



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



Stałe Przedstawicielstwo
Rzeczypospolitej Polskiej
przy OECD

Polska 2022

Przegląd Polityki Energetycznej

International
Energy Agency

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 31 member countries, 10 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand



Przedmowa

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (International Energy Agency, IEA) przeprowadza przeglądy polityk energetycznych państw członkowskich od 1976. Ten proces wzajemnej weryfikacji krajów członkowskich wspiera rozwój polityk energetycznych i zachęca do wymiany najlepszych praktyk międzynarodowych. Poprzez obserwację tego, co sprawdziło się - lub nie - w realnym świecie, przeglądy te pomagają w określeniu polityk, które przynoszą konkretne rezultaty.

Polska jest silnym i aktywnym członkiem wspierającym IEA od czasu uzyskania członkostwa w 2008 roku. Chciałbym podziękować polskiemu rządowi za przeprowadzenie kilku kluczowych kwestiach, które wzmocniły prace Agencji. Obejmują one przewodniczenie Grupie ds. Długoterminowej Kondycji Finansowej IEA oraz Przewodnictwo w Posiedzeniu Ministerialnym IEA w 2019 r., które doprowadziło do przyjęcia pierwszego od ponad dziesięciu lat komunikatu ze spotkania ministerialnego IEA.

Po zakłóceniach gospodarczych spowodowanych pandemią wirusa Covid-19 polska gospodarka zaczęła się odradzać dzięki wysiłkom rządu. Jednakże towarzyszył temu ponowny wzrost zapotrzebowania na energię i zwiększenie emisji dwutlenku węgla, które obecnie nie znajdują się na ścieżce koniecznej do transformacji w kierunku czystej energii i przeciwdziałania zmianom klimatu.

W związku z tym, z zadowoleniem obserwuję, że Polska podejmuje znaczące kroki w kierunku przekształcenia swojego systemu energetycznego, zwłaszcza w celu zmniejszenia dominującej roli węgla w produkcji energii elektrycznej i ogrzewaniu mieszkań. Dzięki wsparciu rządowemu i dużemu zainteresowaniu konsumentów Polska jest jednym z najszybciej rozwijających się europejskich rynków paneli słonecznych. Rząd wprowadził dobrze opracowany i ambitny program dotyczący morskiej energii wiatrowej a także planuje budowę pierwszego reaktora jądrowego do 2033 roku. Rząd kładzie również duży nacisk na zapewnienie uczciwej i sprawiedliwej transformacji w celu opanowania wszelkich negatywnych skutków, jakie transformacja mogłaby wywrzeć na pracowników i regiony zależne od produkcji węgla lub na odbiorców wrażliwych.

Polska wykazała się zdecydowanym przywództwem w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego. Jeszcze przed inwazją Rosji na Ukrainę rząd podejmował zdecydowane działania w celu zmniejszenia zależności od importu gazu ziemnego z Rosji, a obecnie zintensyfikował te wysiłki. Udział importu netto gazu ziemnego z Rosji spadł już z 90% w 2010 roku do 55% w 2021 roku, pomimo znacznego wzrostu zapotrzebowania na gaz. Dzięki swojej dalekowzroczności Polska jest obecnie stosunkowo dobrze przygotowana na jednostronną i naruszającą umowy decyzję Rosji z końca kwietnia 2022 roku o wstrzymaniu dostaw gazu do Polski. Rząd finalizuje obecnie kilka dużych projektów infrastrukturalnych mających na celu dalszą dywersyfikację dostaw gazu do Polski, a do końca roku planuje także zaprzestać importu rosyjskiej ropy naftowej.

Pomimo znaczących sukcesów w dziedzinie czystej energii i bezpieczeństwa energetycznego, Polska nadal jest w dużym stopniu uzależniona od paliw kopalnych. Aby zrealizować cele kraju w zakresie zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii i ograniczenia emisji, należy wykonać znaczną pracę we wszystkich sektorach. Mam

szczerą nadzieję, że zalecenia zaproponowane w niniejszym raporcie pomogą Polsce w transformacji systemu energetycznego w celu przyspieszenia przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, przynoszącą korzyści wszystkim obywatelom i zapewniającą bezpieczeństwo energetyczne.

Dr Fatih Birol

Dyrektor Wykonawczy

Międzynarodowa Agencja Energetyczna

SPOSTRZEŻENIA ENERGETYCZNE

Przedmowa.....	3
1. Streszczenie.....	11
Podsumowanie	11
Polityka energetyczna i klimatyczna	12
Główne narzędzia	14
Kluczowe zalecenia	17
2. Ogólna polityka energetyczna	19
Podaż i popyt na energię	19
Kluczowe instytucje	23
Rynek energii	24
Cele energetyczne i klimatyczne	24
Przegląd polityki energetycznej.....	27
Ubóstwo energetyczne	29
Reakcja na Covid-19.....	30
Inwestycje związane z transformacją energetyczną	31
Opodatkowanie energii	31
Dotacje do paliw kopalnych	33
Wodór	34
Równość płci w sektorze energetycznym	36
Ocena.....	37
Rekomendacje	40
3. Energetyka i zmiany klimatyczne	43
Podsumowanie	43
Emisje CO ₂ związane z energią.....	44
Czynniki powodujące emisję CO ₂ i intensywność emisji dwutlenku węgla	47
Cele klimatyczne.....	47
Polityka klimatyczna i działania.....	48
Opłaty za emisje dwutlenku węgla	49
Strategia długoterminowa	50
Emisja metanu	50
Wychwytywanie, wykorzystywanie i składowanie dwutlenku węgla	51
Adaptacja do zmian klimatu	52
Ocena.....	53

Rekomendacje	56
4. Efektywność energetyczna	59
Podsumowanie	59
Zapotrzebowanie na energię	60
Cele	61
Polityka i środki w zakresie wydajności energetycznej.....	62
Budynki.....	63
Przemysł.....	68
Transport.....	70
Ocena.....	74
Rekomendacje	79
5. Energia odnawialna.....	83
Podsumowanie	83
Odnawialne źródła energii według sektorów	84
Cele w zakresie energii odnawialnej	86
Polityka w zakresie energii odnawialnej.....	87
Ocena.....	94
Rekomendacje	98
6. Badania, rozwój i innowacje w dziedzinie energetyki.....	101
Podsumowanie	101
Instytucje badawczo-rozwojowe.....	102
Polityka badań i rozwoju w dziedzinie energetyki.....	105
Programy badawczo-rozwojowe w dziedzinie energetyki	106
Innowacyjność sektora prywatnego	110
Dzielenie się wiedzą	111
Ocena.....	111
Rekomendacje	114
7. Energia elektryczna.....	117
Podsumowanie	117
Zapotrzebowanie na energię elektryczną, wytwarzanie i handel.....	118
Infrastruktura	120
Struktura rynku.....	125
Polityka energetyczna.....	130
Bezpieczeństwo elektryczne	134
Ocena.....	135
Rekomendacje	139

8. Węgiel	143
Podsumowanie	143
Produkcja i podaż węgla.....	144
Handel węglem kamiennym	145
Zapotrzebowanie na węgiel.....	146
Polityka węglowa.....	147
Ocena.....	150
Rekomendacje	152
9. Gaz ziemny	155
Podsumowanie	155
Dostawy gazu i handel gazem.....	156
Zapotrzebowanie na gaz.....	157
Infrastruktura	158
Struktura rynku.....	161
Polityka gazowa.....	164
Bezpieczeństwo gazowe.....	165
Ocena.....	167
Rekomendacje	170
10. Ropa naftowa	173
Podsumowanie	173
Handel ropą naftową	174
Zapotrzebowanie na produkty naftowe, produkcja i handel	174
Infrastruktura	177
Struktura rynku.....	180
Polityka naftowa	183
Ocena.....	186
Rekomendacje	188
11. Energia jądrowa	191
Podsumowanie	191
Polityka w zakresie energii jądrowej.....	191
Ostatnie postępy w programie budowy nowych obiektów jądrowych.....	193
Gospodarka odpadami radioaktywnymi.....	198
Małe reaktory modułowe i inne zaawansowane technologie jądrowe	199
Ocena.....	200
Rekomendacje	203
ZAŁĄCZNIK A: Zespół ds. przeglądu i interesariusze wspierający	205

ZAŁĄCZNIK B: Lista akronimów i skrótów	209
Akronimy i skróty	209
Jednostki miary	210
ZAŁĄCZNIK C: Uwagi statystyczne.....	212
Uwagi statystyczne	212

SPIS RYSUNKÓW I TABEL

Rysunki

Rysunek 2.1 Przegląd produkcji, dostaw i zapotrzebowania na energię w Polsce, 2020 r.	20
Rysunek 2.2 Zapotrzebowanie na energię według sektorów i paliw oraz produkcja energii elektrycznej według paliw w Polsce, 2020 r.	21
Rysunek 2.3 Podaż i zapotrzebowanie na energię według źródeł w Polsce, 2000-2020	22
Rysunek 3.1 Emisje gazów cieplarnianych według sektorów w Polsce, lata 2000-2019 i cel na rok 2030	44
Rysunek 3.2 Emisje CO ₂ związane z energią według sektorów i paliw w Polsce, 2000-2020	46
Rysunek 3.3 Emisje CO ₂ związane z energią i główne czynniki sprawcze w Polsce, 2000-2020	47
Rysunek 4.1 Szacowane oszczędności energii z tytułu efektywności w Polsce, 2000-2019	60
Rysunek 4.2 Całkowite zużycie końcowe według sektorów w Polsce, 2000-2020	61
Rysunek 4.3 Cele w zakresie efektywności energetycznej Polski na rok 2020 i 2030 oraz stan na lata 2004-2020	62
Rysunek 4.4 Całkowite końcowe zużycie energii w budynkach według źródeł w Polsce, 2000-2020	64
Rysunek 4.5 Całkowite zużycie końcowe w przemyśle według źródeł w Polsce, 2000-2020	69
Rys. 4.6 Całkowita konsumpcja końcowa w transporcie według paliw w Polsce, 2000-2020	71
Rysunek 4.7 Pojazdy elektryczne i publiczne punkty ładowania w Polsce, 2012-2021 ...	72
Rysunek 5.1 Udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii końcowej w Polsce, 2000-2020	84
Rysunek 5.2 Kluczowe metryki energii, 2020	84
Rysunek 5.3 Energia odnawialna w produkcji energii elektrycznej w Polsce, 2000-2020	85
Rysunek 5.4 Energia odnawialna w ogrzewaniu i chłodzeniu w Polsce, 2004-2020	85
Rysunek 5.5 Energia odnawialna w transporcie w Polsce, 2004-2020	86
Rysunek 5.6 Cele i status Polski w zakresie energii odnawialnej w latach 2004-2020	87
Rysunek 6.1 Wydatki publiczne na badania i rozwój w dziedzinie energetyki na PKB w krajach IEA, 2020 r.	102
Rysunek 6.2 Budżet publiczny na badania i rozwój w dziedzinie energetyki według sektorów w Polsce, 2009-2021	107
Rysunek 7.1 Zapotrzebowanie na energię elektryczną według sektorów w Polsce, 2000-2020	118

