosnącym cenom uprawnień CO_2 wyrównuje się parytet między kosztami zmiennymi jednostek węglowych i gazowych.

↘ Wykres 10. Średniomiesięczna cena (lewa oś, PLN/MWh) i wolumen (prawa oś, MWh) gazu na Towarowej Giełdzie Energii



Źródło: Towarowa Giełda Energii (2019).

Na poziomie europejskiej polityki energetycznej i klimatycznej gaz – w przeciwieństwie do węgla – zalicza się do paliw spełniających kryterium EPS 550. Niemniej jednak Komisja

Europejska kładzie nacisk na jego użycie w tych sektorach, w których kompletne odejście od paliw kopalnych według istniejących technologii nie jest jeszcze możliwe. W ramach tego trendu przyszłe programy finansowania z UE nie będą dopuszczać np. floty transportu publicznego opartego na CNG i przede wszystkim infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej dla gazu ziemnego (EIB, 2019). To w szczególności ważne, gdyż Polska nadal rozbudowuje infrastrukturę krytyczną (w tym port LNG w Świnoujściu), aby zwiększyć możliwości importowe surowca. Derogacje od unijnej polityki niefinansowania gazu mogą być jedynie parasolem ochronnym na konkretne projekty, ale nie będą stanowić systemowego wyłączenia Polski spod makroekonomicznego trendu wyłączania w niedalekiej przyszłości gazu np. z ogrzewnictwa indywidualnego.

W innych krajach UE gaz jest postrzegany jako paliwo przejściowe (*transition fuel*) – ma uzupełnić miejsce węgla na okres kilku dekad, dopóki nie będzie możliwe osiągnięcie celu 100 proc. OZE w miksie energetycznym. Kraje, które najwcześniej rozpoczęły dekarbonizację (np. Dania w latach 80.) doprecyzowują terminy odejścia od gazu w tych sektorach gospodarki (np. ogrzewnictwie indywidualnym), w których jego zastąpienie jest możliwe przez zasilenie energią elektryczną z OZE. Ten sam proces nieuchronnie czeka również Polskę, dlatego gaz powinien być traktowany jako paliwo potencjalnie narażone na dekarbonizację.

Gaz, dzięki niższej emisyjności niż używany w Polsce węgiel kamienny i brunatny, może pomóc w dekarbonizacji polskiego miksu energetycznego. Według analizy przeprowadzonej na podstawie Modelu Optymalnego Miksu Energetycznego (Witajewski-Baltvilks i in., 2018) gaz może pomóc spełnić cele redukcji emisji do 2030 r., przed pojawieniem się energetyki jądrowej.

Kierunkiem, który może przeciwdziałać tzw. osieroceniu aktywów[1] infrastruktury gazowej byłoby przekształcenie i rozbudowa z uwzględnieniem możliwości mieszania gazu z wodorem. Wyniki badań w tym obszarze wskazują, że wybrane elementy infrastruktury gazowej są w stanie po niewielkich modyfikacjach przyjmować od 5 do 15 proc. wodoru, a kolejne modyfikacje mogą pozwolić nawet na 50 proc. udziału wodoru w istniejących sieciach gazowych (Melaina, Antonia, Penev, 2013). Kierunek ten będzie w najbliższych latach konkurował z innym rozwiązaniem polegającym na masowej elektryfikacji pozostałych sektorów gospodarki (Stern, 2019).

1.3. Energetyka jądrowa

W 2009 r. rozpoczęły się prace nad Programem Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). Wciąż nie poczyniono jednak znaczących postępów w realizacji programu, mimo że projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040) zakłada uruchomienie pierwszego bloku jądrowego (o mocy 1-1,5 GW) już w 2033 r. i uruchomienie kolejnych pięciu do 2043 r. (łącznie 6-9 GW) (ME, 2018).

W PPEJ założono uruchomienie pierwszego bloku jądrowego w Polsce już w 2024 r., jednak budowa do tej pory się nie rozpoczęła. Opóźnienia w realizacji PPEJ były w 2018 r. przedmiotem kontroli NIK, która

[1] Zjawisko to oznacza gwałtowną i nieprzewidzianą utratę wartości wybranych aktywów w związku z transformacją gospodarczą opartą np. na przełomowych odkryciach technologicznych.

zakwestionowała oryginalny harmonogram programu. NIK wskazał również, że w związku z opóźnieniami gospodarkę polską dotkną straty finansowe rzędu 1,5-2,6 mld PLN rocznie z powodu konieczności zakupu uprawnień do emisji CO_2, których można byłoby uniknąć, gdyby budowa elektrowni jądrowej przebiegała zgodnie z planem (czyli powstała w 2024 r., a nie najwcześniej w 2030 r., jak ocenia NIK). NIK informuje też, że realizacja PPEJ w latach 2014-2017 pochłonęła już 776 mln PLN mimo braku mierzalnych efektów programu (NIK, 2018a).

Należy zauważyć, że opóźnienia w budowie elektrowni jądrowych dotyczą nie tylko Polski. W tabeli 1 przedstawiono założenia dotyczące terminów uruchomienia nowych bloków jądrowych w Europie. Przykładowo we Francji budowę bloku 3 elektrowni Flamanville zaczęto w 2007 r., a pierwotny termin uruchomienia był ustalony na 2012 r., obecnie mówi się o roku 2020. Przykłady z innych państw europejskich pokazują więc, że uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej na początku lat 30. XXI w. może być w Polsce trudne do osiągnięcia.

↘ **Tabela 1. Opóźnienia w uruchomieniu bloków jądrowych w Europie**

Elektrownia	Kraj	Generacja reaktora	Rozpoczęcie budowy	Pierwotnie zakładany termin uruchomienia	Zaktualizowany termin uruchomienia
Flamanville 3	Francja	3 - EPR	2007	2012	2020 (+ 8 lat)
Olkiluoto 3	Finlandia	3 - EPR	2005	2010	2020 (+ 10 lat)
Hinkley Point C	Wielka Brytania	3 - EPR	2018	2017	2025 (+ 8 lat)
Mochovce	Słowacja	3 - LWR	1986	2012	2020 (+ 8 lat)
Akkuyu	Turcja	2 - VVER	2018	2016	2023 (+ 7 lat)
PPEJ	Polska	-	-	2024	2033

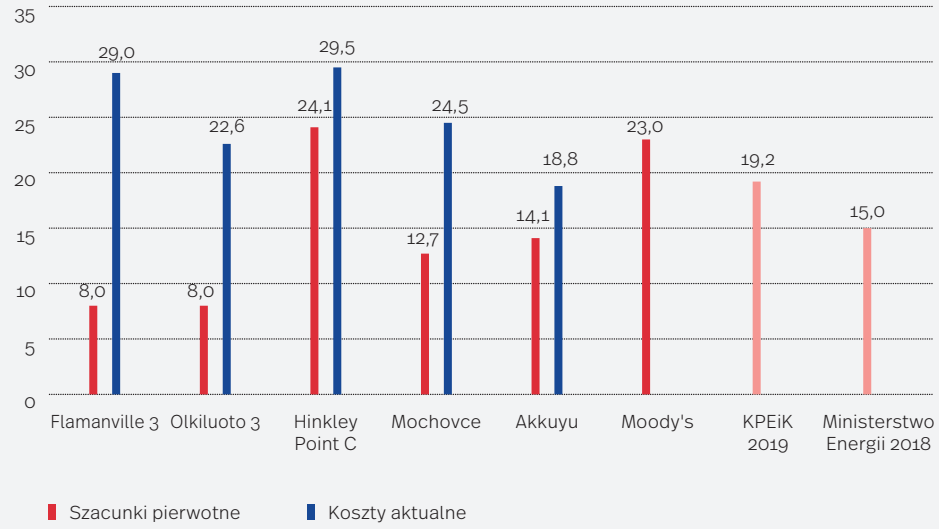
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Reuters (2019); BBC (2017); World Nuclear Association (2019); „Obserwator finansowy" (2019); EDF Energy (2019).

Energetyka jądrowa jest również niezwykle kapitałochłonna, a koszty obecnie prowadzonych projektów budowy bloków jądrowych w Europie znacząco przekraczają oryginalne szacunki (wykres 11).

Ministerstwo Energii ocenia koszt polskiej elektrowni na 15 mld PLN za 1000 MW, zaś w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu przyjęto wartość 19,2 mld PLN. Obie kwoty wydają się jednak niedoszacowane. Jak pokazano na wykresie 11 rzeczywiste koszty budowy nowych elektrowni jądrowych w Europie mogą przekroczyć szacunki ponad dwukrotnie.

Należy pamiętać, że energetyka jądrowa, podobnie jak węglowa i gazowa, jest oparta na energii termalnej, której produkcja wymaga zużycia wody. Jak przedstawiono w sekcji 1.1, problem polskiej hydrologii – niski stan wód i ich wysoka temperatura – utrudni chłodzenie reaktorów jądrowych.

↘ Wykres 11. Planowane i zrealizowane koszty budowy elektrowni atomowych w Europie w porównaniu do oryginalnych założeń (mld PLN/1000 MW)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: KPEiK; PEP2040.

Energia jądrowa ma niewątpliwie zalety w postaci obniżenia emisyjności całego systemu energetycznego, w szczególności z powodu bardzo dużego współczynnika wykorzystania mocy znamionowej (powyżej 90 proc.), w porównaniu do 30-40 proc. dla energetyki wiatrowej i ok. 25 proc. dla energii słonecznej. Jak wspomniano w Polsce jest to kluczowe z powodu bardzo wysokiej średniej emisyjności KSE. Rola energetyki jądrowej jest istotna w połączeniu z rosnącym udziałem OZE w miksie energetycznym – zmienny charakter profili produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i słonecznych wymaga bilansowania magazynami energii lub źródłami o stabilnej generacji, jak np. energia jądrowa.

Warto podkreślić rolę Europejskiej Wspólnoty Energii Atomowej (Euratom) prowadzącej działania badawczo-rozwojowe, nadzorującej przepływy materiałów radioaktywnych w Europie, dbającej o bezpieczeństwo projektów jądrowych. Właśnie Euratom wydaje się być odpowiednim partnerem dla Polski w prowadzeniu programu energetyki jądrowej, zapewniając technologiczne wsparcie, potrzebne do realizacji inwestycji w elektrownie jądrowe.

1.4. Odnawialne źródła energii

Odnawialne źródła energii obejmują energię wiatrową, słoneczną, geotermalną, energię fal, prądów i pływów morskich oraz energię pozyskiwaną z biomasy i biogazu (Ustawa Prawo energetyczne, 1997). Z powodu swojej niskiej lub zerowej emisyjności, odnawialne źródła

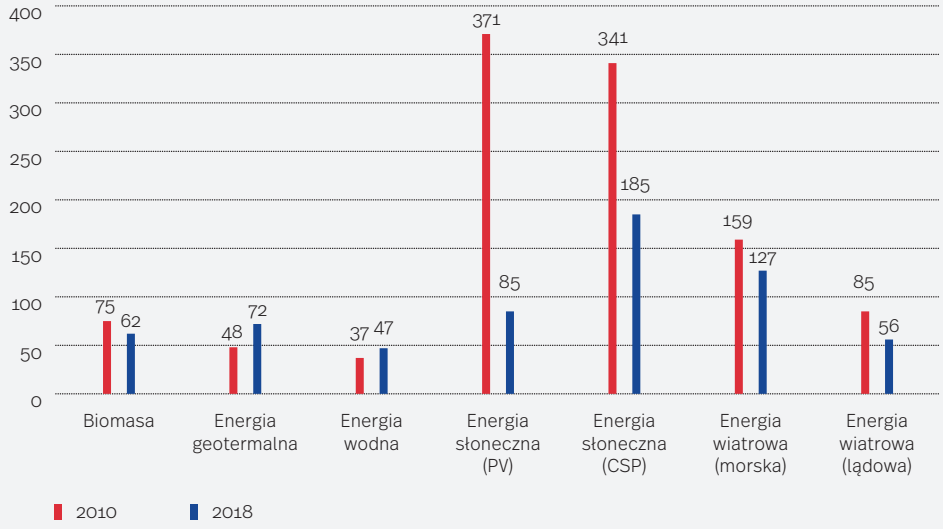
energii są alternatywą dla energetyki węglowej w Polsce. Jednocześnie OZE są wspierane przez Unię Europejską ustanawiającą cele ich udziału w miksie energetycznym państw członkowskich.

Rozwój technologii i spadające koszty

Na rosnący udział OZE w Europie mają wpływ przede wszystkim spadające koszty CAPEX, wynikające z postępującego rozwoju technologicznego. Jak wynika z danych Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), w okresie 2010-2018 koszty wytwarzania energii z OZE spadły znacząco (wykres 12).