Rysunek 7.2 Produkcja energii elektrycznej według źródeł w Polsce, 2000-2021	119
Rysunek 7.3 Import i eksport energii elektrycznej w Polsce, 2000-2020	120
Rysunek 7.4 System przesyłowy energii elektrycznej w Polsce, 2020 r.	121
Rysunek 7.5 Udział w rynku hurtowym według dostawców w Polsce, 2020 r.....	128
Rysunek 7.6 Ceny energii elektrycznej w Polsce i sąsiednich krajach IEA, 2000-2020	130
Rysunek 7.7 SAIDI i SAIFI w Polsce, 2016-2020	135
Rysunek 8.1 Udział węgla w różnych strumieniach energii w Polsce, 2000-2019/2020	144
Rysunek 8.2 Podaż i produkcja węgla w Polsce, 2000-2020	144
Rysunek 8.3 Handel netto węglem kamiennym w Polsce, 2000-2019.....	146
Rysunek 9.1 Dostawy gazu ziemnego w Polsce, 2000-2020	156
Rysunek 9.2 Handel netto gazem ziemnym w Polsce według krajów, 2000-2020	156
Rysunek 9.3 Zapotrzebowanie na gaz ziemny według sektorów w Polsce, 2000-2020	157
Rys. 9.4 System przesyłowy gazu ziemnego w Polsce, 2020 r.....	159
Rysunek 9.5 Ceny gazu ziemnego dla przemysłu i gospodarstw domowych w Polsce, 2000-2020.....	164
Rysunek 10.1 Polska ropa naftowa, handel według krajów, 2000-2020	174
Rysunek 10.2 Zapotrzebowanie na produkty naftowe według sektorów w Polsce, 2000- 2020	175
Rysunek 10.3 Produkcja produktów naftowych według rodzajów w Polsce, 2000-2020	176
Rys. 10.4 Handel netto produktami naftowymi w Polsce według krajów, 2000-2020 ...	177
Rys. 10.5 Infrastruktura naftowa w Polsce, 2020 r.	178
Rysunek 10.6 Zapasy interwencyjne ropy naftowej według rodzaju w Polsce, grudzień 2021 r.....	185
Rysunek 11.1 Przewidywany udział energetyki jądrowej w Polsce, 2025-2040	192
Rysunek 11.2 Całkowity zrównoważony koszt energii elektrycznej w energetyce jądrowej w Polsce jako funkcja kosztu kapitału	196

Tabele

Tabela 1.1 Cele sektora energetycznego Polski na rok 2020 i 2030 oraz stan na rok 2020	13
Tabela 2.1 Cele sektora energetycznego Polski na rok 2020 i 2030 oraz stan na rok 2020	25
Tabela 2.2 Cele na rok 2030 w Polityce energetycznej Polski do roku 2040 i stan na rok 2020	26
Tabela 2.3 Opodatkowanie produktów energetycznych w Polsce, 2020 r.	32
Tabela 3.1 Emisje gazów cieplarnianych nieobjętych ETS w Polsce i cele, 2013-2020..	48
Tabela 5.1 Wymagany udział biopaliw według zawartości energii w Polsce, 2014-2024	92
Tabela 7.1 Moc wytwórcza energii elektrycznej w Polsce, 2016 i 2020 r.....	123
Tabela 7.2 Przyłączenia odbiorców końcowych i dostarczona energia elektryczna w Polsce, 2020 r.....	124
Tabela 7.3 Odbiorcy detaliczni rynku energii elektrycznej według rocznego zapotrzebowania w Polsce, 2020 r.	129
Tabela 10.1 Podatki od produktów naftowych w Polsce, 2020 r.	182
Tabela 11.1 Harmonogram realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.....	194

1. Streszczenie

Podsumowanie

Przed nadejściem pandemii Covid-19, Polska doświadczyła dekady silnego wzrostu gospodarczego. Od 2010 do 2019 r. produkt krajowy brutto (PKB) w Polsce wzrósł o 38%, a stopa wzrostu gospodarczego w 2019 r. wyniosła 4,7%, czyli znacznie więcej niż średnia Unii Europejskiej (UE) wynosząca 1,5%. Wzrost gospodarczy w Polsce przyczynił się do znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię. W latach 2010-2019 całkowite zużycie końcowe (TFC) wzrosło z 70 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe) do 75 Mtoe, głównie z powodu zwiększonego zapotrzebowania na energię w transporcie i przemyśle. Jednak poprawa efektywności energetycznej i rosnąca rola sektora usług spowodowały rozdzielenie ścieżek popytu na energię od wzrostu gospodarczego. Od 2010 do 2019 r. energochłonność polskiej gospodarki (TFC na PKB) spadła z 79 ton ekwiwalentu ropy naftowej (toe) do 61 toe na milion USD.

Wybuch pandemii koronawirusa miał duży wpływ na polską gospodarkę i system energetyczny. W latach 2019-2020 PKB spadł o 2,7%, całkowita podaż energii (TES) spadła ze 103 Mtoe do 98 Mtoe, a TFC z 77,3 Mtoe do 75,8 Mtoe. Zarówno Polska, jak i UE podjęły działania mające na celu złagodzenie skutków pandemii i wsparcie powrotu na ścieżkę wzrostu gospodarczego. Polska gospodarka zaczęła podnosić się po skutkach pandemii, a PKB w 2021 r. wzrósł o 3,7%. Jednak trajektoria sektora energetycznego w 2021 r. (rosnące zapotrzebowanie, większe zużycie paliw kopalnych i rosnące emisje) nie idzie w zgodzie z celami niezbędnymi do wspierania transformacji energetycznej i przeciwdziałania zmianom klimatu

Podaż energii w Polsce nadal jest zdominowana przez paliwa kopalne (85% TES w 2020 r.), z czego największy udział ma węgiel (40%), następnie ropa naftowa (28%) i gaz ziemny (17%). Węgiel odgrywa kluczową rolę w systemie energetycznym i gospodarce Polski. Wśród krajów członkowskich IEA w 2020 r. Polska miała najwyższy udział węgla w produkcji energii, TES, TFC i produkcji energii elektrycznej oraz drugi co do wielkości udział w produkcji ciepła. Wysoki udział węgla plasuje Polskę na drugim miejscu wśród krajów członkowskich IEA pod względem intensywności emisji CO₂ w podaży energii i na czwartym miejscu pod względem intensywności emisji CO₂ w PKB.

Rola węgla w polskim systemie energetycznym zmniejszyła się w latach 2010-2020; udział węgla spadł w TES, produkcji energii elektrycznej, ciepłownictwie i TFC. Produkcja węgla również spada, a od 2017 r. Polska jest importerem węgla netto. Jednak w 2021 r. zapotrzebowanie na węgiel znacznie wzrosło, a produkcja energii elektrycznej z węgla powróciła do poziomu 80% całkowitej produkcji.

1. STRESZCZENIE

Pomimo ciągłej dominacji węgla, Polska odniosła znaczące sukcesy w zakresie transformacji energetycznej. Wsparcie rządowe dla fotowoltaiki (PV) sprawiło, że Polska stała się jednym z najszybciej rozwijających się rynków PV w UE. Od 2016 do 2021 roku moc PV w Polsce wzrosła z zaledwie 0,2 gigawata (GW) do 7,7 GW w 2021 roku, głównie dzięki zastosowaniu małych, rozproszonych systemów PV w budynkach mieszkalnych (5,9 GW). Polska posiada również kompleksową i dobrze opracowaną strategię w zakresie morskiej energetyki wiatrowej, która zaowocowała umowami na uruchomienie 5,9 GW mocy do 2027 roku oraz planami na co najmniej 11 GW do 2040 roku.

W polskim sektorze energetycznym dominującą rolę odgrywają spółki kontrolowane przez państwo, a w niektórych sektorach energii nadal obowiązują ceny regulowane. Rynek energii elektrycznej w Polsce jest w większości zliberalizowany, a każdy odbiorca ma prawo wyboru oferty rynkowej i zmiany dostawcy. Jednak większość odbiorców w gospodarstwach domowych kupuje energię elektryczną na podstawie umów z cenami regulowanymi od zastanych dostawców. Wskaźnik zmiany sprzedawcy przez odbiorców domowych należy do najniższych w Europie, a wskaźnik zmiany sprzedawcy przez odbiorców komercyjnych jest również znacznie poniżej średniej europejskiej. Własność w zakresie wytwarzania oraz hurtowej i detalicznej sprzedaży energii elektrycznej jest wysoce skoncentrowana, a cztery dominujące przedsiębiorstwa energetyczne są kontrolowane przez państwo.

Polska nadal jest w trakcie liberalizacji rynku gazu ziemnego, który jest silnie skoncentrowany i charakteryzuje się bardzo niskim poziomem konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym. Państwowe przedsiębiorstwo PGNiG posiada dominującą pozycję w całym sektorze gazowym w Polsce. Większość regulacji cen gazu ziemnego zakończyła się w 2017 roku, ale regulacja cen detalicznych gazu dla gospodarstw domowych została przedłużona do 2027 roku. Polskie rynki ropy naftowej i produktów ropopochodnych są w pełni zliberalizowane, a ceny ustalane są przez siły rynkowe. Występuje jednak wysoki poziom koncentracji rynku i ograniczona konkurencja. Kontrolowane przez państwo spółki są właścicielami całej krajowej produkcji ropy naftowej i wszystkich mocy rafineryjnych oraz odpowiadają za większość hurtowej sprzedaży produktów naftowych (prawie 75% w 2020 roku). Sektor węglowy w Polsce jest również zdominowany przez spółki kontrolowane przez państwo.

Polityka energetyczna i klimatyczna

Polska polityka energetyczna jest ukierunkowana na zmniejszenie intensywności emisji dwutlenku węgla poprzez zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i gazu ziemnego, wprowadzenie energii jądrowej, większą elektryfikację zapotrzebowania na energię (zwłaszcza w transporcie) oraz poprawę efektywności energetycznej. Polska kładzie duży nacisk na bezpieczeństwo energetyczne i sprawiedliwą transformację, która zapewni dostęp do energii po przystępnych cenach, aby promować wzrost gospodarczy i chronić konsumentów wrażliwych. Główne dokumenty określające politykę energetyczną i klimatyczną Polski to Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK), który jest wymagany od wszystkich państw członkowskich UE i został przyjęty w 2019 roku, oraz Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040), przyjęta w lutym 2021 roku.

Zgodnie z przepisami krajowymi i dyrektywami UE, Polska ma szeroki zakres celów energetycznych i klimatycznych na rok 2030. Emisje gazów cieplarnianych (GHG) z energochłonnych zakładów przemysłowych i produkcji energii elektrycznej w Polsce są regulowane w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS). Polski

KPEiK określa cele na rok 2030 w zakresie emisji gazów cieplarnianych nieobjętych systemem handlu uprawnieniami do emisji, energii odnawialnej i efektywności energetycznej, które mają pomóc w osiągnięciu ogólnounijnych celów na rok 2030 (tabela). PEP2040 zawiera liczne cele na lata 2030 i 2040, które służą jako wskaźniki postępu transformacji energetycznej w Polsce.

Polska osiągnęła większość swoich celów energetycznych i klimatycznych na rok 2020. Jednak stan polskiego sektora energetycznego w 2021 r. stanowi trudny punkt wyjścia dla następnej dekady i konieczne są znaczne dodatkowe wysiłki w celu osiągnięcia trwałej redukcji emisji gazów cieplarnianych i zapotrzebowania na energię oraz silnego wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii, które są niezbędne do utrzymania Polski na ścieżce realizacji celów transformacji energetycznej.

Tabela 1.1 Cele sektora energetycznego Polski na rok 2020 i 2030 oraz stan na rok 2020

		Stan na rok 2020	Cele na rok 2020	Cele na rok 2030
Emisje GHG nieobjęte ETS	Emisje ekwiwalentu CO₂ w porównaniu do 2005 r.	+10%	+14%	-7%
Efektywność energetyczna (Mtoe)	Konsumpcja energii pierwotnej	96,5	96,4	91,3
	Konsumpcja energii końcowej	71,0	71,6	67,1
Udział energii odnawialnej	Konsumpcja energii finalnej brutto	16,1%	15%	23%
	Energia elektryczna*	16,2%	19%	32%
	Ogrzewanie i chłodzenie*	22,1%	17,4%	28,4%
	Transport*	6,6%	10%	14%

* Trajektorie indykatywne.

W grudniu 2020 r. ogólnounijny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2030 r. został zwiększony z 40% do 55%, a UE jest w trakcie opracowywania bardziej ambitnych celów na 2030 r. w zakresie odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej w celu wsparcia nowego celu redukcji emisji. Jest prawdopodobne, że Polska będzie musiała zwiększyć swoje cele i środki na rok 2030 w zakresie emisji gazów cieplarnianych, odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej, aby wesprzeć ogólnounijny cel redukcji emisji o 55%.

Głównym aspektem polskiej polityki energetycznej jest zmniejszenie zależności od węgla, zwłaszcza w przypadku wytwarzania energii elektrycznej i ogrzewania budynków. Sektor węglowy otrzymuje jednak duże wsparcie finansowe, zarówno w zakresie wydobycia, jak i wytwarzania energii. Analizy Komisji Europejskiej (KE) oraz Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) pokazują, że dotacje do paliw kopalnych w Polsce znacznie wzrosły i zbliżają się do 1,8 mld euro rocznie, z czego większość przeznaczana jest na węgiel. Polska udziela również znaczących dotacji dla odnawialnych źródeł energii. Na przykład rząd szacuje, że płatności wspierające program morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wyniosą około 7,8 mld EUR do 2040 roku i około 22,5 mld EUR przez cały okres trwania programu.

Umowa społeczna zawarta w maju 2021 roku między rządem a związkami zawodowymi przemysłu węglowego ma na celu stopniowe zamknięcie wszystkich polskich kopalń węgla kamiennego (z wyłączeniem kopalń węgla koksującego) do 2049 roku. Umowa gwarantuje, że pracownicy sektora węgla kamiennego będą mieli pracę do emerytury lub

1. STRESZCZENIE

otrzymają odprawę, a także zobowiązuje się do wspierania transformacji gospodarczej w głównych regionach wydobywania węgla kamiennego. Umowa ta nie obejmuje węgla brunatnego, a Polska nie ma wyznaczonych celów w zakresie stopniowego wycofywania się z wydobywania węgla brunatnego lub wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny. Cele umowy nie są zgodne ze zobowiązaniami Polski w zakresie klimatu i celów UE oraz nie odzwierciedlają rzeczywistości, w której węgiel staje się coraz mniej konkurencyjny.

Polska widzi istotną rolę dla gazu ziemnego we wspieraniu bezpiecznego odejścia od węgla, ale rola gazu w długoterminowej dekarbonizacji nie jest jasna. Istnieją pewne cele dotyczące dekarbonizacji dostaw gazu poprzez biometan i niskoemisyjny wodór, ale plany te są zbyt skromne, aby zrównoważyć oczekiwania rządu dotyczące dużego wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny. Obecne duże uzależnienie od gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz plany znacznej rozbudowy wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o gaz i sieci gazowej zwiększą zależność od importu energii, ryzyko powstania aktywów osieroconych oraz ekspozycję na niestabilne ceny gazu.

Rząd szacuje, że modernizacja sektora energetycznego i osiągnięcie celów KPEiK na rok 2030 będzie wymagać 195 mld EUR w latach 2021-2030 (około 3,5% PKB rocznie), a koszty transformacji energetycznej w latach 2021-2040 mogą sięgnąć 350 mld EUR. Rząd oczekuje, że większość inwestycji wspierających transformację energetyczną będzie pochodzić z sektora prywatnego, ale znaczący wkład będą miały również środki publiczne. Oczekuje się, że większość środków publicznych przeznaczonych na transformację energetyczną w Polsce będzie pochodzić z różnych mechanizmów unijnych, ale fundusze krajowe również wniosą znaczący wkład. Rząd oczekuje, że fundusze unijne i krajowe zapewnią około 72 mld euro na transformację energetyczną w Polsce do 2030 roku.

Główne narzędzia

Polska dysponuje szerokim wachlarzem środków wspierających transformację energetyczną przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Duży nacisk kładzie się na zmniejszenie dominującej pozycji węgla w produkcji energii elektrycznej i ciepła poprzez ciągłe wdrażanie odnawialnych źródeł energii i gazu ziemnego oraz wprowadzanie energii jądrowej.

Wdrażanie energii odnawialnej jest wspierane przez liczne programy. System zielonych certyfikatów wymaga od wszystkich dostawców energii elektrycznej i niektórych energochłonnych odbiorców uzyskania zielonych certyfikatów, które są wydawane projektom energii odnawialnej na podstawie wytworzonej przez nie energii elektrycznej. Polska wprowadziła w 2016 r. system aukcyjny, który wspiera projekty wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych poprzez kontrakty różnicowe. W ramach aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2021 wsparcie otrzymały głównie projekty z zakresu fotowoltaiki (6,1 GW) i lądowej energetyki wiatrowej (5,1 GW).

W ramach polskiego programu dotyczącego morskiej energii wiatrowej, decyzją rządu przyznano wsparcie dla 5,9 GW mocy. Małe, rozproszone źródła energii odnawialnej (głównie fotowoltaika) otrzymują wsparcie za pośrednictwem kilku mechanizmów, w tym programu "Mój prąd" (dotacje na pokrycie kosztów instalacji) oraz rozliczeń netto. W 2019 r. wprowadzono nowy system wsparcia dla kogeneracji, który powinien przyczynić się do przejścia z węgla na gaz. Koszty polskich środków wsparcia dla wytwarzania

energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracji są pokrywane z opłaty pobieranej od wszystkich odbiorców energii elektrycznej.

Program polskiej energetyki jądrowej określa środki i harmonogram wdrażania energetyki jądrowej oraz zapewnienia bezpiecznej eksploatacji, likwidacji i składowania odpadów. Celem Polski jest uruchomienie pierwszego reaktora o mocy 1-1,6 GW do 2033 roku oraz sześciu reaktorów o łącznej mocy 6-9 GW do 2043 roku. Rząd szacuje, że do 2040 roku udział energii jądrowej w wytwarzaniu energii może wynieść nawet 16%.

Polska podjęła szereg działań mających na celu transformację energetyczną w sektorze transportu. Obowiązek dodawania biopaliw nakłada na wszystkie firmy produkujące lub importujące paliwa transportowe wymóg minimalnego udziału biopaliw w ich rocznej sprzedaży (8,7% w 2021 r., wzrost do 9,1% w 2024 r.). Polska dąży do poprawy efektywności transportu i zmniejszenia emisji z transportu poprzez rezygnację z prywatnych samochodów na rzecz chodzenia pieszo, jazdy na rowerze i elektryfikowanego transportu publicznego.