W badanym okresie koszty energii słonecznej spadły o 77 proc. (fotowoltaika) i 46 proc. (koncentratory), dla energii wiatrowej, spadek wyniósł 20 proc. (farmy morskie) i 34 proc. (farmy lądowe), spadły również koszty wytwarzania energii z biomasy – o 17 proc. Wzrosły natomiast koszty wytwarzania w elektrowniach wodnych (o 27 proc.) i geotermalnych (o 50 proc.) – najłatwiej dostępne akweny i źródła geotermalne w Europie zostały już zagospodarowane i dalsze zwiększanie mocy tych rodzajów OZE wymaga dużych nakładów inwestycyjnych związanych np. z odwiertami geotermalnymi o dużej głębokości.

↘ **Wykres 12. Uśrednione koszty wytwarzania energii (LCoE) z odnawialnych źródeł energii w latach 2010-2018 (w USD/MWh)**

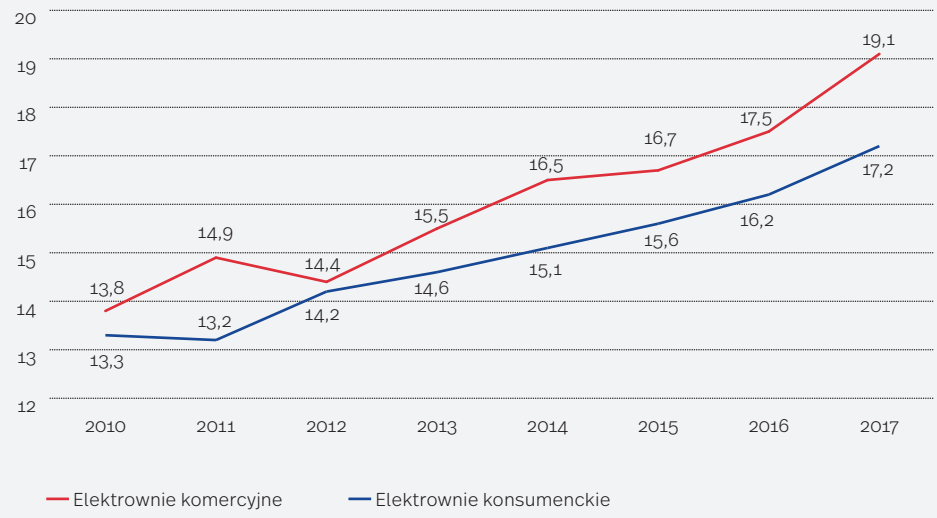


Źródło: IRENA (2019).

Spadek kosztów wytwarzania energii z wiatru i promieniowania słonecznego wynika przede wszystkim z rozwoju technologicznego. Dla modułów fotowoltaicznych kluczowa jest ich rosnąca sprawność – w latach 2010-2017 średnia sprawność modułów instalowanych w Kalifornii wzrosła z ok. 13 proc. do ponad 19 proc. (wykres 13). Sprawność

uzyskiwana w warunkach laboratoryjnych jest znacząco wyższa i dla modułów krzemowych mono-krystalicznych osiąga 26,7 proc. (ISE, 2019). Rozwijana jest również technologia wytwarzania turbin wiatrowych, które osiągają coraz większe wysokości i moce – w latach 2000-2005 było to ok. 1,5-2 MW przy wysokości rzędu 80 m (Kearney, 2018), najnowsze turbiny morskie osiągają wysokość ponad 200 m i moce powyżej 10 MW (ORE Catapult, 2019). Turbiny są również przystosowane do coraz niższych prędkości wiatru, co jest istotne dla lądowych farm wiatrowych w Polsce, gdzie średnia prędkość wiatru na lądzie jest niższa w krajach europejskich położonych bliżej Oceanu Atlantyckiego.

↘ Wykres 13. Sprawność modułów fotowoltaicznych instalowanych w latach 2010-2017 (w proc.)



Źródło: NREL (2018).

Warunki przestrzenne

Dla rozbudowy mocy zainstalowanych odnawialnych źródeł energii kluczowe są odpowiednie warunki geofizyczne, w szczególności prędkość wiatru i nasłonecznienie (mapa 2). Potencjał wiatrowy i słoneczny jest porównywany z krajami sąsiednimi.

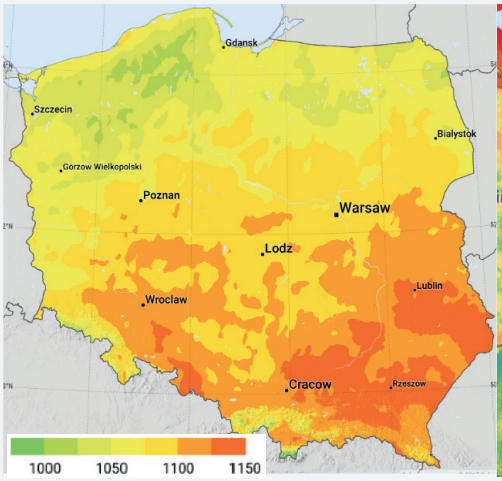
Najkorzystniejsze warunki dla rozwoju energetyki wiatrowej występują na Pomorzu, w szczególności w strefie przybrzeżnej, gdzie możliwy jest rozwój morskich farm wiatrowych. Na lądzie siła wiatru osiąga 7,5-8 m/s na wysokości 100 m w wybranych częściach Warmii i Mazur, a także Pomorza. Centralna część kraju zapewnia również relatywnie dobre warunki wiatrowe, ze średnimi prędkościami wiatru na wys. 100 m dochodzącymi do 7 m/s.

Nasłonecznienie jest najwyższe na południu Polski, gdzie dochodzi do 1200 kWh/m^2. Stanowi to zachętę pod względem bilansowania systemu energetycznego w kraju – tam, gdzie występują gorsze warunki wiatrowe,

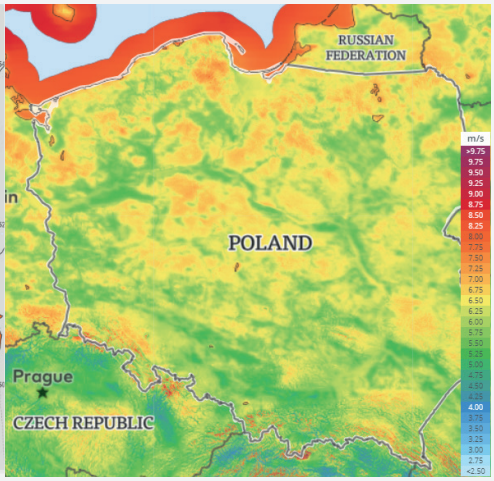
korzystne są warunki słoneczne i odwrotnie. Za średnią wartość nasłonecznienia dla Polski uznaje się 1000 kWh/m², na północy jest to 950-1000 kWh/m².

↘ Mapa 2. Potencjał energii słonecznej i wiatrowej w Polsce

a) Nasłonecznienie (w kWh/m²)



b) Średnia prędkość wiatru (w m/s)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Solargis (2019); DTU Wind Atlas (2019).

Wsparcie UE dla rozwoju OZE

Unia Europejska od wielu lat wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii, ustanawiając odpowiednie dyrektywy i akty prawne – pierwszą dyrektywę o OZE przyjęto już w 2001 roku (Dyrektywa Parlamentu... 2001). Kluczowa dla OZE była dyrektywa 2009/28/EC o energii odnawialnej z 2009 r. (Dyrektywa Parlamentu..., 2009) wprowadzająca cel udziału OZE w zużyciu energii finalnej na 20 proc. w 2020 r. Bazując na niej wprowadzono krajowe narzędzia i regulacje umożliwiające zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w miksie energetycznym.

Jak wspominaliśmy, unijne cele OZE zaktualizowano w pakiecie dyrektyw *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* z końca 2018 r., proponując cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie 32 proc. w 2030 r.

Z rozwiązaniami legislacyjnymi wiążą się również instrumenty finansowe przeznaczone na transformację energetyczną – m.in. fundusz spójności (63,4 mld EUR), program CEF (33 mld EUR), Horyzont 2020 (5,9 mld EUR), fundusze regionalne czy produkty finansowe Europejskiego Banku Inwestycyjnego oraz nowo powołany Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji (100 mld EUR), z którego ok. 7,5 mld EUR stanowi bezzwrotny Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. Fundusze te wspierają m.in. rozwój technologii OZE, budowę elektrowni i infrastruktury sieciowej, modernizację budynków pod kątem efektywności energetycznej, transformację regionów węglowych i przekwalifikowanie kadr.

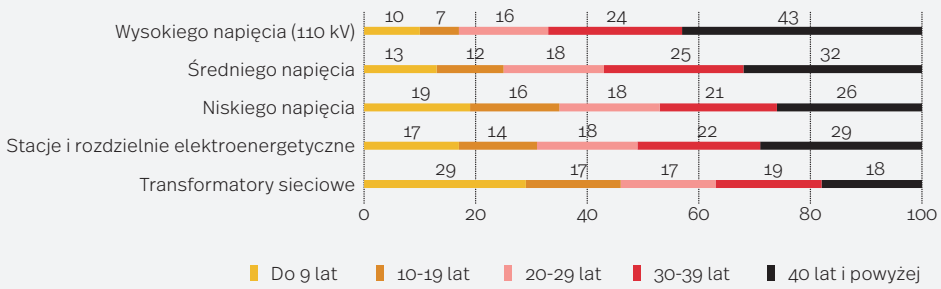
Należy zaznaczyć, że dostępność funduszy jest częściowo zależna od postępów w realizacji celów udziału OZE w miksie energetycznym. W przypadku Polski, występuje ryzyko nieosiągnięcia celu OZE na 2020 r., co grozi koniecznością zakupu zielonej energii od państw sąsiednich i kosztami szacowanymi przez Najwyższą Izbę Kontroli na 8 mld PLN (NIK, 2018b).

Przewiduje się, wraz z aktualizacją celów dekarbonizacyjnych na rok 2030 w Unii Europejskiej, uruchomienie kolejnych programów wsparcia finansowego przeznaczonych na realizację transformacji energetycznej.

1.5. Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna

W prognozowaniu przyszłości polskiej energetyki należy wziąć pod uwagę koszty związane z modernizacją infrastruktury sieciowej. Jak wynika z raportu Najwyższej Izby Kontroli, aż 43 proc. polskich linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia (110kV) ma ponad 40 lat (wykres 14). Przekłada się to na stosunkowo dużą niestabilność dostaw energii. Pod kątem wskźnika SAIDI, Polska plasuje się na 21. miejscu z 23 skontrolowanych państw europejskich[2]. We wspomnianym raporcie NIK wskazał również, że niemal wszystkie wskaźniki zawodności sieci dla badanych grup energetycznych rosły w latach 2013-2017. Sugeruje to nie tylko konieczność poniesienia znaczących kosztów związanych z polską infrastrukturą sieciową, ale także skłania odbiorców energii elektrycznej do inwestycji we własne, lokalne źródła energii. To z kolei przełoży się na spadek popytu na energię z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

↘ **Wykres 14. Struktura infrastruktury dystrybucyjnej energii elektrycznej (stan na koniec 2017 r.)**



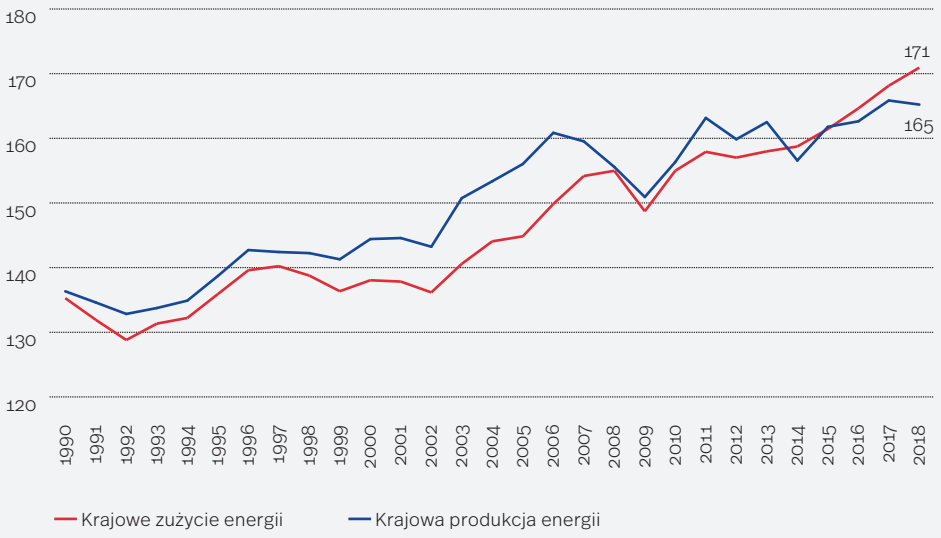
Źródło: NIK (2019b).

[2] SAIDI należy rozumieć jako całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną (w minutach), jakiego może się spodziewać odbiorca średnio w ciągu roku. Bez przerw katastrofalnych nieplanowanych.

1.6. Import i eksport energii

Czynnikiem wpływającym na kształtowanie miksu energetycznego w Polsce będzie również relacja zapotrzebowania na energię do możliwości produkcyjnych w kraju, a także wynikająca z tego konieczność importu energii (wykres 15).

↘ Wykres 15. **Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 1990-2018 (w TWh)**



Źródło: PSE (2019).