Istnieje wiele środków wsparcia mających na celu zwiększenie popularności pojazdów elektrycznych (EV) i rozbudowę infrastruktury ładowania EV, w tym dotacje do zakupu samochodów elektrycznych. Rząd powinien przyspieszyć dostosowanie opodatkowania pojazdów do celów zwiększenia elektryfikacji i ograniczenia emisji, w tym przyspieszyć wprowadzenie rocznego opodatkowania wszystkich pojazdów w oparciu o ich efektywność oraz środków ograniczających import używanych, nieefektywnych samochodów.

Polityka w sektorze budynków koncentruje się głównie na ograniczaniu znaczącego wpływu lokalnego zanieczyszczenia powietrza na zdrowie, co związane jest z dużym uzależnieniem Polski od węgla w ogrzewaniu budynków.

Program „Czyste powietrze” zapewnia dotacje dla właścicieli jednorodzinnych budynków mieszkalnych na wymianę nieefektywnych systemów grzewczych na nowe (w tym kotły gazowe, odnawialne źródła energii i pompy ciepła). Do tej pory 45% wniosków złożonych w ramach programu dotyczyło wymiany kotłów na gazowe. IEA zaleca udoskonalenie programu „Czyste Powietrze”, aby skupić się na wdrażaniu systemów grzewczych o najniższych emisjach i najwyższej sprawności w celu zminimalizowania stosowania kotłów gazowych.

W Polsce głównym środkiem poprawy efektywności energetycznej w całej gospodarce jest system zbywalnych świadectw efektywności energetycznej (białych certyfikatów). Dostawcy energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła i paliw płynnych muszą albo osiągnąć roczne oszczędności energii na poziomie 1,5%, albo zakupić certyfikaty pokrywające ewentualny deficyt, albo zapłacić karę. Każda firma realizująca projekty w zakresie oszczędzania energii może ubiegać się o certyfikaty i sprzedawać je dostawcom energii, aby pomóc im w osiągnięciu celów.

Zgodnie z przepisami UE duże przedsiębiorstwa muszą co cztery lata przeprowadzać audyty, które obejmują co najmniej 90% ich zapotrzebowania na energię i określają efektywne kosztowo możliwości oszczędzania energii. Polska nie wymaga od przedsiębiorstw wdrażania środków wskazanych w audytach, ale firmy mogą ubiegać się o białe certyfikaty za zrealizowane projekty, które zmniejszają zapotrzebowanie. Rząd powinien rozważyć wprowadzenie obowiązku wdrażania środków o krótkim okresie

1. STRESZCZENIE

zwrotu, zidentyfikowanych w audytach energetycznych, tak jak to ma miejsce w innych krajach IEA i UE.

Polski system cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla opiera się głównie na systemie EU ETS, który w 2019 r. objął około 47% polskich emisji. Rząd ogłosił plan utworzenia Funduszu Transformacji Energetycznej, który wykorzysta 40% przychodów z systemu ETS do 2030 r. na modernizację sektora energetycznego.

Oprócz systemu ETS w Polsce obowiązuje krajowa opłata za emisje, obejmująca niektóre rodzaje emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce. Opłata ta jest jednak znacznie niższa niż cena w systemie ETS. W 2021 r. opłata emisyjna wynosiła zaledwie 0,07 euro za tonę CO₂ (t CO₂), podczas gdy cena w systemie ETS osiągnęła 89 euro/t CO₂. Dostosowanie opłaty emisyjnej do ceny ETS, przy jednoczesnym uwzględnieniu kwestii ubóstwa energetycznego, uzupełniłoby i wzmocniło efekt polskich systemów dotacji wspierających czystsze alternatywy w budynkach i transporcie oraz zniechęcałoby do korzystania z technologii zanieczyszczających środowisko.

Kluczowe zalecenia

Rząd Polski powinien:

- Zaktualizować Politykę energetyczną Polski do 2040 r. oraz Krajowy plan na rzecz energii i klimatu o cele i środki wspierające zwiększone ambicje Unii Europejskiej w zakresie klimatu i energii, a także odzwierciedlające rozwój rynku energii, innowacje techniczne i wzrost cen węgla w Europie.
- Ponownie rozważyć termin zamknięcia wszystkich jednostek wytwórczych opalanych węglem, aby osiągnąć zobowiązanie Polski do realizacji celów klimatycznych UE na rok 2030 i celu neutralności klimatycznej na rok 2050.
- Przyspieszenie rozbudowy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w celu umożliwienia większego udziału odnawialnych źródeł energii, planowanego wytwarzania energii jądrowej oraz zwiększenia elektryfikacji przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw.
- Dokonać przeglądu ram regulacyjnych w celu zwiększenia konkurencji na rynku energii, zapewnienia równych szans wszystkim uczestnikom rynku, wzmocnienia pozycji konsumentów oraz otwarcia rynków dla nowych inwestorów i usług.
- Dostosować podatki, regulacje rynkowe i środki wsparcia finansowego w taki sposób, aby ceny energii stymulowały zachowania i inwestycje wspierające sprawiedliwą transformację energetyczną, zwiększały elastyczność systemu i zmniejszały ryzyko powstawania aktywów osieroconych.
- Ponownie rozważyć potrzebę dużych inwestycji w infrastrukturę paliw kopalnych, biorąc pod uwagę ryzyko aktywów osieroconych i potrzebę skierowania ograniczonego kapitału na inwestycje wspierające polską transformację energetyczną.

2. Ogólna polityka energetyczna

Dane kluczowe (2020)

TES: 98,0 Mtoe (węgiel 40,6%, ropa 29,6%, gaz ziemny 17,4%, bioenergia i odpady 9,3%, wiatr 1,4%, słońce 0,3%, woda 0,2%, import energii elektrycznej 1,2%), +2,2% w latach 2010-2019, -4,6% w latach 2019-2020

TES na mieszkańca: 2,5 toe/cap, -2,1% od 2010 roku (średnia IEA: 4,1 toe/cap)

TES na PKB: 83 toe/mln USD, -27,2% od 2010 roku (średnia IEA: 92 toe/mln USD)

Produkcja energii: 54,7 Mtoe (węgiel 72,9%, bioenergia i odpady 15,9%, gaz ziemny 6,2%, wiatr 2,5%, ropa naftowa 1,8%, energia słoneczna 0,5%, woda 0,3%), -11,6% od 2010 do 2019 r., -7,7% od 2019 do 2020 r.

TFC: 75,8 Mtoe (ropa naftowa 37,0%, gaz ziemny 14,9%, energia elektryczna 15,6%, węgiel 11,6%, bioenergia i odpady 12,5%, ciepłownictwo 7,4%, energia słoneczna 0,1%), +10,5% od 2010 do 2019 roku, 1,9% od 2019 do 2020 roku

Podaż i popyt na energię

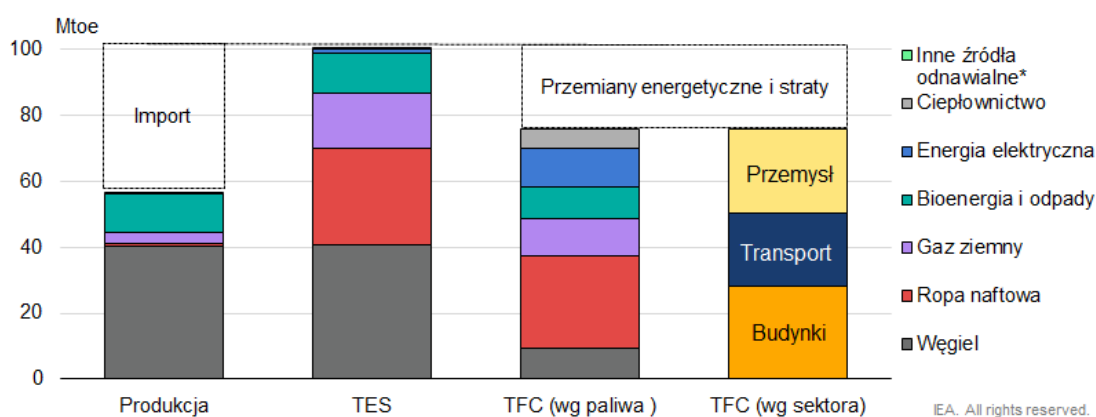
Podaż energii w Polsce jest zdominowana przez paliwa kopalne (88% TES w 2020 r.), przy czym największy udział ma węgiel (40,6%), następnie ropa naftowa (29,6%) i gaz ziemny (17,4%) (rys. 2.1). Polska jest niewielkim producentem ropy naftowej i gazu ziemnego, a import pokrywa większość dostaw ropy (97%) i gazu (80%). Węgiel odgrywa centralną rolę w systemie energetycznym Polski i jest ważnym elementem polskiej gospodarki, zwłaszcza na poziomie regionalnym. Wśród krajów członkowskich IEA, w 2020 roku Polska miała najwyższy udział węgla w krajowej produkcji energii, TES, TFC i produkcji energii elektrycznej oraz drugi co do wielkości udział w produkcji ciepła. Rola węgla w systemie energetycznym Polski maleje. W latach 2010-2020 udział węgla spadł w TES (z 54% do 41%), produkcji energii elektrycznej (z 88% do 68,5%), ciepłownictwie (z 88% do 80%) i TFC (z 20% do 13%). Jednak w 2021 r. wykorzystanie węgla znacznie wzrosło, a produkcja energii elektrycznej z węgla osiągnęła 79,7% całkowitej produkcji, ponieważ krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wróciło do poziomu sprzed wybuchu pandemii Covid-19, a eksport energii elektrycznej wzrósł.

W 2020 roku Polska była dziesiątym co do wielkości producentem węgla na świecie i drugim co do wielkości w UE po Niemczech. Produkcja węgla w Polsce pokrywa większość krajowego zapotrzebowania na węgiel. Jednak produkcja węgla spada, a od 2018 roku Polska jest importerem węgla netto (głównie węgla energetycznego z Federacji Rosyjskiej [dalej "Rosja"] do produkcji energii elektrycznej, kogeneracji i ogrzewania budynków).

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

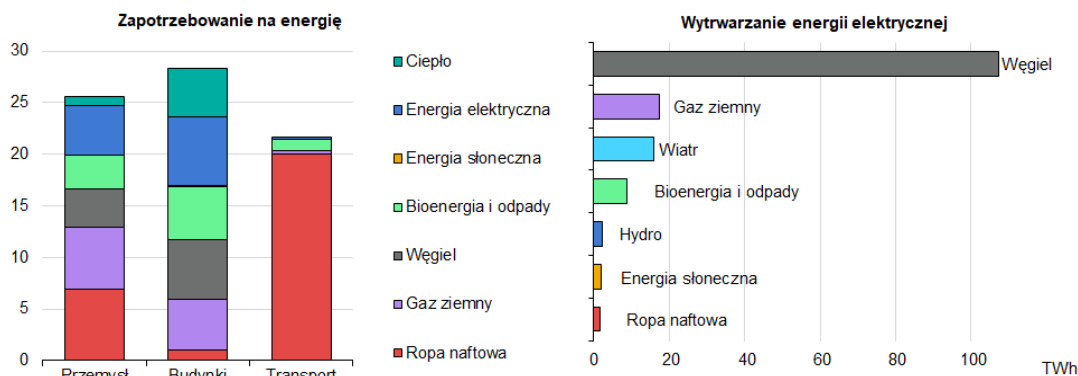
Ropa naftowa pokrywa przeważającą część polskiego zapotrzebowania na energię (39% TFC w 2019 roku), następnie kolejno energia elektryczna (16%), gaz ziemny (15%), węgiel (13%), bioenergia i odpady (9,2%), ciepłownictwo (7,5%) oraz niewielki udział innych odnawialnych źródeł energii (0,1%, głównie energia słoneczna). W 2019 roku zapotrzebowanie na energię w Polsce zostało podzielone stosunkowo równo pomiędzy budynki (35%), przemysł (34%) i transport (31%). Podobnie jak w większości krajów członkowskich IEA, w zapotrzebowaniu na energię w transporcie dominuje ropa naftowa (Rysunek 2.2). Zapotrzebowanie na energię w budynkach jest pokrywane z bardziej zróżnicowanych źródeł, jednak udział węgla w zapotrzebowaniu na energię w budynkach (21% w 2019 r.) jest nadal najwyższy wśród krajów członkowskich IEA i znacznie wyższy niż średnia IEA wynosząca 1%. Zapotrzebowanie przemysłu na energię jest również pokrywane z różnych źródeł, przy czym największy udział mają ropa naftowa (26%) i gaz (23%).

Rysunek 2.1 Podsumowanie produkcji, dostaw i zapotrzebowania na energię w Polsce, 2020 r.



* Inne źródła odnawialne obejmują głównie wiatr i fotowoltaikę.
Źródło: IEA (2022).

Rysunek 2.2 Zapotrzebowanie na energię według sektorów i paliw oraz produkcja energii elektrycznej według paliw w Polsce, 2020 r.



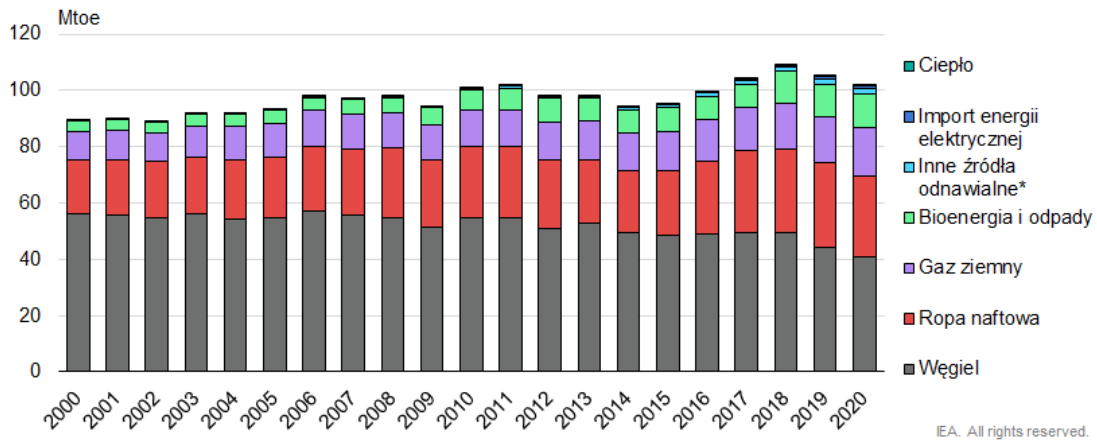
Źródło: IEA (2022).

W latach 2010-2019 podaż i popyt na energię w Polsce odnotowały ogólny wzrost wraz z rosnącą aktywnością gospodarczą, przy czym TES wzrosła z 101 Mtoe do 103 Mtoe, a TFC z 65 Mtoe do 75 Mtoe (Rysunek 2.3). Wzrost TES i TFC wynikał z wyższego zapotrzebowania transportu na ropę naftową oraz zwiększonego zapotrzebowania przemysłu na ropę, gaz i energię elektryczną. Znaczący spadek podaży węgla z 55 Mtoe do 40 Mtoe w tym okresie wynikał głównie z niższego zapotrzebowania na wytwarzanie energii elektrycznej z węgla, które znalazło się pod rosnącą presją wyższych cen EU ETS, taniego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i importu energii elektrycznej. Zauważalny spadek i ponowny wzrost wielkości TES i TFC w latach 2010-2018 nie odzwierciedla dokładnie rzeczywistej podaży i popytu na energię, ale był spowodowany sprzedażą paliw transportowych poza legalnym rynkiem przy braku raportowania tej sprzedaży. Działania legislacyjne i egzekucyjne podjęte w 2016 r. pomogły znacznie ograniczyć nielegalną sprzedaż i zapewnić lepsze raportowanie zapotrzebowania na paliwa, co znajduje odzwierciedlenie w zauważalnych wzrostach zapotrzebowania na ropę (i ogólnie TES i TFC) obserwowanych w 2016 i 2017 r.

Pandemia Covid-19 miała duży wpływ na podaż i popyt na energię w Polsce. W latach 2019-2020 TES spadł z 103 Mtoe do 98 Mtoe, a TFC z 77 Mtoe do 76 Mtoe. Spadek ten wynikał głównie z mniejszego zapotrzebowania na paliwa w transporcie drogowym i znacznego spadku zapotrzebowania na energię w przemyśle. Jednakże PKB w 2021 roku wzrósł o 3,7%, co spowodowało wzrost podaży i popytu na energię.

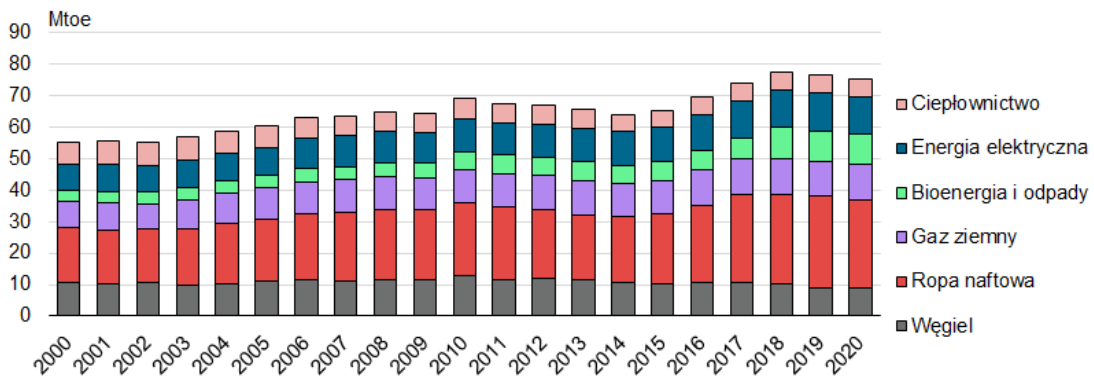
Rysunek 2.3 Podaż i zapotrzebowanie na energię według źródeł w Polsce, 2000-2020

Całkowita podaż energii



IEA. All rights reserved.

Całkowite zużycie końcowe



IEA. All rights reserved.

* Inne źródła odnawialne to głównie wiatr na lądzie i niektóre elektrownie wodne i słoneczne.
Źródło: IEA (2022).

Kluczowe instytucje

Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest odpowiedzialne za opracowanie i realizację polityki energetycznej, klimatycznej i środowiskowej Polski, w tym za opracowywanie projektów aktów prawnych i strategii krajowych, monitorowanie i raportowanie postępów w realizacji celów polityki, nadzór nad systemem EU ETS w Polsce oraz raportowanie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC). Ministerstwo Klimatu i Środowiska współpracuje również z innymi ministerstwami i podmiotami rządowymi w zakresie realizacji strategii zrównoważonego rozwoju Polski oraz polityki energetycznej, klimatycznej i środowiskowej.

Ministerstwo Infrastruktury odpowiada za sektor transportu, gospodarkę morską, żeglugę śródlądową i gospodarkę wodną. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi odpowiada za politykę w zakresie rolnictwa i rozwoju obszarów wiejskich. Ministerstwo Rozwoju i Technologii odpowiada za realizację strategii obejmujących rozwój społeczno-gospodarczy, innowacje, sektor przemysłowy, budownictwo i mieszkalnictwo. Ministerstwo Finansów odpowiada za politykę podatkową, w tym za opodatkowanie produktów energetycznych. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej zarządza realizacją strategii rozwoju gospodarczego i krajowego oraz wydatkowaniem środków z funduszy unijnych, w tym środków na badania i rozwój (B+R).