Od 2009 r. zapotrzebowanie na energię w Polsce stale rośnie, z 148 TWh do 171 TWh w 2017 r. W tym samym okresie produkcja energii wzrosła ze 151 TWh do 165 TWh. Łatwo jednak zauważyć, że wzrost produkcji jest mniejszy niż wzrost zużycia – w latach 2017-2019 import energii netto zwiększył się z 2,3 TWh do 5,7 TWh w 2018 r. i 10,6 TWh w 2019 r. Taka sytuacja zagraża bezpieczeństwu energetycznemu kraju, w szczególności z powodu ograniczonej mocy łączy transgranicznych.

W chwili obecnej dysponujemy następującymi możliwościami importowymi (Bajor i in., 2018; PSE, 2018b):

- → z Litwy – 300 MW,
- → ze Szwecji – 600 MW,
- → połączenia synchroniczne – 500 MW.

Posiadamy także inne połączenia transgraniczne, ale ich użycie jest ograniczone z powodu infrastruktury po stronie PSE i przepływów tranzytowych z Niemiec do Europy Południowej.

Rozdział 2.
Nowe rozwiązania – miks energetyczny w przyszłości

W tym rozdziale tworzymy ramy dla analizy czynników zmian jakie zachodzą i będą zachodzić w miksie energetycznym. Skupiamy się na podziale na perspektywę rynkową i regulacyjną, co pozwala dostrzec dwie różne logiki zachodzących zmian. Następnie analizujemy rozwiązania rynkowe, organizacyjne i technologiczne dla skuteczniejszego prowadzenia polityk energetycznych. Na koniec omawiamy główne modele aplikowane w odniesieniu do Polski omawiając ich słabe i mocne strony oraz wskazując na luki w przeprowadzanych badaniach i możliwości ich ograniczenia w przyszłości.

2.1. Perspektywy i trendy światowe

W literaturze dotyczącej polityki energetycznej coraz częściej zauważalna jest obecność dwóch konkurujących ze sobą dwóch perspektyw – rynkowej i regulacyjnej. Rysują one trajektorię transformacji energetycznej jako procesu sterowanego albo przez wolny rynek albo rząd, czyli centralnego planistę (*social planner*) (Climate Analitycs, 2018). Podział ten mimo uproszczenia, pomaga zrozumieć logikę działania państw oraz wpływowych aktorów w sferze polityki publicznej.

W **perspektywie rynkowej** zakłada się, że miks energetyczny będzie kształtowany w głównej mierze przez proces rynkowej weryfikacji opłacalności istniejących i nowych elektrowni w systemie na podstawie ich kosztów budowy, stałych oraz zmiennych. Do tej ostatniej grupy należy zaliczyć np. koszty surowców i uprawnień do emisji CO_2 kształtowane na rynkach krajowych i globalnych. W perspektywie tej uwzględnia się wolę regulatora, ale jest ona ukazywana pośrednio, np. przez politykę podatkową względem różnych źródeł energii i kluczowych surowców (wydobycia i importu węgla lub gazu, opodatkowanie emisji CO_2).

Postęp technologiczny i większa penetracja nowych źródeł energii w miksie lub technologii (OZE, CCS) zwiększa ich opłacalność, co zachęca inwestorów do budowy nowych instalacji. W ramach tej perspektywy o wyłączeniu danej technologii lub źródła energii decyduje rachunek ekonomiczny producentów oraz techniczna żywotność najstarszych jednostek. Odzwierciedleniem takiego podejścia w modelach energetycznych jest element *economic redispatching*. Polega on na kształtowaniu się ceny energii elektrycznej na giełdzie energii w wyniku przecięcia się krzywych popytu i podaży oraz dynamicznej decyzji

wszystkich producentów o opłacalności produkcji energii na podstawie porównania ceny na giełdzie z własnymi kosztami zmiennymi. Decyzja producentów o produkcji lub jej zaprzestaniu jest podejmowana co każdą z 8760 godzin w roku i tym samym kształtuje współczynnik użycia (*load factor*) poszczególnych jednostek oraz technologii. Tym samym malejący *load factor* np. najstarszych elektrowni węglowych świadczy o odejściu od węgla z ekonomicznego i stosunkowo przewidywalnego punktu widzenia.

Zakłada się również, że co do zasady żaden wytwórca energii nie jest w szczególny sposób uprzywilejowany i na rynku dochodzi tylko do racjonalnych (opłacalnych) inwestycji (Hetmański, 2018; Instrat, 2019).

Z kolei w **perspektywie regulacyjnej** zakłada się, że szeroko rozumiany centralny planista (minister, urząd regulatora, organ ponadnarodowy) aktywnie interweniuje na rynku energii i tworzy ogólną politykę energetyczno-klimatyczną zmierzającą do wyłączania tych źródeł energii, które z jego punktu widzenia są nieakceptowalne (np. elektrownia węglowa, jądrowa lub wiatraki lądowe) lub spowalnia ich rozwój (np. ogranicza finansowanie infrastruktury gazowej) nawet jeśli odbywa się to na poziomie politycznym.

Wykorzystując rolę planisty oraz wpływ np. na obecne i dawne państwowe przedsiębiorstwa, nakazuje punktową budowę nieopłacalnych lub wyłączenie nadal opłacalnych źródeł energii – działając w kontrze do standardowego rachunku ekonomicznego. Względem nowych źródeł energii, w szczególności OZE, stosuje co do zasady mniej interwencyjną politykę. Perspektywa ta jest odzwierciedleniem przekonania o skuteczności polityki protekcjonizmu przemysłowego również na rynkach regulowanych, w tym w energetyce. Wymaga ona silnego sojuszu polityczno-korporacyjnego i zakłada osiąganie kolejnych kroków w rozpisanej strategii energetycznej dzięki silnej współpracy z dużymi przedsiębiorstwami, w szczególności zasiedziałymi wytwórcami i sprzedawcami energii elektrycznej (*incumbent utilities*).

Trudno znaleźć jeden kraj będący w pełni uosobieniem jednej z dwóch perspektyw, ale podział ten pozwala zrozumieć kształt polityki energetycznej i klimatycznej, w tym niepewność w zakresie kształtu miksu energetycznego. W Unii Europejskiej interesariusze reprezentują różne strategie, które obrazujemy niniejszymi przykładami:

Perspektywa regulacyjna

- Paneuropejskie sojusze krajowych organizacji pozarządowych naciskają na swoje rządy, aby przyspieszyły dekarbonizację i doprowadziły do wyłączenia najbardziej emisyjnych technologii lub elektrowni. Argumentują m.in., że inwestycje te już teraz stają się nieopłacalne w perspektywie średnio lub długookresowej. Powstają krajowe komisje dekarbonizacyjne reprezentujące stronę pracowników, pracodawców, a także rządy regionalne i krajowe oraz organizacje społeczne w tym środowiskowe. Ich celem jest opracowanie harmonogramu, warunków i finansowania odejścia od węgla. Strona środowiskowa stawia na priorytetowe wyłączenie największych i najbardziej szkodliwych dla środowiska elektrowni (np. Elektrownia Bełchatów) albo blokadę rozbudowy odkrywek w Nadrenii Północnej-Westfalii (niemiecki *Hambacher Wald*).
- Związki producentów konwencjonalnych źródeł energii naciskają na rządy, aby złagodziły politykę klimatyczną UE. Świadomi ekonomicznych kosztów ambitnej polityki klimatycznej (rosnących cen uprawnień do emisji CO_2) próbują na poziomie unijnym opóźnić lub złagodzić mechanizmy

wycelowane w ograniczenie użycia paliw kopalnych. Na poziomie krajowym, nierzadko współpracując z rządem, wypracowują mechanizmy kompensujące i oddalające w czasie wdrożenie unijnych regulacji. Ich efektem jest np. powstanie Funduszu Modernizacyjnego w ramach ETS, z którego sami producenci mogliby korzystać, odstępstwa nowych, bardziej restrykcyjnych limitów emisji (Konkluzje BAT/BREF dla LCP, Dyrektywa MCP) albo opracowywanie mechanizmów interwencyjnych (np. rynku mocy).

Perspektywa rynkowa

- Europejscy producenci technologii z dziedziny OZE naciskają nie na budowę konkretnych źródeł wytwórczych, ale na sprzyjające środowisko regulacyjne. W szczególności zależy im na kształcie i warunkach subsydiów kompensujących różnicę między kosztem wytworzenia energii (LCOE) a rynkową ceną prądu.
- Operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych nalegają na możliwie najbardziej precyzyjne kierunki polityki energetycznej, co pozwala im efektywnie alokować budżet na inwestycje w sieci elektroenergetyczne i dostosować się do pojawienia się nowych technologii i źródeł energii w sieci. Mając na uwadze rolę i siłę oddziaływania regulatora muszą uwzględniać techniczne realia funkcjonowania rynku. Przykładem takiej polityki jest inicjatywa powstania Operatora Informacji Rynku Energii albo rozważania nad rynkiem lokalizacyjnym (ME, 2019; PSE, 2017). Budowanie fundamentów rynku energii pod kątem wszystkich aktorów wyrównuje warunki konkurencji i zmniejsza bariery wejścia niezależnych inwestorów, co przekłada się też na korzyści dla odbiorców.

Podział ten pomaga zrozumieć sposób działania interesariuszy w środowisku polityki publicznej dot. energii i klimatu. Oba te podejścia nie wykluczają się wzajemnie, ale ich rozróżnienie pomaga uwzględnić niepewność dotyczącą kształtu miksu energetycznego w przyszłości. Dotyczy to w szczególności Polski, Czech i Niemiec, czyli trzech krajów o najwyższym w UE udziale węgla w miksie, gdzie perspektywa regulacyjna przeżywa renesans. Mimo to przewidujemy, że po intensywnym okresie tworzenia krajowych i unijnych strategii, w tym uchwalania legislacji (pakiet zimowy, KPEiK, PEP2040) nadejdzie czas wdrożenia oraz nowych inwestycji. Dlatego o kształcie miksu energetycznego coraz bardziej będzie decydować rynek, a mniej regulator-planista.

2.2. Narzędzia i rozwiązania dla polityki energetycznej

Tym samym potrzebne jest w Polsce pogłębienie wiedzy nt. rozwiązań rynkowych oraz technologicznych, które pomagały sprawnie przeprowadzić transformację energetyczną na europejskich rynkach energii o wyższym, ale osiągalnym stopniu rozwoju. Poniżej przybliżamy wybór najważniejszych oraz możliwych do wdrożenia rozwiązań rynkowych i organizacyjnych (*mechanism design*) oraz technologicznych (inżynieryjnych). W ramach tego podziału przedstawiamy inicjatywy ze sfery europejskiej i czasem polskiej polityki publicznej sektora energetycznego, które naszym zdaniem będą kształtować miks energetyczny Polski w pespektywie do 2050 r.

↘ **Tabela 2.** Rozwiązania kluczowe dla polskiego miksu energetycznego

Rozwiązanie	Przyczyny i zarys rozwiązań	Implikacja dla Polski
Rozwiązania rynkowe i organizacyjne		
Lokalne rynki energii – klastry i spółdzielnie energetyczne (*energy communities*)	Wspólnoty energetyczne to ważny element pakietu zimowego, ich celem jest pobudzenie na rynku energii inwestycji ze strony niezależnych, małych inwestorów oraz stworzenie łańcucha wartości dodanej poza dużymi koncernami energetycznymi.	W Polsce tworzenie lokalnych rynków energii, przez budowę klastrów i spółdzielni energetycznych będzie pogłębiać trend odcinania się dużych konsumentów lub ich grup (parków przemysłowych) od Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W konsekwencji będzie maleć zapotrzebowanie na energię z KSE, użycie konwencjonalnych wielkoskalowych elektrowni i sieci przesyłowych. Powstanie więcej rozproszonych systemów energetycznych (niezależnych OSD) oraz potencjalnie lokalne rynki i giełdy energii. Jeśli ceny energii nadal będą rosły, zachęta ekonomiczna stanie się silniejsza niż potencjalne zachęty ze strony regulatora i ustawodawcy. Zdecentralizowane inicjatywy energetyczne będą służyć również jako *huby* do testowania innowacji technologicznych, np. Power2X i magazynów energii. Najbardziej na tym procesie mogą stracić państwowe koncerny energetyczne. Jeśli nie podejmą działań inwestycyjnych, oddadzą przewagę technologiczną mniejszym, bardziej elastycznym dostawcom rozwiązań.
Rynek lokalizacyjny	Europejskie systemy przesyłu energii funkcjonują przy założeniu równych kosztów przesyłu w każdym miejscu systemu (tzw. zasada miedzianej płyty) (Aengenvoort, Sämisch, 2016; PSE 2018; Hogan, Maćkowiak-Pandera, 2019), Istniejący w USA rynek lokalizacyjny uwzględnia realne zróżnicowanie tych kosztów w poszczególnych elementach (węzłach) systemu przesyłowego, wymuszonych m.in. przez duże dystanse między skupiskami ludności i ośrodkami przemysłu. Rozwiązanie to jest korzystne dla operatora sieci mogącego wyceniać precyzyjnie i proporcjonalnie do kosztów utrzymanie i budowę nowych połączeń. Przejście między dwoma systemami to nie gwarancja, ale możliwość zaistnienia bardziej sprawiedliwego i efektywnego systemu przesyłu energii. Zmiana wyceny kosztów przesyłu z tzw. „taryfy znaczka pocztowego" (każdy płaci niezależnie za pokonany dystans) na „taryfę taksówki" (płaci się za realnie pokonany dystans) urealnia rzeczywisty koszt przesyłu energii.	Odejście od systemu miedzianej płyty na rzecz rynku lokalizacyjnego wzbudziło w krajach bardziej uprzemysłowionych wyraźny sprzeciw ze strony energochłonnego przemysłu oddalonego od morskich farm wiatrowych (Hogan, Maćkowiak-Pandera, 2019). Mimo potencjalnych korzyści obniżenia kosztów opłaty przesyłowej, klienci okazali się sceptyczni względem potencjalnie wyższych rachunków za samą energię. Analogicznie w Polsce elektrownie i duzi klienci są zlokalizowani w centrum i na południu kraju. Tym samym, na mniej zindustrializowanej północy mogłyby być najbardziej odczuwalne korzyści reformy. Dopóki wielkoskalowa flota wytwórcza jest oparta na węglu (drogim w kosztach zmiennych) i zlokalizowana bliżej odbiorców na południu kraju, szanse na akceptację społeczną i branżową pozostają umiarkowane. Impulsem do rozwoju może być jednak powstanie morskich farm wiatrowych po 2030 r. – potencjalni klienci tej energii zamiast umów cPPA (bezpośrednich umów handlowych na dostawę energii między wytwórcą a odbiorcą przemysłowym) mogą preferować systemowe rozwiązanie i przejście na rynek lokalizacyjny.

Rozwiązanie	Przyczyny i zarys rozwiązań	Implikacja dla Polski
	W niektórych stanach w USA, Australii czy Kanadzie rynek ten zwiększył zachęty ekonomiczne do inwestycji. W dużo gęściej zaludnionej Europie proces odchodzenia od scentralizowanych rynków energii jest zdecydowanie trudniejszy, ale potencjalną korzyść daje obniżenie kosztów przesyłu i ich bardziej sprawiedliwe rozłożenie. Może to mieć wpływ na zwiększenie konkurencyjności regionów bliskich wytwarzania OZE, ale jednocześnie odbywać się kosztem uprzemysłowionych regionów oddalonych np. od wybrzeża morskiego, czyli skupiska farm wiatrowych. Regiony te pozostałyby w jednej z nowych stref cenowych, z góry w gorszej, odziedziczonej pozycji geograficznej.	
Redukcja i planowanie zapotrzebowania (*demand side response*, DSR)	Elastyczna reakcja popytu jest kluczowa dla obniżenia ryzyka i kosztów wysokich cen energii, a nawet *blackoutu*. DSR odwraca relację sprzedawca-odbiorca energii – w szczycie zapotrzebowania, kiedy w efekcie niedoboru mocy w systemie ceny są wysokie, a import nie wystarcza, klient redukuje zużycie przez krótki okres, a zamiast płacić za prąd, otrzymuje wynagrodzenie za rezygnację z poboru i przesunięcie zapotrzebowania w czasie. Pierwsze rozwiązania z zakresu DSR stosowane były w Kalifornii już w latach '80 – nawet klienci indywidualni posiadali w domu urządzenia umożliwiające obniżenie rachunku za prąd. Jednak głównym ich użytkownikiem są dziś w Europie przemysłowi odbiorcy prądu, których niewielka reakcja może w znaczący sposób zmitygować ryzyko niedoboru mocy i obniżyć hurtową cenę energii. Płatność za redukcję zapotrzebowania wyznaczana jest na podstawie utraconej zdolności produkcji przemysłowej (im wyższe PKB, tym wyższa płatność), zaś usługę oferują spółki obrotu/sprzedaży w porozumieniu z OSP i OSD.	PSE rozwijają program DSR i zwiększają kontraktowane wolumeny w kolejnych przetargach. Program ten pozwala na uniknięcie przymusowego odłączenia od sieci i zmniejsza ryzyko niedoboru mocy i przeciążenia sieci (w szczególności w sezonie letnim). Charakter płatności w ramach gwarantowanego programu DSR jest jednak niepewny z punktu widzenia pomocy publicznej, zaś udział jednostek DSR w rynku mocy również nie jest pewny biorąc pod uwagę praktykę z innych rynków w UE. Upowszechnienie DSR może pomóc obniżyć rachunki za energię oraz zredukować całościowy koszt systemu energetycznego (*total system cost*). Rynek energii pełen usług i produktów dookoła standardowego zakupu wolumenu energii aktywizuje inwestorów i zwiększa przewidywalność rachunku za energię.

Rozwiązanie	Przyczyny i zarys rozwiązań	Implikacja dla Polski
Inteligentne taryfy energii (*smart tariff*)	Taryfowanie cen na rynkach pełnych przewagi informacyjnej sprzedawców nad klientami oraz pozycji monopolistycznej lub oligopolistycznej pomaga chronić klientów przed płaceniem nieuzasadnienie wysokich rachunków za energię. Efektem ubocznym jest jednak hamowanie innowacji produktowych, które oferują nowi, nie-zasiedziali sprzedawcy energii, a korzystają z nich konsumenci najbardziej świadomi struktury rynku i wartości usługi. Zniesienie taryfy na dystrybucję i/lub sprzedaż energii w taryfie G przy obecnej strukturze rynku wystawiłoby klientów na ryzyko wyższych rachunków za prąd niż to ekonomicznie uzasadnione. Pośrednim rozwiązaniem są inteligentne taryfy energii, które w stopniowy sposób zachęcają klientów do korzystania z energii elektrycznej w najbardziej racjonalny sposób.	Do upowszechnienia inteligentnych taryf energii wymagane są najpierw inwestycje w sieci niskiego i średniego napięcia. Dopiero przy odpowiednio zaawansowanej infrastrukturze pomiarowej będzie możliwe zaoferowanie klientom końcowym rozwiązań produktowych uwzględniających ich profil zużycia energii. Wdrożenie takiego systemu taryf będzie umożliwiało bardziej precyzyjne zarządzanie popytem ze strony grupy dotąd przewidywalnej, ale niesterowalnej – małych odbiorców energii. W codziennym użytkowaniu pozwoli to na zachęcanie klientów do użycia energii wtedy, kiedy jest jej nadmiar (w nocy lub słoneczny i wietrzny dzień), a w sytuacjach kryzysowych potencjalnie włączyć tę grupę w mechanizmy funkcjonujące na zasadzie DSR.
Rozwiązania technologiczne		
Sekwestracja, składowanie i transport CO_2 (CCS)	Technologia CCS polega na odseparowaniu i wychwyceniu ze spalin dwutlenku węgla w miejscach, gdzie powstaje on w dużych ilościach, np. elektrowniach opartych na paliwach kopalnych lub przemyśle chemicznym. Oddzielony od spalin CO_2 jest transportowany jak każdy inny gaz rurociągami i wtłaczany pod ziemię w ramach składowania geologicznego do pułapek fizycznych i geochemicznych, np. na polach naftowych i gazowych np. podczas standardowych procesów ich wydobycia.	Jak wskazano w części 2.3, wyniki globalnych modeli prognostycznych jasno wskazują, że koniec spalania węgla w energetyce w 2030 r. jest warunkiem realizacji Porozumienia Paryskiego. Niemniej jednak, przewidują konwersję już wybudowanych jednostek węglowych i gazowych na użycie technologii CCS. Nawet w warunkach wysokich cen CO_2 daje to możliwość zagospodarowania istniejącej węglowej floty wytwórczej (najnowszych jednostek) i tym samym utrzymania zapotrzebowania na węgiel. O ile użycie CCS pomoże przedłużyć istnienie węgla w miksie energetycznym, o tyle jego użycie będzie dużo ważniejsze w sektorach, gdzie nadal brakuje alternatywnych technologii redukcji emisji, np. hutnictwie. Stopień upowszechnienia CCS będzie zależny od cen uprawnień do emisji CO_2 – obecnie mówi się o opłacalności CCS przy cenach przekraczających 50 EUR/t (ME, 2019). Technologia ta może mieć przede wszystkim zastosowanie w przemysłowej produkcji stali lub szkła, gdzie obecnie nie istnieją, ale są już rozwijane skalowalne, niskoemisyjne metody produkcji. Może ona uchronić polski i europejski przemysł przed zjawiskiem ucieczki emisji (*carbon leakage*). Może to również dotyczyć sektora wydobycia węgla koksującego.

Rozwiązanie	Przyczyny i zarys rozwiązań	Implikacja dla Polski
Magazyny energii	Magazyny energii opierają się na technologiach kluczowych dla rozwoju i upowszechnienia OZE w miksie energetycznym. Mogą oferować nie tylko usługę akumulacji energii dla klienta, ale też świadczyć szereg usług systemowych: bilansowanie systemu, kontrolę częstotliwości i napięcia. Stanowią nie tylko planowane, ale również awaryjne źródło prądu. Obecnie ponad 96 proc. światowej zainstalowanej mocy znajduje się w elektrowniach szczytowo-pompowych. Największy rozwój przeżywają jednak technologie wykorzystujące baterie litowo-jonowe, wodór czy inne chemiczne formy przechowywania energii (*Renewable Grid Initiative* 2019).	W polskim i europejskim kontekście regulacyjnym magazynowanie energii nie może być subsydiowaną technologią rynkową, a jedynie wspieraną szeregiem rozwiązań regulacyjnych i organizacyjnych. Dlatego ich rozwój będzie zależał od stabilności środowiska legislacyjnego (ustawa Prawo energetyczne) równie mocno, co od samych malejących kosztów stałych budowy magazynów. W przypadku powolnej transformacji energetycznej magazyny będą pełniły ważną, ale pomocniczą rolę w spłaszczaniu zapotrzebowania na energię elektryczną, sezonowo pomogą uniknąć przeciążeń na sieciach i w regionalnym kontekście pomogą bilansować OZE, co zwiększy ich stabilność w systemie. W przypadku szybkiej transformacji i radykalnego wzrostu udziału OZE w miksie, magazyny mogą pełnić kluczową rolę na ostatnim etapie przed osiągnięciem neutralności klimatycznej (redukcja emisji ponad 90 proc.). Dla polskiego przemysłu chemicznego rosnące globalnie i w kraju zapotrzebowanie na technologie magazynowania może stanowić szansę na rozwój już posiadanej kompetencji technologicznej. W przeciwieństwie do baterii samochodowych (praktycznie tylko litowo-jonowych), magazyny chemiczne podłączone do sieci wykorzystujące baterie sodowo-siarkowe lub zbiorniki sprężonego powietrza korzystają z wartości dodanej pochodzącej z łańcucha krajowego i europejskiego.

Rozwiązanie	Przyczyny i zarys rozwiązań	Implikacja dla Polski
Power2X – Power2Gas, Power2Hydro, Power2Fuel Produkcja metanu lub gazu syntetycznego oraz wodoru Produkcja biopaliw	Przy sprzyjających warunkach pogodowych i odpowiednio wysokim udziale OZE w mocy zainstalowanej, u wytwórców pojawiają się nadwyżki wyprodukowanej energii, a na giełdzie niskie lub nawet ujemne ceny energii. Pozwala to, przez ograniczony okres, np. kilka godzin, na redukcję kosztu zakupu energii elektrycznej lub nawet otrzymanie płatności za jej pobór. Ta nieznana wcześniej rynkowa sytuacja stwarza zachętę do zwiększonego poboru i zużycia energii w standardowym procesie produkcyjnym. Tym samym skłania to do rozwoju technologii wcześniej uznawanej za znaną i możliwą, ale nieopłacalną. Bardzo tani lub darmowy prąd z sieci służy przy elektrolizie wody, wskutek czego powstaje wodór (H_2), zaś tlen łączony jest z nadwyżką dwutlenku węgla np. z lokalnej biogazowni, w efekcie czego lokalnie wytwarza się gaz syntetyczny (metan, CH_4). Metan można składować i przesyłać tak samo jak gaz ziemny, a więc przy pomocy obecnej infrastruktury. Wodór z kolei jest ważnym paliwem, dzięki któremu możliwa jest elektryfikacja transportu. Co ważne, użycie wodoru z elektrolizy w transporcie ma sens tylko wtedy, kiedy użyty do jego produkcji prąd będzie miał zerowy lub niski ślad CO_2 – w przeciwnym razie może on być nawet bardziej emisyjnym paliwem niż olej napędowy w standardowym silniku spalinowym.	W Europie powstają już nie tylko pilotażowe projekty (<10MW) Power2Gas, ale skalowalne (nawet do 100 MW) instalacje produkujące metan i gaz syntetyczny oraz inne paliwa (biopaliwa, komponenty chemiczne) (Wulf, Linßen, Zapp, 2018). Najbardziej znane projekty to historycznie pierwszy WOMBAT (Audi, MAN), późniejsze Falkenhagen oraz Hamburg (uniper) oraz największe obecnie planowane ELEMENT EINS (Gasunie, TenneT, Thyssengas). Gros tych projektów powstaje w Niemczech, a odbiorem wodoru zainteresowani są nie tylko sektor transportu, ale też przemysł, szukający niskoemisyjnych źródeł paliwa, np. przemysł hutniczy, najbardziej narażony na zjawisko ucieczki emisji. W Polsce rozpatrywany był jeden projekt Power2Gas (PGE, GAZ-System), ale nie wyszedł poza fazę koncepcyjną. Power2Gas pomoże Polsce nie tylko zdekarbonizować przemysł lub transport, ale pokryć rosnące zapotrzebowanie na gaz pochodzący nadal z importu – niezależnie od kraju, z którego pochodzi. Upowszechnienie tej technologii pozwoli zwiększyć niezależność energetyczną i pogłębić *sector coupling*[a] oraz zmniejszyć emisyjność, zarówno energetyki (w tym ciepłownictwa), jak i transportu. Jego skalowaniem jednak najbardziej będzie zainteresowany przemysł, który co do zasady szybciej reaguje na trendy technologiczne w energetyce.