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej odpowiada za wykonywanie uprawnień związanych z kontrolą państwa nad operatorami systemów gazowych i elektroenergetycznych oraz PERN, spółką zarządzającą polskimi rurociągami ropy naftowej i produktów naftowych. Ministerstwo Aktywów Państwowych nadzoruje kwestie związane z wydobywaniem węgla, ropy, gazu i innych surowców oraz za zarządzanie majątkiem państwowym, w tym licznymi spółkami sektora energetycznego w Polsce kontrolowanymi przez państwo. Niezależny Urząd Regulacji Energetyki (URE) reguluje działalność uczestników rynków energetycznych w Polsce i służy rządowi jako doradca przy zatwierdzaniu planów infrastruktury energetycznej. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów nadzoruje sektor energetyczny, gdzie odpowiada za politykę antymonopolową i ochronę konsumentów.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest odpowiedzialne za statystykę energetyczną Polski, przy czym Agencja Rynku Energii zajmuje się gromadzeniem, przetwarzaniem i przekazywaniem większości danych energetycznych do międzynarodowych instytucji i innych podmiotów rządowych. Niektóre dane są zbierane przez inne instytucje. Główny Urząd Statystyczny w Polsce jest odpowiedzialny za zbieranie i publikowanie danych statystycznych dotyczących całej gospodarki, ludności i społeczeństwa. URE gromadzi dane w celu wsparcia nadzoru nad rynkiem energii elektrycznej, gazu i ropy naftowej oraz biopaliw. Dane dotyczące importu, eksportu, produkcji i zapasów paliw płynnych gromadzi Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych, która nadzoruje system zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw płynnych.

Rząd centralny jest odpowiedzialny za większość polityk energetycznych i klimatycznych. Natomiast za realizację polityki energetycznej Polski na szczeblu regionalnym i lokalnym, w tym za działania związane z planowaniem energetycznym i wydawaniem pozwoleń (zwłaszcza dotyczących budynków i sieci dystrybucji energii elektrycznej i gazu), odpowiadają samorządy regionalne i miejskie. Samorządy lokalne mogą również wprowadzać przepisy ograniczające lub zakazujące stosowania niektórych paliw i niektórych instalacji energetycznych w sektorze mieszkaniowym.

Rynek energii

Rynek energii elektrycznej w Polsce jest w większości zliberalizowany. Sieć energetyczna jest otwarta dla każdej firmy, która chce dostarczać energię elektryczną, a konsumenci mogą swobodnie wybierać swojego dostawcę lub kupować energię od dostawcy domyślnego, którego ceny są regulowane przez URE. Większość odbiorców w gospodarstwach domowych (63% w 2020 roku) kupuje energię elektryczną na podstawie umów z cenami regulowanymi. Ceny dla odbiorców komercyjnych nie są regulowane. W 2020 roku wskaźnik zmiany sprzedawcy detalicznego wyniósł 0,64% dla odbiorców domowych i 5,4% dla odbiorców komercyjnych. Wskaźnik zmiany dostawcy dla gospodarstw domowych należy do najniższych w Europie, a wskaźnik zmiany dostawcy dla odbiorców komercyjnych jest również znacznie poniżej średniej europejskiej (ACER, 2020). Własność wytwarzania oraz hurtowej i detalicznej sprzedaży energii elektrycznej jest wysoce skoncentrowana, z czterema państwowymi przedsiębiorstwami energetycznymi (PGE, TAURON, Enea i PKN ORLEN) (patrz Rozdział 7).

Rząd pracuje nad zmianą ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, aby wzmocnić pozycję odbiorcy energii. Proponowane regulacje obejmą możliwość zmiany dostawcy w ciągu 24 godzin, dostęp do porównywarki cenowej ułatwiającej wybór najtańszej lub najkorzystniejszej oferty, możliwość zakupu energii elektrycznej na podstawie dynamicznych umów cenowych oraz możliwość korzystania z usług agregatorów. Sprzedawcy energii będą zobowiązani do udzielania wyczerpujących i przejrzystych informacji o zmianach cen.

Polska nadal jest w trakcie liberalizacji rynku gazu ziemnego, który jest bardzo skoncentrowany i prawie nie ma na nim konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym. Państwowe przedsiębiorstwo naftowo-gazowe PGNiG ma dominującą pozycję w całym łańcuchu wartości gazu w Polsce. Od stycznia 2017 roku URE nie reguluje cen na poziomie hurtowym, cen skroplonego gazu ziemnego (LNG) i sprężonego gazu ziemnego (CNG) ani cen gazu ziemnego kupowanego w punkcie wirtualnym lub w drodze przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. Od października 2017 roku URE nie reguluje już cen detalicznych dla odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi. Regulowane ceny detaliczne gazu dla wszystkich odbiorców domowych miały zakończyć się 31 grudnia 2023 roku, ale zostały przedłużone do 2027 roku (patrz Rozdział 9).

Polski rynek ropy naftowej i produktów naftowych jest w pełni zliberalizowany, a ceny są ustalane przez siły rynkowe. Istnieje jednak wysoki poziom koncentracji rynku i ograniczona konkurencja na poziomie hurtowym i detalicznym. Trzy spółki państwowe (PKN ORLEN, LOTOS i PGNiG) posiadają wszystkie krajowe moce produkcyjne i rafinerijne oraz odpowiadają za większość dostaw hurtowych produktów naftowych (prawie 75% w 2020 roku). Rząd planuje połączenie LOTOSU i PGNiG w PKN ORLEN (patrz Rozdział 10). Polski sektor węglowy jest również zdominowany przez spółki państwowe (patrz Rozdział 8).

Cele energetyczne i klimatyczne

Zgodnie z prawem krajowym i dyrektywami UE, Polska ma szeroki zakres celów energetycznych i klimatycznych na lata 2020 i 2030. Emisje gazów cieplarnianych z energochłonnych zakładów przemysłowych i z produkcji energii elektrycznej w Polsce są regulowane w ramach systemu handlu emisjami. Polski KPEiK, przyjęty w 2019 r., określa cele na 2030 r. w zakresie emisji gazów cieplarnianych nieobjętych systemem ETS, energii

odnawialnej i efektywności energetycznej, które mają wspierać osiągnięcie ogólnounijnych celów na 2030 r. (tabela 2.1).

Polska osiągnęła swój cel na rok 2020 w zakresie udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto, jednak wynikało to w dużej mierze z ulepszonej metodologii zbierania danych o wykorzystaniu biomasy do ogrzewania budynków. Udziały energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej i w transporcie w 2020 r. pozostają poniżej swoich orientacyjnych trajektorii (patrz Rozdział 5). Polska osiągnęła swoje cele na 2020 r. w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z unijnymi zasadami rozliczania, które umożliwiają przyznawanie kredytów za lata, w których emisje były poniżej celów rocznych (2013-15 i 2020), w celu kompensacji za lata, w których emisje przekraczały cele roczne (2016-19) (patrz Rozdział 3). Cel dotyczący wydajności energetycznej na rok 2020 w zakresie końcowego zużycia energii został osiągnięty w 2019 r., natomiast cel dotyczący zużycia energii pierwotnej na rok 2020 został prawie osiągnięty (chybiony o 0,1 Mtoe). Jednak duża część redukcji zapotrzebowania na energię obserwowana w 2020 r. wynika z tymczasowych wpływów związanych z pandemią Covid-19 (patrz Rozdział 4). Polska osiągnęła swój cel na 2020 r. w postaci 4% połączeń międzysystemowych z graniczącymi państwami członkowskimi; jednak cel ten nie jest zgodny z 10% celem wymaganym przez dyrektywy UE. Cel Polski na rok 2030 dotyczący połączeń międzysystemowych (8,7%) jest również niezgodny z celem 15% wymaganym przez dyrektywy UE (patrz Rozdział 7).

Tabela 2.1 Cele sektora energetycznego Polski na rok 2020 i 2030 oraz stan na rok 2020

		Stan na rok 2020	Cele na rok 2020	Cele na rok 2030
Emisja gazów cieplarnianych nieobjętych ETS	Emisja CO₂-eq w stosunku do 2005 r.	+10%	+14%	-7%
Efektywność energetyczna (Mtoe)	Pierwotne zużycie energii	96,5	96,4	91,3
	Końcowe zużycie energii	71,0	71,6	67,1
Udział energii odnawialnej	Zużycie energii końcowej brutto	16,1%	15%	23%
	Energia elektryczna*	16,2%	19%	32%
	Ogrzewanie i chłodzenie*	22,1%	17,4%	28,4%
	Transport*	6,6%	10%	14%
Transgraniczne międzysystemowe połączenia elektryczne		4%	4%	8,7%

* Trajektorie indykatywne.

W październiku 2020 r. KE opublikowała swój przegląd polskiego KPEiK, zauważając, że cel na 2030 r. dotyczący 23% udziału energii odnawialnej w zużyciu końcowym brutto jest mało ambitny (KE zaproponowała udział 25%). KE skomentowała również, że cele Polski w zakresie efektywności energetycznej na 2030 r. są umiarkowanie ambitne i że zasada „najpierw efektywność energetyczna” nie jest dobrze odzwierciedlona w KPEiK. W lutym 2021 r. Polska przyjęła nową krajową strategię energetyczną: Politykę energetyczną Polski do 2040 r. (PEP2040), której celem jest wprowadzenie kraju na drogę do gospodarki zeroemisyjnej. PEP2040 nie określa jednak roku, w którym Polska ma osiągnąć neutralność klimatyczną.

PEP2040 określa liczne cele na rok 2030, które mają służyć jako wskaźniki postępu transformacji energetycznej Polski (tabela 2.2). Wskazuje również cele związane z ogrzewaniem gospodarstw domowych, w tym zakończenie indywidualnego ogrzewania

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

węglowego do 2030 r. na obszarach miejskich i do 2040 r. na obszarach wiejskich (węgiel określony przez rząd jako paliwo bezdymne może być używany do 2040 r. na obszarach miejskich).

PEP2040 zawiera także cel, aby do 2040 roku 100% ogrzewania gospodarstw domowych pochodziło z sieci ciepłowniczej lub systemów zero-/niskoemisyjnych, w tym pomp ciepła.