[a] Zjawisko *sector coupling* oznacza ścisłe połączenie i integrację sektorów gospodarki opartych na zużyciu energii, czyli budynków (ciepłownictwo i chłodnictwo), transportu oraz przemysłu.

Źródło: opracowanie własne PIE.

2.3. Prognozy miksu energetycznego dla Polski

Przegląd polskich i zagranicznych modeli prognostycznych

Międzynarodowa Agencja Energii

Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) publikuje cykliczne raporty *Energy Technology Perspectives* (ETP) oraz *World Energy Outlook* (WEO) zawierające analizy technicznych możliwości transformacji sektora energetycznego i wyniki działania globalnego modelu prognostycznego IEA (IEA, 2017). W obu publikacjach zawsze prezentowane są trzy scenariusze opisujące przewidywaną przyszłość sektora energetycznego. W przypadku ETP jest to scenariusz bazowy Reference Technology Scenario (RTS), uwzględniający dotychczas poczynione zobowiązania państw do redukcji emisji (w tym NDC), zaś scenariusze *2°C Scenario* (2DS) oraz *Beyond 2°C Scenario* (B2DS) zawierają opisy bardziej ambitnych trajektorii zmian i dyfuzji nowych technologii.

Ścieżki redukcji emisji gazów cieplarnianych zakładane w najbardziej ambitnym scenariuszu B2DS prowadzą do ograniczenia globalnego ocieplenia do 1,6-1,75° C do 2100 r. (*Climate Analytics*, 2018) i dla krajów OECD odpowiadają scenariuszom 1,5° C zaprezentowanym w raporcie Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change* – IPCC) z 6.09.2018 – *Global Warming of 1.5°C*.

Scenariusz B2DS uwzględnia technologie obecnie dostępne i będące jeszcze w fazie rozwoju (np. CCS – sekwestracja i składowanie CO_2). Zakładane jest osiągnięcie zerowych emisji CO_2 w energetyce do roku 2060 (globalnie). W scenariuszu nie przewidziano ograniczenia wzrostu gospodarczego.

Wyniki obliczeń IEA dla scenariusza B2DS dla Unii Europejskiej przedstawiamy w na wykresie 16.

W scenariuszu B2DS produkcja energii elektrycznej z węgla w Unii Europejskiej zatrzymywana jest w 2030 r. W systemie utrzymuje się bardzo mały udział gazu ziemnego i ropy naftowej. Po 2045 r. sektor energetyczny w Unii Europejskiej (w tym w Polsce) jest całkowicie zdekarbonizowany, a w kolejnych latach emisje CO_2 są ujemne dzięki pochłanianiu dwutlenku węgla przez ekosystem oraz zastosowaniu systemów CCS. Produkcja energii elektrycznej z energii jądrowej jest stała w okresie prognozy – na poziomie ok. 25-30 proc. miksu. Nieznacznie rośnie udział biomasy, w tym po 2045 r. biomasy z systemem CCS, do 12 proc. w 2050 r. Największy wzrost w miksie energetycznym odnotowuje energia wiatrowa na lądzie i na morzu, łącznie do 35 proc. miksu w 2050 r., wyraźnie wzrasta także udział energii słonecznej – do 10 proc. Udział energii wodnej jest mniej więcej stały – ok. 12-13 proc., przy czym w 2025 r. następuje dołączenie także energii pływów oceanicznych, osiągającej 4 proc. miksu w 2050 r. Wykorzystanie energii geotermalnej pozostaje małe – na poziomie 1-2 proc.

Proporcjonalnie do wytwarzania zmienia się struktura mocy zainstalowanej w systemie, przy czym część jednostek węglowych pozostaje jako rezerwowe, a moc jednostek gazowych i jądrowych jest stała przy rosnącym współczynniku jej wykorzystania. Wzrost mocy zainstalowanej pochodzi więc ze źródeł odnawialnych – głównie energii wiatrowej i słonecznej. Udział OZE w zapotrzebowaniu na energię finalną rośnie z 19 proc. w 2014 r. do 47 proc. w 2030 r. i 62 proc. w 2050 r. Należy zaznaczyć, że ten wzrost jest znacząco wyższy od celów zakładanych przez Unię Europejską – 32 proc. w 2030 r. (KE, 2018; KE, 2019).

Scenariusz B2DS zakłada gwałtowną redukcję emisji CO_2 – z 3 536 Mt w 2014 r. do 1 578 Mt w 2030 r. i osiągnięcie neutralności klimatycznej między rokiem 2050 a 2055. W sektorze energii osiągnięcie zerowych emisji przewiduje się w 2045 r.

↘ Wykres 16. Wyniki modelu scenariusza IEA ETP – B2DS dla Unii Europejskiej

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: IEA (2017).

EU Reference Scenario

Kolejnym europejskim scenariuszem rozwoju rynku energetycznego jest model Komisji Europejskiej z 2016 r *EU Reference Scenario* (2016). Bazuje on na modelu PRIMES stworzonym przez Politechnikę w Atenach (E3MLab) rozszerzonym o sektor transportu, rolnictwa i leśnictwa, zużycia ziemi oraz emisję gazów cieplarnianych innych niż CO_2, czy paliwo biomasę. Dodatkowo w scenariuszu użyto modelu GEM-E3 do prognozowania zmiennych makroekonomicznych, modelu PROMETHEUS do analizy cen energii i modelu CAPRI do prognozowania zmian w sektorze rolnictwa. W odróżnieniu od IEA ETP (2017) B2DS, który jest modelem globalnym z rozbiciem na regiony, w *EU Reference Scenario* zaprezentowano wyniki w podziale na poszczególne państwa członkowskie Unii Europejskiej. Na wykresie 17 pokazano wyniki dla Polski.

W scenariuszu *EU Reference Scenario* zakłada się utrzymanie paliw kopalnych w miksie energetycznym dla Polski w całym okresie prognozy, udział węgla w produkcji energii elektrycznej spada jednak od 2015 r. z 85 proc. i do 26 proc. w 2050 roku. Znacząco wzrasta udział gazu – z zaledwie 2 proc. w 2015 r. do 17 proc. miksu w 2050 r. W 2035 r. planuje się włączenie do systemu energii jądrowej obejmującej docelowo udział 28 proc., wzrośnie także produkcja energii z biomasy i energii wiatrowej, osiągając odpowiednio 8 proc. i 18 proc. w 2050 r. W modelu nie zakłada się znaczącego wzrostu produkcji z elektrowni słonecznych, co jest jednocześnie jego głównym niedopatrzeniem – zainstalowana moc instalacji fotowoltaicznych w Polsce osiągnęła w dniu 01.12.2019 wartość prawie 1200 MW, ok. cztery razy więcej niż w *EU Reference Scenario* prognozuje się na 2050 r.

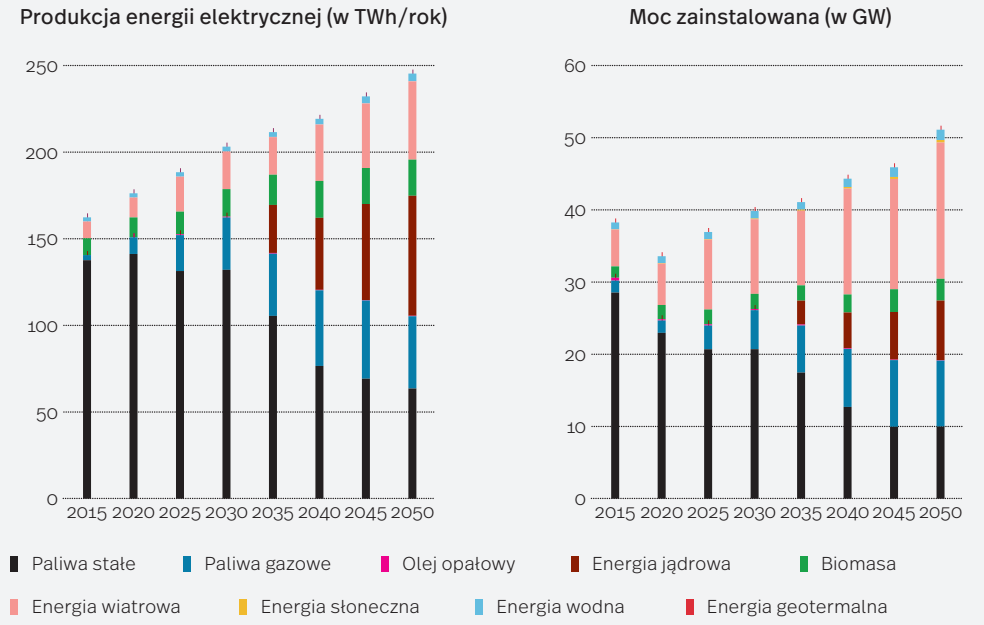
Scenariusz zakłada stały spadek emisji CO_2, jednak w znacząco wolniejszym tempie niż IEA B2DS – z 334 Mt w 2015 r. do 176 Mt w 2050 r. Emisje z sektora energetycznego są stałe do roku 2030, później spadają do niemal zera w 2050 r. Udział OZE w miksie energetycznym wzrasta powoli, m.in. z powodu niedoszacowania obecności energii słonecznej. Cele OZE na 2020 i 2030 rok ustalone przez Unię Europejską nie są osiągane, a w 2050 r., udział OZE w miksie wynosi jedynie 24 proc.

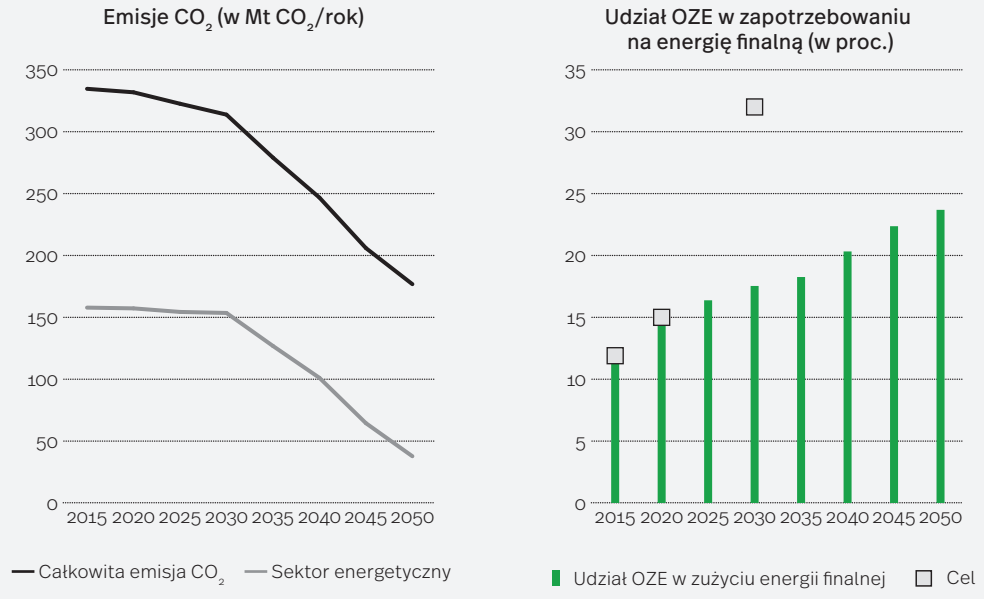
Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu

Alternatywą dla scenariuszy przygotowanych przez instytucje międzynarodowe są prognozy stworzone w Polsce. Najbardziej kompletną z nich jest ta zaprezentowana w projekcie Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030. Należy zaznaczyć, że mimo niedawnej daty publikacji, KPEiK opiera się na nieaktualnych informacjach dotyczących parametrów technicznych z modelu MARKAL (Kaknnan, Ekins, Strachan, 2007) z czy cenach technologii OZE z lat 2014-2016. Scenariusz KPEiK jest w pewnym stopniu powiązany z *EU Reference Scenario* i modelem PRIMES – czerpie z nich np. wyniki prognoz sektorowych wartości dodanej czy założenia dot. sektora transportu. Prognozy zawarte w KPEiK wykonano z użyciem autorskich wersji modeli (Agencja Rynku Energii) STEAM-PL oraz polskiej adaptacji modelu MESSAGE stworzonego przez IIASA. Wyniki przedstawiono na wykresie 18.

KPEiK w odróżnieniu od pozostałych modeli nie akcentuje redukcji emisji CO_2 jako kluczowego celu do spełnienia. Emisje CO_2 rosną aż do 2030 r., po czym nieznacznie spadają (do 267 Mt w 2040 r.). Wynika to z utrzymania dużego udziału paliw kopalnych w miksie energetycznym – produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego jest stała do 2030 r. (na poziomie 70-80 proc.), po czym spada do 31 proc. w 2040 r. Węgiel zastępowany jest gazem ziemnym i energią jądrową – udział gazu rośnie z 4 proc. w 2015 r. do 24 proc. w 2040 r. W 2035 r. do systemu włączana jest energia jądrowa umożliwiająca produkcję w 2040 r. 16 proc. energii elektrycznej. Spośród źródeł odnawialnych znaczący wzrost odnotowuje jedynie energetyka wiatrowa – z 7 proc. miksu do 16 proc. w 2040 r. Z tego powodu KPEiK zakłada niedotrzymanie zadeklarowanych przez

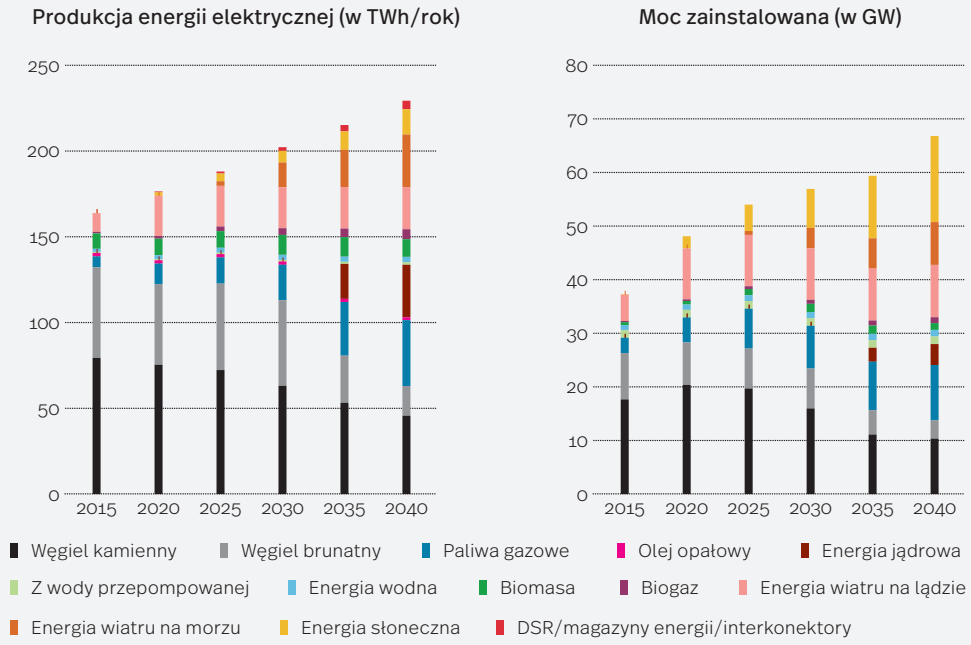
↘ Wykres 17. Wyniki modelu *EU Reference Scenario* dla Polski

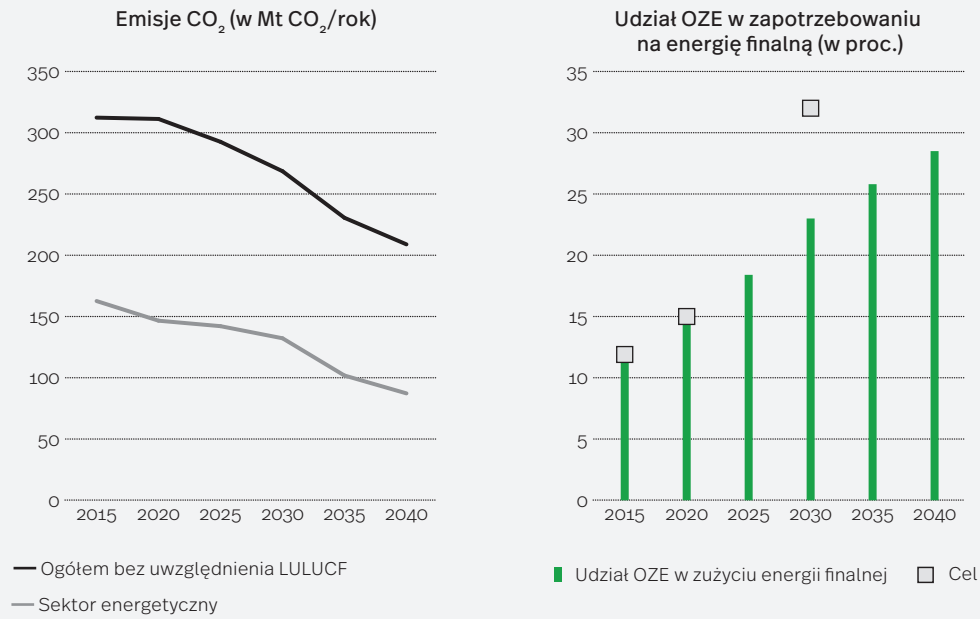




Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: *EU Reference Scenario* (2016).

↘ Wykres 18. Wyniki prognoz zawartych w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030





Źródło: KPEiK.

Polskę unijnych celów udziału OZE w zapotrzebowaniu na energię finalną. W 2020 r. udział ten wyniesie 13,2 proc. zamiast planowanych 15 proc. Zakładane tempo wzrostu OZE jest powolne – w 2030 r. zakłada się udział na poziomie 23 proc., a cel UE na ten rok to 32 proc.

Podsumowanie modeli prognostycznych miksu energetycznego dla Polski

Kształtowanie miksu energetycznego w trzech omówionych scenariuszach podsumowano w tabeli 3, należy przy tym pamiętać, że model IEA dotyczy całej Unii Europejskiej. *EU Reference Scenario* i KPEiK są w dużym stopniu zbieżne, w pierwszym tempo zastępowania węgla gazem jest nieco szybsze w okresie do 2030 r., w 2040 r. miksy energetyczne w obu modelach są podobne. Jak wspomniano w obydwu scenariuszach nie doszacowano potencjału energetyki słonecznej, dlatego nie prowadzą do spełnienia celów udziału OZE w miksie zadeklarowanym przez Polskę w ramach unijnej dyrektywy o OZE.

↘ Tabela 3. **Miks paliwowy w sektorze elektroenergetycznym w projekcjach IEA WEO, *EU Reference Scenario* oraz KPEiK (w proc.)**

Rodzaj paliwa	2030			2040			2050		
	IEA	EU Ref	KPEiK	IEA	EU Ref	KPEiK	IEA	EU Ref	KPEiK
Ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Węgiel	0	65	56	0	35	28	0	26	-
Gaz ziemny	13	15	10	2	20	17	1	17	-
Energia jądrowa	28	0	0	29	19	14	25	28	-
Biomasa, biogaz i odpady	11	8	8	12	10	7	11	8	-
Energia wodna	14	1	2	13	1	2	13	1	-
Energia geotermalna	1	0	0	1	0	0	2	0	-
Energia wiatrowa	26	11	19	31	15	24	35	18	-
Energia słoneczna	7	0	3	9	0	7	10	0	-
Energia pływów	0,3	0	0	1,7	0	0	3,9	0	-

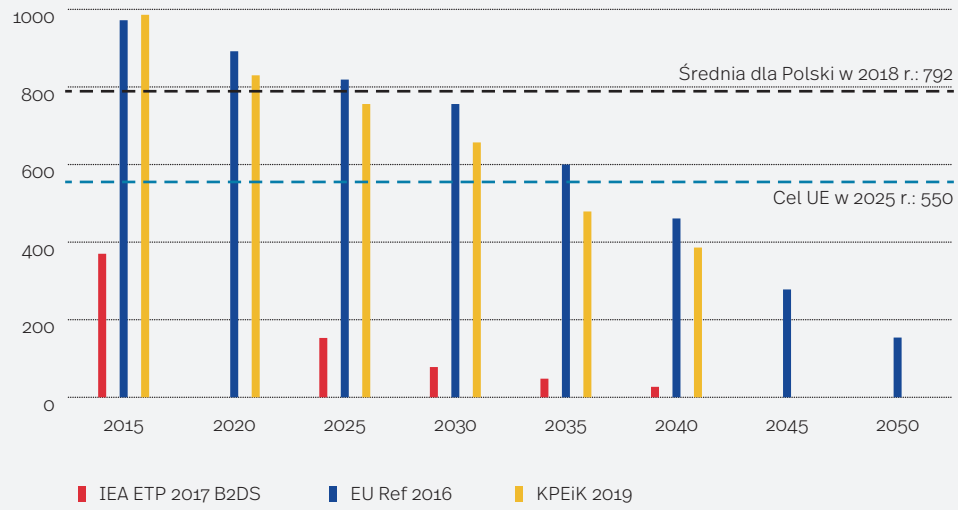
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: IEA; KPEiK oraz *EU Reference Scenario* (2016).

Analizując przyszłość sektora energetycznego w Polsce warto zwrócić uwagę na wskaźnik emisyjności, do którego minimalizacji dąży Unia Europejska. Jak wspomniano w rozdziale pierwszym, jednostki wytwórcze o emisyjności powyżej 550 g CO_2/kWh po 2025 r. nie będą mogły brać udziału w rynku mocy, czego odzwierciedleniem są już wyniki czwartej aukcji rynku

mocy (2024) (PSE, 2019). Scenariusze *EU Reference Scenario* i KPEiK wskazują jednak na znacząco wyższą średnią emisyjność w Polsce (wykres 19), która dopiero w roku 2040 spada poniżej wspomnianego limitu 550 g CO_2/kWh.

Limit „550" nie jest jednak celem samym w sobie, a wskazuje kierunek, w którym ma zmierzać europejski rynek energii. Będzie on przez najbliższe pół dekady służył jako wartość referencyjna dla wytwórców energii elektrycznej, które z istniejących jednostek (np. węglowe) lub planowanych inwestycji (np. gazowe z lub bez kogeneracji) mogą liczyć na systemy wsparcia na rynku energii (rynek mocy) oraz rynku kapitałowym. Utrzymywanie zatem wielu jednostek oraz średniej emisyjności powyżej celu „550" stoi w sprzeczności z rozwojem energetyki przy wsparciu mechanizmów wsparcia – unijnych lub krajowych, notyfikowanych i zaakceptowanych przez KE.

↘ Wykres 19. **Prognozy emisyjności sektora energetycznego w odniesieniu do modeli prognostycznych, stanu obecnego i celów UE (w g CO_2/kWh)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: IEA (2017); EU Ref (2016); KPEiK (2019).

Wnioski z modeli

Należy pamiętać, że modele energetyczne stanowią uproszczenie rzeczywistości i przewidywane wyniki ich działania obarczone są niepewnością. Niemniej jednak istnieje szereg czynników, które mają niezwykle istotny wpływ na przyszłość polskiego systemu energetycznego, a jednocześnie nie są uwzględnione w prezentowanych scenariuszach.

→ Otoczenie polityczno-regulacyjne – czynniki regulacyjne w znaczącym stopniu wpływają na opłacalność inwestycji w poszczególne źródła wytwórcze. Tzw. „ustawa antywiatrakowa" spowodowała całkowite zatrzymanie rozwoju energii wiatrowej

w Polsce po 2016 r. Z kolei gwałtowny wzrost cen uprawnień do emisji CO_2 (pięciokrotny od 2017 r.) wpłynął na spadek rentowności energetyki konwencjonalnej. Analogicznie w Niemczech w latach 90. nikt nie przewidywał, że prędzej dojdzie do końca energetyki jądrowej niż węglowej. Wydarzenia te są możliwe do uwzględnienia w istniejących modelach energetycznych, ale ich ujęcie jest często sprzeczne z dobrym warsztatem.