W grudniu 2020 r. cel redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej UE do 2030 r. został zwiększony z 40% do 55%. UE jest w trakcie opracowywania bardziej ambitnych celów na rok 2030 w zakresie odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej, aby wesprzeć cel 55% redukcji emisji. Polski KPEiK i PEP2040 nie uwzględniają bezpośrednio zwiększonego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej UE i jest prawdopodobne, że Polska będzie musiała zwiększyć swoje cele na rok 2030 w zakresie emisji gazów cieplarnianych, odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej, aby wesprzeć nowy, 55% cel redukcji emisji w całej UE.

Tabela 2.2 Cele na rok 2030 w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. i stan na rok 2020

Wskaźnik	Stan na rok 2020	Cel na rok 2030
Udział węgla w produkcji energii elektrycznej	79,7% (2021)	≤ 56% do 37,5%*
Moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej	0 GW	5,9 GW (11 GW w 2040 roku)
Moc zainstalowana w fotowoltaice	7,7 GW (2021)	5-7 GW (10-16 GW w 2040)
Moc zainstalowana w energetyce jądrowej	0 GW	1 reaktor: 1-1,6 GW w 2033 6 reaktorów: 6-9 GW w 2043
Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	22,1%	+1,1 pp. rocznie do 2030
Zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów innych niż ziemny (np. wodór)	Nieznane	10%
Całkowita emisja CO ₂ (ETS i non-ETS)	271,5 Mt	≤ 241 Mt**
Odsetek gmin z dokumentem planowania energetycznego	20,2%	100%
Gospodarstwa domowe dotknięte ubóstwem energetycznym	10,1%	≤6%
Niezawodność systemu dystrybucji energii elektrycznej: Średni wskaźnik czasu trwania przerw w systemie (SAIDI)	118,7	≤ 85
Punkty wolnego ładowania pojazdów elektrycznych (EV)	509 (2019)	49 000-85 000
Punkty szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych (EV)	375 (2019)	11 000-15 000
Udział pojazdów z zerową emisją w zakupach nowej floty w transporcie publicznym***	4% (2018)	100% (2025)
Udział pojazdów z zerową emisją w transporcie publicznym***	2% (2018)	100%
Odsetek odbiorców końcowych wyposażonych w inteligentny licznik	12%	80% (2028)
Gospodarstwa domowe korzystające z ciepła sieciowego	5,28 mln (2018)	1,5 mln nowych przyłączy

* W oparciu o scenariusze PEP2040 zakładające cenę ETS w wysokości 35-54 EUR za tonę w 2030 r. (cena ETS przekroczyła 89 EUR za tonę w 2021 r.).

** 30% redukcja w porównaniu z poziomem z 1990 r. z wyłączeniem użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF).

*** We flotach pojazdów miast o liczbie mieszkańców powyżej 100 000.

Przegląd polityki energetycznej

Polityka energetyczna Polski zmierza do dekarbonizacji dostaw energii poprzez rozwój energetyki odnawialnej, wprowadzenie energetyki jądrowej, elektryfikację (zwłaszcza transportu) i zwiększenie efektywności energetycznej w całej gospodarce. Głównym aspektem polityki energetycznej Polski jest zmniejszenie zależności od węgla, zwłaszcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ogrzewania budynków. Jednakże sektor węglowy otrzymuje duże wsparcie finansowe, zarówno w zakresie wydobycia i wytwarzania, jak i poprzez programy mające na celu rozwiązanie problemów związanych z bezpieczeństwem energetycznym i ubóstwem energetycznym. Wsparcie to ma formę zarówno bezpośredniej pomocy publicznej, jak i różnych mechanizmów, które zapewniają strumienie dochodów i uspołecniają koszty i ryzyko działalności sektora węglowego. Analizy Komisji Europejskiej i OECD pokazują, że dotacje do paliw kopalnych w Polsce znacznie wzrosły i zbliżają się do 2 miliardów euro rocznie, z czego większość przypada na węgiel. Polska przeznaczona również znaczące środki na wsparcie rozwoju odnawialnych źródeł energii. Na przykład rząd szacuje, że płatności wspierające polski program morskiej energetyki wiatrowej wyniosą około 7,8 miliarda euro do 2040 roku i około 22,5 miliarda euro przez cały okres trwania programu.

Duży nacisk kładzie się na bezpieczeństwo energetyczne i sprawiedliwą transformację, która utrzymuje przystępny cenowo dostęp do energii w celu wspierania wzrostu gospodarczego i ochrony wrażliwych konsumentów. Umowa społeczna zawarta w maju 2021 roku pomiędzy rządem a związkami zawodowymi branży węglowej ustala harmonogram stopniowego zamykania wszystkich kopalń węgla kamiennego w Polsce (z wyłączeniem kopalń węgla koksowego) do 2049 roku. Umowa gwarantuje, że pracownicy sektora węgla kamiennego będą mieli pracę do emerytury lub otrzymają odprawę, a także zobowiązuje się do wspierania przejścia głównych regionów wydobycia węgla kamiennego na inną działalność gospodarczą. Umowa nie obejmuje węgla brunatnego i nie wskazuje celów dotyczących wycofania się z wydobycia węgla brunatnego lub wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny (patrz Rozdział 8).

Głównymi dokumentami określającymi politykę energetyczną i klimatyczną Polski są KPEiK (wymagany od wszystkich państw członkowskich UE) oraz krajowy PEP2040. KPEiK określa politykę i środki służące osiągnięciu celów sektora energetycznego Polski określonych w dyrektywach UE. PEP2040 określa krajowe ramy dla transformacji energetycznej Polski i jest dostosowany do KPEiK. PEP2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych wynikających ze Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, przyjętej w 2017 r. i jest kluczowym dokumentem określającym średnio- i długoterminową politykę gospodarczą Polski.

Przewidziana w PEP2040 transformacja energetyczna ma na celu ograniczenie emisji, napędzenie modernizacji w całej polskiej gospodarce, zapewnienie sprawiedliwego podziału kosztów, ochronę wrażliwych grup społecznych oraz nadanie aktywnej roli konsumentom i krajowemu przemysłowi. PEP2040 stawia za cel wprowadzenie zmian w całym łańcuchu dostaw energii, począwszy od pozyskiwania surowców, poprzez wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję energii, aż po sposób jej sprzedaży i wykorzystania.

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

PEP2040 przeznaczona około 60 miliardów euro, z funduszy unijnych i krajowych, na wsparcie transformacji energetycznej do 2030 roku.

PEP2040 wyznacza trzy filary polityki: 1) sprawiedliwa transformacja; 2) zeroemisyjny system energetyczny; oraz 3) dobra jakość powietrza. Sprawiedliwą transformację definiuje się jako zapewnienie nowych możliwości rozwoju regionom i społecznościom najbardziej dotkniętym negatywnymi skutkami transformacji energetycznej, poprzez tworzenie nowych miejsc pracy i branż wspierających przekształcenie sektora energii. W ramach PEP2040 przeznaczono około 15 mld euro z unijnego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji na wsparcie transformacji w regionach Polski uzależnionych od sektora węglowego (patrz Rozdział 8). Ponadto filar „sprawiedliwej transformacji” PEP2040 ma na celu zapewnienie przystępnej cenowo energii, zachęcenie konsumentów do udziału w rynku energii i stworzenie do 300 000 nowych miejsc pracy w branżach o wysokim potencjale, zwłaszcza w zakresie odnawialnych źródeł energii, energetyki jądrowej, elektromobilności, infrastruktury sieciowej, cyfryzacji i termomodernizacji budynków.

Filar „zeroemisyjny system energetyczny” PEP2040 ma na celu dekarbonizację sektora energetycznego poprzez wdrożenie energetyki jądrowej i energetyki wiatrowej na morzu, zwiększenie roli rozproszonego wytwarzania energii odnawialnej oraz dekarbonizację przemysłu. Filar „dobra jakość powietrza” koncentruje się na zmniejszeniu wpływu emisji z paliw kopalnych na zdrowie społeczeństwa poprzez odejście od ogrzewania węglowego, inwestowanie w ogrzewanie komunalne, promowanie budynków pasywnych i zeroemisyjnych oraz elektryfikację transportu i alternatywne paliwa transportowe. Trzy filary PEP2040 są wspierane przez osiem celów szczegółowych, wraz z projektami strategicznymi i środkami wspierającymi. Osiem celów PEP2040 to:

1. **optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych:** utrzymanie krajowej produkcji węgla o lepszej ekonomice, przy jednoczesnym zmniejszeniu zapotrzebowania na węgiel; sprawiedliwe przekształcenie regionów węglowych; zwiększenie efektywnego wykorzystania krajowej bioenergii; dywersyfikacja importu ropy i gazu
2. **rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej:** rozwój nowej generacji, rozbudowa infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz wdrożenie inteligentnych sieci w celu wspierania nowych mocy wytwórczych, takich jak moce wytwórcze morskiej energetyki wiatrowej, z wykorzystaniem mechanizmu rynku mocy w celu wspierania rozwoju nowych niezawodnych mocy wytwórczych
3. **dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych:** zwiększenie zdolności importowej ropociągów i gazociągów; zwiększenie zdolności importowej LNG; inwestycje w dystrybucję i magazynowanie ropy i gazu
4. **rozwój rynków energii:** dalsza liberalizacja rynku detalicznego energii elektrycznej (zniesienie cen regulowanych); rozwój rynku gazu ziemnego; zwiększenie udziału konsumentów w rynkach energii elektrycznej; zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej; rozwój elektromobilności i rynku wodoru
5. **wdrożenie polskiej energetyki jądrowej:** realizacja Programu polskiej energetyki jądrowej; uruchomienie pierwszego reaktora jądrowego do 2033 r. i sześciu reaktorów do 2043 r.; uruchomienie składowiska odpadów jądrowych

6. **rozwój odnawialnych źródeł energii:** realizacja pierwszych projektów w zakresie morskiej energetyki wiatrowej; dalszy rozwój fotowoltaiki i lądowej energetyki wiatrowej; bioenergia i geotermia; zaawansowane biopaliwa; wytwarzanie rozproszone (prosumenci i wspólnoty energetyczne), które wspiera stabilność sieci (np. poprzez reakcję na popyt i magazynowanie energii)
7. **rozwój ciepłownictwa i kogeneracji:** podłączenie 1,5 mln nowych gospodarstw domowych do sieci ciepłowniczej do 2030 r.; zwiększenie wykorzystania i wydajności ciepłownictwa i kogeneracji; zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii i odpadów w kogeneracji; opracowanie nowego modelu rynku ciepłowniczego i krajowej mapy ciepła pokazującej potencjał ciepłownictwa i kogeneracji; zwiększenie udziału gmin posiadających plany energetyczne uwzględniające zapotrzebowanie na ciepło
8. **poprawa efektywności energetycznej:** ogólnokrajowa termomodernizacja budynków mieszkalnych, zapewnienie efektywnego i przyjaznego środowiska dostępu do ciepła (także w celu zmniejszenia ubóstwa energetycznego), zeroemisyjny transport publiczny w miastach powyżej 100 000 mieszkańców do 2030 roku.