- Uwarunkowania społeczne – presja społeczna ma kluczowe znaczenie w inwestycjach energetycznych, które w znacznym stopniu wpływają na krajobraz. Istotność czynników społecznych pokazują np. opóźnienia w programach energetyki jądrowej wynikające m.in. z protestów czy społeczny sprzeciw przeciwko budowie farm wiatrowych na lądzie. W modelach ekonomicznych i energetycznych przyjmuje się uproszczone założenia o racjonalności decydentów i pełnym dostępie do wiedzy, których zasadność kwestionują właśnie takie przykłady.
- Wpływ zmian klimatycznych na kształtowanie PKB – w większości modeli energetycznych i klimatycznych (włącznie z raportem IPCC 1,5C) zakłada się stały wzrost PKB. Z drugiej strony istnieje szereg analiz wskazujących, że intensyfikacja zmian klimatycznych wywoła spowolnienie gospodarcze o ogromnej skali (Kahn i in., 2019). Polska ze względu na przesunięcie strefy klimatycznej oraz intensyfikację ekstremalnych zjawisk pogodowych będzie odczuwać negatywne efekty i spadek produkcji w niektórych sektorach (przede wszystkim w rolnictwie) lub wskutek fal gorąca i chłodu, ponosić koszty zdrowotne, czyli odnotuje spadek produktywności. Brakuje analiz wykonanych na poziomie ogólnokrajowym, które kwantyfikowałyby zjawisko strat. Dzięki realizacji Strategicznego planu adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu (SPA 2019) (Instytut Ochrony Środowiska, Klimada), świadomość ich pojawiania się została dostrzeżona na poziomie samorządów, które mierzą się ze stratami materialnymi spowodowanymi ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi (KLIMADA, 2019).
- Błyskawiczny rozwój technologii – gwałtowny wzrost sprawności modułów fotowoltaicznych, coraz większe i wydajniejsze turbiny wiatrowe, spadek kosztów instalacji i utrzymania nie jest dokładnie odzwierciedlony w wielu modelach energetycznych korzystających z danych historycznych sprzed więcej niż 4 lat. Przykładem może być energia słoneczna, niemal nieobecna w scenariuszach *EU Reference Scenario* i KPEiK bazujących na nieaktualnych danych o kosztach z lat 2014-2016. Koszty modułów fotowoltaicznych spadają o ok. 10 proc. rocznie (zgodnie z tzw. prawem Swansona[3]), a całkowite uśrednione koszty wytwarzania energii z fotowoltaiki spadły w 2018 r. o 13 proc. (IRENA, 2018). Wymienione modele zawyżają więc koszty energii słonecznej o kilkadziesiąt procent.

Dodatkowo większość narzędzi analitycznych używanych w warunkach polskich to implementacje modeli globalnych, które są niedopasowane do specyfiki konkretnego rynku lokalnego. Jednocześnie w warstwie ekonomicznej bazują na podstawowych modelach równowagi ogólnej

[3] Tzw. prawo Swansona – prawo empiryczne, wynikające z obserwacji dotyczącej trendu cenowego fotowoltaicznych ogniw słonecznych, zgodnie z którym każde podwojenie zdolności produkcyjnych przemysłu solarnego powoduje spadek ceny ogniw o 20 proc. Patrz: *The Economist*, *Pricing sunshine*, 28.12.2012.

(*competitive general equilibrium*), których założenia nie wydają się odpowiednie dla sytuacji tak dynamicznej, jak głęboka transformacja energetyczna. W szczególności uważa się, że użycie matematyki liniowej nie jest odpowiednie w modelowaniu zjawisk ekonomicznych w obliczu zmian klimatycznych (Burke, Hsiang, Miguel, 2015). Modele energetyczne są również bardzo wrażliwe na parametry wejściowe i założenia, np. stopę dyskonta, o której optymalnej wysokości dyskutuje się od wielu lat (Grant Thornton, 2019).

Modelowanie przyszłości polskiego rynku energetycznego utrudnia brak dostępu do wysokiej jakości aktualnych danych o jednostkach wytwórczych, kosztach wytwarzania energii, zapotrzebowaniu na energię na poziomie lokalnym. Modele tworzone przez państwowe instytucje badawcze są nietransparentne, a ocena i porównywalność wyników bardzo ograniczona. Trend ten stara się zmienić Komisja Europejska, kładąc nacisk na jawność badań nad polityką energetyczną, np. w wymaganiach do projektów Horyzont 2020 czy udostępniając całość materiałów dotyczących nowego modelu POTEnCIA (JRC, 2019).

Przeprowadzenie transformacji energetycznej w Polsce w taki sposób, aby przyniosło to korzyści gospodarcze jest znacznie trudniejszym zadaniem niż dla większości państw Unii Europejskiej. Wynika to przede wszystkim z zaszłości historycznych i jednocześnie monokultury węgla. Do pokonania tych trudności konieczne jest rozeznanie w nowych technologiach, trendach rynkowych i badaniach oraz modelach opisujących rozwój rynków energii i miksu energetycznego.

W Polsce brakuje społeczności ekspertów zajmujących się modelowaniem sektora energii i klimatu, która przez lata wytworzyła się np. w Wielkiej Brytanii, Danii, Niemczech, Szwecji lub Grecji (Strommarkttreffen, 2019); (OpenMod, 2019); (OPSD, 2019); (Open Energy Platform, 2019). Rozproszone i niezależne zespoły badawcze oferują w tych krajach swoim rządom transparentne analizy i modele sektora energetycznego. Dzięki temu decydenci mogą porównać i wybrać ze spektrum wyników optymalne rozwiązania.

Nadrobienie tych zaległości pomoże po pierwsze zaspokoić zapotrzebowanie decydentów europejskich. Po drugie pomoże sprostać wyzwaniu, jakie stanowi rosnąca liczba takich narzędzi w innych krajach UE. Narzędzia te obejmują często również Polskę, lecz udzielają odpowiedzi na pytania ważne z perspektywy innych krajów. Mimo rosnącej różnicy między środowiskiem modelarskim Polski i reszty UE, bariery wejścia i zaistnienia na tym rynku paradoksalnie maleją, m.in. dzięki użyciu modeli typu *open source* (Morrison, 2019).

Do zmiany dotychczasowego modelu potrzebne są następujące kroki:

- → ograniczenie barier w dostępie do danych z zakresu statystyki sektora paliwowo-energetycznego i gospodarki surowcowej (węglowej) oraz innych kluczowych danych wejściowych do modeli – udostępnienie na podstawie odpowiednich licencji *open access* z instytucji zbierających i agregujących dane (ARE, PSE, GUS, URE itd.);
- → szersze udostępnienie analiz prognostycznych przeprowadzonych dotychczas przez i na rzecz instytucji rządowych oraz operatorów sieci pod kątem ich założeń i wyników w standardzie umożliwiającym eksplorację wyników;
- → utworzenie wspólnej platformy dla obecnych i nowo powstających projektów z dziedziny polityki energetyczno-klimatycznej oraz analiz technologicznych opartych na standardach *open access* oraz *open source* – budowa warsztatu analitycznego przy udziale wielu instytucji polskich i zagranicznych (CAKE, 2019);
- → zmiana polityki zamówień publicznych administracji rządowej względem korzystania z usług wyspecjalizowanych podmiotów rynkowych i niekomercyjnych zespołów

badawczych – odejście od korzystania z modeli komercyjnych typu *black-box* i nacisk na użycie modeli typu *open source*.

Więcej informacji o modelach prognostycznych – patrz tabela 4.

↘ Tabela 4. Porównanie modeli prognostycznych polskiego rynku energii używanych przez krajowe i zagraniczne instytucje oraz zespoły modelarskie

Instytucja i projekt	Dostęp do wyników	Model rynku energii	*Open source*	*Open access* i/lub dostępne założenia
KOBIZE - LIFE CAKE	publiczny (raport)	MEESA	nie	częściowo (raport)
ARE	publiczny (PEP2040, KPEiK)	PRIMES/TIMES	nie	częściowo (raport)
Climate Analytics	publiczny (raport)	autorski + IEA	nie	częściowo (raport)
KOBiZE / Climate CAKE	publiczny (raport)	d-PLACE	nie	częściowo (raport)
BCG	publiczny (raport)	autorski	nie	nie
Aurora Energy	brak (komercyjny)	autorski	nie	nie
Brainpool	brak (komercyjny)	autorski	nie	nie
PWC	brak (komercyjny)	autorski	nie	nie
IEO	brak (komercyjny)	PRIMES	nie	nie
WISE Europa	częściowo publiczny (raport)	WISE MEEP	nie	nie
IBS	częściowo publiczny (raport)	MOEM (KPRM) & Calliope	częściowo	częściowo (raport)
Policy Solutions & KAPE	publiczny	Policy Innovation LLC	tak	częściowo
IGSMiE PAN	brak	autorski	nie	nie
Enervis	częściowo publiczny (raport)	autorski	nie	nie

Autorzy wykonali zestawienie w dobrej wierze i na podstawie własnego doświadczenia, ale nie ponoszą odpowiedzialności za podane informacje. Wybór modeli nie jest reprezentatywny dla całego istniejącego środowiska modelarskiego w dziedzinie energetyki i klimatu. Przegląd autorów, cech i funkcjonalności modeli typu *open source* z Europy oraz krajów rozwiniętych dostępny na OpenMod Wiki.

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Instrat.

Bibliografia

Aengenvoort, J., Sämisch, H. (2016), *The illusion of the German copper plate power grid. Energy and carbon*, http://energyandcarbon.com/the-illusion-of-the-german-copper-plate-power-grid/ [dostęp: 05.12.2019].

ARE (2019a), *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej*. Agencja Rynku Energii, https://www.are.waw.pl/sklep/details.xhtml?poz=514 [dostęp: 22.10.2019].

ARE (2019b), *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej*, Agencja Rynku Energii, https://www.are.waw.pl/sklep/details.xhtml?poz=425 [dostęp: 05.12.2019].

ARE (2016), *Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii*, Warszawa, https://www.gov.pl/documents/33372/436746/Raport_Analiza_por%C3%B3wnawcza_kosztow_wytwarzania_energii_elektrycznej_w_elektrowniach_jadrowych_2016_ARE.pdf/7122e9b6-9554-abdc-603d-db1ad970c4d0 [dostęp: 21.09.2019].

ARP Katowice (2019), *Indeks PSCMI1*, Agencja Rozwoju Przemysłu oddział w Katowicach, https://polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-1 [dostęp: 03.09.2019].

Bajor, M., Kędra, B., Kosmecki M., Ziołkowski, P. (2018), *Opinia ekspercka w zakresie budowy połączenia Polska-Szwecja-Litwa zintegrowanego z morskimi farmami wiatrowymi z uwzględnieniem uwarunkowań Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, Instytut Energetyki, Gdańsk, http://www.fnez.pl/upload/File/Opinia%20PL-SE-LT%20V5.pdf [dostęp: 05.12.2019].

BBC (2017), *Hinkley Point: EDF adds £1.5bn to nuclear plant cost*, https://www.bbc.com/news/business-40479053 [dostęp: 03.09.2019].

BP (2019), *Statistical review of World energy 2019,* British Petroleum, https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html [dostęp: 03.09.2019].

Burke, M.B., Hsiang, S.M., Miguel, E. (2015), *Global non-linear effect of temperature on economic production*, "Nature", No. 527(7577).

Businessinsider.pl (2019), *Ministerstwo Energii planuje dwie elektrownie atomowe do 2043 roku*, https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/dwie-elektrownie-atomowe-w-polsce-ministerstwo-energii-szacuje-koszty/bv7ens9 [dostęp: 04.09.2019].

CAKE (2019), http://climatecake.pl/cele-projektu/ [dostęp: 04.09.2019].

Climate Analytics (2018), *Science based coal phase-out pathway for Germany in line with the Paris Agreement 1.5°C warming limit*, https://climateanalytics.org/media/germany_coalphaseout_report_climateanalytics_final.pdf [dostęp: 04.09.2019].

DTU Wind Atlas (2019), *Global Wind Atlas*, https://globalwindatlas.info/area/Serbia [dostęp: 08.09.2019].

EDF Energy (2019), *Building our industrial future*, https://www.edfenergy.com/file/1405/download?token=gcM0D47gaHPuYvBZ7XqNOy_fjxKHLOvYuZJg1hoqRJc [dostęp: 17.09.2019].

EIB (2019), *EIB energy lending policy: Supporting the energy transformation*, European Investment Bank, https://www.eib.org/en/publications/eib-energy-lending-policy.htm [dostęp: 16.09.2019].

Eurostat (2019a), *Coal production and consumption statistics*, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Coal_production_and_consumption_statistics#Consumption_and_production_of_hard_coal [dostęp: 16.09.2019].

Eurostat (2019b), *EU energy statistical pocketbook and country datasheets*, https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-statistical-pocketbook [dostęp: 16.09.2019].

Eurostat (2019c), *Trade partner by country*, https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database [dostęp: 14.10.2019].

EU Reference Scenario (2016), *Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050*, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf [dostęp: 14.10.2019].

FAO (2016), *AQUASTAT Main Database*, Food and Agriculture Organisation, http://www.fao.org/nr/water/aquastat/data/query/index.html [dostęp: 14.10.2019].

Forum Energii (2019), *Małe kroki, wielkie zmiany*, https://forum-energii.eu/pl/analizy/male-kroki-wielkie-zmiany [dostęp: 14.10.2019].

Government of Canada (2019), *Powering Past Coal Alliance*, https://poweringpastcoal.org [dostęp: 19.10.2019].

Grant Thornton (2019), *Renewable energy discount rate survey 2018*, https://www.grantthornton.co.uk/globalassets/1.-member-firms/united-kingdom/pdf/documents/renewable-energy-discount-rate-survey-results-2018.pdf [dostęp: 19.10.2019].

Hetmański, M. (2018), *Rynek mocy nie pomoże, Aktualizacja raportu: Ostrołęka C – co dalej z ostatnią elektrownią węglową w Europie?*, Instrat, Warszawa, https://instrat.pl/wp-content/uploads/2018/12/Instrat_Pracownia_Ostro%C5%82%C4%99ka-3-rynek-mocy-nie-pomo%C5%BCe_Hetma%C5%84ski-Instrat_28.12.2018.pdf [dostęp: 19.10.2019].

Hogan, M., Maćkowiak-Pandera, J. (2019), *Rynek lokalizacyjny w Polsce. Bezpieczeństwo dostaw, koszty i wpływ na transformację energetyczną*, czerwiec, https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Rynek%20lokalizacyjny%20w%20Polsce_net.pdf [dostęp: 19.10.2019].

ICE/NYSE (2019), *Report Center*, https://www.theice.com/marketdata/reports/26 [dostęp: 19.10.2019].

IEA (2017), *Energy Technology Perspectives 2017*, International Energy Agency, Paris, https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2017 [dostęp: 03.11.2019].

IEA (2018), *World Energy Outlook 2018*, International Energy Agency, https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018 [dostęp: 20.09.2019].

IEA (2019), *World Energy Outlook 2019*, International Energy Agency, Paris, https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019 [dostęp: 20.09.2019].

Instrat (2019), *Kalkulator opłacalności elektrowni węglowych – Ostrołęka C*, czerwiec, http://instrat.pl/ostroleka-kalkulator/ [dostęp: 03.11.2019].

IPCC (2018), *Global Warming of 1.5 C An IPCC Special Report*, https://www.ipcc.ch/sr15/ [dostęp: 03.11.2019].

IRENA (2019), *Renewable Power Generation Costs in 2018*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf [dostęp: 03.11.2019].

ISE (2019), *Photovoltaics Report*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems Freiburg, 14.11., https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf [dostęp: 20.09.2019].

IUNG-PIB (2019), *System Monitoringu Suszy Rolniczej*, Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – Państwowy Instytut Badawczy, http://www.susza.iung.pulawy.pl/KBW/09/ [dostęp: 20.09.2019].

JRC (2019), *Integrated Database of the European Energy System* (JRC-IDEES), https://ec.europa.eu/jrc/en/potencia/jrc-idees [dostęp: 20.09.2019].

Kahn, M.E., Mohaddes, K., Ng, R.N.C., Hashem Pesaran, M., Raissi, M., Yang, J. (2019), *Long-Term Macroeconomic Effects of Climate Change: A Cross-Country Analysis*, NBER Working Paper, No. 26167, [dostęp: 03.11.2019].

Kaknnan, R., Ekins, P., Strachan, N. (2007), *The structure and use of the UK MARKAL model*, https://www.researchgate.net/publication/292936536_The_structure_and_use_of_the_UK_MARKAL_model [dostęp: 03.11.2019].

KE (2018), *Clean energy for all Europeans package*, Komisja Europejska, https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans [dostęp: 20.09.2019].

KE (2019), *Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030*, Komisja Europejska, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pl [dostęp: 20.09.2019].

Kearney, A.T. (2018), *Wind Power Global onshore growth, European offshore bet*, Energy Transition Institute, https://www.energy-transition-institute.com/Insights/Wind.html [dostęp: 05.11.2019].

KLIMADA (2019), *Projekt MPA – Miejskie Plany Adaptacji*, http://klimada.mos.gov.pl/projekt-mpa/ [dostęp: 20.09.2019].

KOBiZE (2019), *Wskaźniki emisyjności dla energii elektrycznej za rok 2018*, grudzień, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_grudzien_2019.pdf [dostęp: 05.11.2019].

KPEiK – projekt na lata 2021-2030, https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/projekt-krajowego-planu-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030 [dostęp: 05.11.2019].

MAP (2019), *Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu [dostęp: 05.11.2019].

ME (2018), *Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*, wersja 1.2 z dnia 23.11., Ministerstwo Energii, https://www.gov.pl/attachment/ba2f1afa-3456-424d-b3bf-0de5a639849e [dostęp: 20.09.2019].

ME (2019), *Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*, wersja 2.1. z dnia 08.11., Kierunek 2. Część B., Ministerstwo Energii, https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji1 [dostęp: 20.09.2019].

Melaina, M.W., Antonia, O., Penev, M. (2013), *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, National Renewable Energy Laboratory, Golden Colorado, https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf [dostęp: 05.11.2019].

Miasto Gdańsk (2018), *Plan adaptacji Miasta Gdańska do zmian klimatu do roku 2030*, https://www.gdansk.pl/download/2018-11/117491.pdf [dostęp: 07.11.2019].

Morrison, R. (2019), *An Open Energy System Modelling Community*, 20.11., https://genr.eu/wp/an-open-energy-system-modeling-community/ [dostęp: 07.11.2019].

NIK (2018a), *NIK o realizacji Programu polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)*, Najwyższa Izba Kontroli, https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-realizacji-programu-polskiej-energetyki-jadrowej-ppej.html [dostęp: 20.09.2019].

NIK (2018b), *Zielona energia dostała zadyszki*, Najwyższa Izba Kontroli, 15.11, http://www.nik.gov.pl/aktualnosci/zielona-energia-dostala-zadyszki.html [dostęp: 22.11.2019].

NIK (2019), *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018, Informacja o wynikach kontroli*, Najwyższa Izba Kontroli, https://www.nik.gov.pl/kontrole/P/18/018/KGP/ [dostęp: 22.11.2019].

National Renewable Energy Laboratory (2018), *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*, https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf [dostęp: 22.11.2019].

„Obserwator Finansowy" (2019), https://www.obserwatorfinansowy.pl/ [dostęp: 20.09.2019].

OpenMod (2019), http://www.openmod-initiative.org/ [dostęp: 22.11.2019].

OPSD (2019), https://open-power-system-data.org/data-projects [dostęp: 22.11.2019].

Open Energy Platform (2019), https://openenergy-platform.org/ [dostęp: 22.11.2019].

ORE Catapult (2019), *Ge's Haliade-X 12 MW Nacelle, The World's Most Powerful Offshore Wind Turbine*, Arrives In The UK For Testing, 12.11, https://ore.catapult.org.uk/press-releases/haliade-x-arrival-uk/ [dostęp: 26.11.2019].

Pfenninger, S., DeCarolis, J., Hirth, L., Quoilin, S., Staffell, I. (2017), *The importance of open data and software: Is energy research lagging behind?*, "Energy Policy", Vol. 101, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516306516 [dostęp: 26.11.2019].

Pfenninger, S., Hirth, L., Schlecht, I., Schmid, E., Wiese, F., Brown, T., Hilpert, S. (2018), *Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned*, "Energy Strategy Reviews", No. 19, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X17300809 [dostęp: 26.11.2019].

PIG (2019), *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce w latach 1990-2018*, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, https://www.pgi.gov.pl/oferta-inst/wydawnictwa/serie-wydawnicze/bilans-zasobow-kopalin.html [dostęp: 26.11.2019].

PSE (2015a), *20. stopień zasilania*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, https://www.pse.pl/-/operator-systemu-przesylowego-osp-wprowadza-ograniczenia-w-dostarczaniu-i-poborze-energii-elektrycznej-ogloszono-19-i-20-stopien-zasilania [dostęp: 26.11.2019].

PSE (2015b), *Komentarz PSE do publikacji Forum Analiz Energetycznych FAE dotyczących niedoboru mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu 2015 r.*, https://www.pse.pl/pl_PL/biuro-prasowe/aktualnosci/-/asset_publisher/fwWgbbtxcZUt/content/komentarz-pse-do-publikacji-forum-analiz-energetycznych-fae-dotyczacych-niedoboru-mocy-w-polskim-systemie-elektroenergetycznym-w-sierpniu-2015-r- [dostęp: 26.11.2019].

PSE (2017), *Podsumowanie stanowiska PSE S.A. w sprawie propozycji modelu rynku energii elektrycznej, zawartej w pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków"*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, https://www.pse.pl/documents/20182/35028209/Stanowisko_PSE_dot_Modelu_rynku_energii_elektrycznej.pdf [dostęp: 24.11.2019].

PSE (2018a), *Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, czerwiec, https://www.pse.pl/documents/20182/30599076/PSE_Diagnoza_wersja_pelna_FINAL_PL.pdf [dostęp: 24.11.2019].

PSE (2018b), *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027*, https://jasieniec.pl/wp-content/uploads/2018/02/PRSP_2018-2027_Dokument_Glowny_Do_Konsultacji.pdf [dostęp: 24.11.2019].

PSE (2019), *Wstępne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2024*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 10.12., https://www.pse.pl/aukcja-glowna-na-rok-dostaw-2024 [dostęp: 24.11.2019].

PSE (2019), *Praca KSE – wielkości podstawowe*, https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/wielkosci-podstawowe [dostęp: 24.11.2019].

Renewables Grid Initiative (2019), *Energy Storage – Perspectives from California and Europe*, Discussion Paper, październik, https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Discussion_Paper_Energy_Storage_RGI.pdf [dostęp: 24.11.2019].

Reuters (2019), *UPDATE 2-EDF's Flamanville nuclear plant faces new delay over faulty welding*, https://www.reuters.com/article/edf-flamanville/update-2-edfs-flamanville-nuclear-plant-faces-new-delay-over-faulty-welding-idUSL8N23R0V8 [dostęp: 24.11.2019].

Reuters (2019), *Finland's long-delayed Olkiluoto three nuclear reactor granted operating licence*, https://www.reuters.com/article/us-finland-nuclear/finlands-long-delayed-olkiluoto-three-nuclear-reactor-granted-operating-licence-idUSKCN1QO1IC [dostęp: 24.11.2019].

Siwiec, E., Gąska, J. (2017), *Strategia adaptacji do zmian klimatu miasta Tomaszów Mazowiecki*, http://www.tomaszow-maz.pl/web/pliki/9_2017/Strategia%20adaptacji%20do%20zmian%20klimatu%20Tomaszowa%20Mazowieckiego.pdf [dostęp: 24.11.2019].

Solargis (2019), *Solar resource maps of Poland*, https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/poland [dostęp: 24.11.2019].

Strommarkttreffen (2019), https://www.strommarkttreffen.org/english/ [dostęp: 24.11.2019].

Stala-Szlugaj, K. (2012), *Analiza kosztów transportu w cenie węgla dla energetyki*, „Przegląd Górniczy", nr 68(3), https://se.min-pan.krakow.pl/publikacje/12_02ks_pg_z.pdf [dostęp: 19.11.2019].

Stern, J. (2019), *Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets*, The Oxford Institute for Energy Studies, OIES PAPER, NG141, February, https://www.oxfordenergy.org/publications/narratives-natural-gas-decarbonising-european-energy-markets/?v=9b7d173b068d [dostęp: 17.11.2019].

Towarowa Giełda Energii (2019), *Dane statystyczne*, https://tge.pl/dane-statystyczne [dostęp: 16.11.2019].

UNGC (2018), *Zarządzanie zasobami wodnymi 2018*, United Nations Global Compact, http://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2018/12/zarzadzanie-zasobami-wodnymi-www.pdf [dostęp: 19.11.2019].

US EIA (2020), *Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Fossil Fuels*, Dane za listopad 2019, 27.01., https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_a [dostęp: 10.11.2019].

WorldNuclearAssociation, *Nuclear Power in Turkey*, https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/turkey.aspx [dostęp: 10.11.2019].

Witajewski-Baltvilks, J. i in. (2018), *Risks associated with the decarbonisation of the Polish power sector*, IBS Research Report, No. 05., https://ibs.org.pl/app/uploads/2018/11/IBS_Research_Report_05_2018.pdf [dostęp: 02.12.2019].

WNP (2009), *Ile naprawdę kosztuje elektrownia atomowa*, https://www.wnp.pl/energetyka/ile-naprawde-kosztuje-elektrownia-atomowa,91025.html [dostęp: 02.12.2019].

Wulf, C., Linßen, J., Zapp, P. (2018), *Review of Power-to-Gas Projects in Europe*, "Energy Procedia", Vol. 155, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218309883, [dostęp: 02.12.2019].

Akty prawne

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy o wspieraniu energii ze źródeł odnawialnych na rynku wewnętrznym, 2001/77/EC, 10.01.2001.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy o użyciu energii ze źródeł odnawialnych, 2009/28/EC, 23.04.2009.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 2006 nr 89 poz. 625.

Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* gospodarczy, którego historia sięga 1928 roku. Obszary badawcze Polskiego Instytutu Ekonomicznego to przede wszystkim handel zagraniczny, makroekonomia, energetyka i gospodarka cyfrowa oraz analizy strategiczne dotyczące kluczowych obszarów życia społecznego i publicznego Polski. Instytut zajmuje się dostarczaniem analiz i ekspertyz do realizacji Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, a także popularyzacją polskich badań naukowych z zakresu nauk ekonomicznych i społecznych w kraju oraz za granicą.

Polski
Instytut
Ekonomiczny