KPEiK i PEP2040 są wspierane przez szereg dodatkowych dokumentów politycznych, w tym Politykę Surowcową Państwa (PSP2050), Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, Polską Strategię Wodorową oraz Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (opracowany w odpowiedzi na pandemię Covid-19).

Celem PSP2050 jest określenie i zabezpieczenie dostępu do surowców niezbędnych do realizacji strategicznych celów politycznych Polski, takich jak bezpieczeństwo energetyczne, rozwój gospodarczy i transformacja energetyczna (BIP, 2021). W ww. zakres wchodzi określenie dostępności zasobów ważnych dla gospodarki i systemu energetycznego oraz oszacowanie zapotrzebowania na te zasoby w latach 2025, 2030, 2040 i 2050.

Główne cele strategiczne PSP2050 to dostęp i ochrona złóż mineralnych, wód podziemnych i zasobów geotermalnych; poszukiwanie i dokumentacja złóż mineralnych; korzystne prawo i regulacje dla obecnych i przyszłych inwestorów; oraz rozwój i modernizacja przemysłu geologicznego i górniczego. Wskazano również na współpracę międzynarodową w zakresie zabezpieczenia dostępu do surowców, wspierania rozwoju gospodarki cyrkularnej, promowania wiedzy i zapewnienia spójności strategii realizowanych przez firmy o istotnym znaczeniu dla gospodarki i systemu energetycznego.

Ubóstwo energetyczne

Rząd definiuje ubóstwo energetyczne jako „sytuację, w której gospodarstwo domowe prowadzone przez jedną osobę lub przez kilka osób razem w samodzielnym mieszkaniu lub w budynku, w którym nie prowadzi się działalności gospodarczej, nie jest w stanie zapewnić sobie wystarczającej ilości ciepła, chłodu, oświetlenia i energii elektrycznej do zasilania urządzeń, w wyniku połączenia niskich dochodów, wysokich wydatków na energię i niskiej efektywności energetycznej.” W Ministerstwie Klimatu i Środowiska działa grupa robocza ds. ubóstwa energetycznego, której zadaniem jest przegląd istniejących środków dotyczących ubóstwa energetycznego i przygotowanie zaleceń dotyczących wdrożenia podejścia systemowego.

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

PEP2040 stawia za cel zmniejszenie ubóstwa energetycznego do poziomu maksymalnie 6% do 2030 roku. Udział gospodarstw domowych w ubóstwie energetycznym zmniejszył się z 11,1% w 2012 roku do 10,3% w 2015 roku i 9,3% w 2019 roku. Pandemia spowodowała wzrost ubóstwa energetycznego, które w 2020 roku osiągnęło poziom 10,1% (Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021). W Polsce funkcjonuje program, w ramach którego wypłacane są dodatki energetyczne, które pomagają pokryć rachunki za energię odbiorcom znajdującym się w trudnej sytuacji, jednak obejmuje on tylko niewielką część odbiorców dotkniętych ubóstwem energetycznym. W 2019 r. dodatki energetyczne wypłacono zaledwie 0,6% gospodarstw domowych (75 636 gospodarstw).

Problem ubóstwa energetycznego jest również rozwiązywany poprzez szereg programów zapewniających zachęty do remontów budynków, w tym wymiany systemów grzewczych (patrz Rozdział 4). Program Czyste Powietrze, który wspiera wymianę nieefektywnych systemów grzewczych, ma obecnie dwa przedziały dochodowe, z wyższym poziomem wsparcia dla gospodarstw domowych o niższych dochodach. Rząd zamierza dodać trzeci przedział dochodowy w 2022 roku, który pokrywałby 90% kosztów wymiany systemu grzewczego (do 12 213 euro) dla gospodarstw domowych o miesięcznych dochodach poniżej 174-262 euro na osobę. Planuje się również wsparcie gospodarstw domowych o niskich dochodach za pomocą prefinansowania, bezpłatnej pomocy technicznej i możliwości pokrycia 100% kosztów wymiany systemu grzewczego.

Reakcja na Covid-19

W odpowiedzi na pandemię Covid-19 UE ustanowiła Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, dysponujący środkami w wysokości 672,5 miliarda euro na wsparcie planów odbudowy i odporności opracowanych przez każde państwo członkowskie UE. Polska złożyła swój Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności do KE w maju 2021 r., wnioskując o 36 mld euro finansowania (23,9 mld euro w formie dotacji i 12,1 mld euro w formie pożyczek), co jest jednym z największych wniosków o finansowanie w ramach Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (KE, 2021).

Największa inwestycja w planie jest przeznaczona na rozwój morskiej energetyki wiatrowej (3,25 mld euro), a dodatkowo 437 mln euro na wspierającą infrastrukturę portową. Kolejna zasadnicza inwestycja dotyczy gospodarki niskoemisyjnej (1,11 mld euro), a następnie produkcji, magazynowania i transportu wodoru (800 mln euro). Plan obejmuje również znaczące inwestycje w projekty dotyczące efektywności energetycznej i energii odnawialnej podejmowane przez przedsiębiorstwa (300 mln euro), infrastrukturę elektryczną (300 mln euro), modernizację systemów grzewczych (300 mln euro), wymianę źródeł ciepła i poprawę efektywności energetycznej w szkołach (290 mln euro), wymianę systemów grzewczych i wzrost efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych (201 mln euro), magazynowanie gazu ziemnego (200 mln euro), odnawialne źródła energii w gminach energetycznych (97 mln euro) oraz działania na rzecz efektywności energetycznej w obiektach działalności społecznej (67 mln euro). Zatwierdzenie planu Polski przez KE zostało znacznie opóźnione ze względu na kwestie polityczne.

Inwestycje związane z transformacją energetyczną

Rząd szacuje, że modernizacja sektora energetycznego i osiągnięcie celów KPEiK na rok 2030 będzie wymagało 195 mld euro w latach 2021-2030 (około 3,5% rocznego PKB), a koszty transformacji energetycznej w latach 2021-2040 mogą sięgnąć 350 mld euro. Rząd oczekuje, że większość inwestycji wspierających przekształcenia energetyczne będzie pochodzić z sektora prywatnego, ale znaczący wkład będzie miało również finansowanie publiczne. Oczekuje się, że większość środków publicznych na przekształcenia energetyczne w Polsce będzie pochodzić z różnych mechanizmów UE, ale fundusze krajowe również wniosą znaczący wkład. Rząd oczekuje, że fundusze unijne i krajowe zapewnią około 60 mld euro na wsparcie transformacji energetycznej Polski do 2030 r., w tym unijny Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, Polityka spójności, Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji” i ReactEU, a także nowe instrumenty (Fundusz Modernizacyjny, Państwowy fundusz celowy i Fundusz Transformacji Energetyki).

W ramach programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS) Polska otrzyma około 25 miliardów euro dofinansowania z UE. FEnIKS wspiera projekty dotyczące środowiska, energii, transportu, kultury i zdrowia. W odniesieniu do inwestycji energetycznych FEnIKS będzie koncentrował się na dekarbonizacji, przejściu na gospodarkę przyjazną środowisku i cyrkularną oraz budowie efektywnego i odpornego systemu transportowego o jak najmniejszym wpływie na środowisko. FEnIKS zapewni około 2,5 miliarda euro na inwestycje w efektywność energetyczną i odnawialne źródła energii oraz około 2 miliardów euro na inwestycje w infrastrukturę elektryczną i gazową (Polska, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, 2021).

Polski Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej finansuje kilka programów związanych z transformacją energetyczną, w tym program Energia Plus na działania związane z efektywnością energetyczną i obniżeniem emisji ze źródeł ciepła (880 mln euro); program Mój Prąd na indywidualne systemy fotowoltaiczne (242 mln euro); program Zielony Transport Publiczny dla autobusów elektrycznych i wodorowych (240 mln euro); polski program Geotermia Plus (132 mln euro); program Mój elektryk, który dofinansowuje prywatne zakupy pojazdów elektrycznych (110 mln euro); program na rzecz energooszczędnego budownictwa (88 mln euro); program na rzecz modernizacji i rozbudowy ciepłownictwa mieszkaniowego (50. 6 mln euro); oraz wiele innych programów ukierunkowanych na odnawialne źródła energii i efektywność (patrz rozdziały 4 i 5).

Opodatkowanie energii

Celem rządu jest, aby opodatkowanie energii napędzało wzrost gospodarczy i wspierało politykę energetyczną, w tym cele dotyczące energii odnawialnej, elektryfikacji i paliw alternatywnych. W Polsce obowiązuje szereg podatków i ceł nakładanych na produkty energetyczne, w tym podatek od wartości dodanej (VAT) w wysokości 23% (tabela 2.3). W 2019 r. wpływ z akcyzy na wszystkie produkty energetyczne (paliwa transportowe, energia elektryczna, gaz ziemny i ogrzewanie miejskie) wyniosły łącznie około 8 mld euro, przy czym 93,2% pochodziło z paliw transportowych (głównie oleju napędowego i benzyny). W wyniku pandemii Covid-19 wpływ podatkowe z akcyzy na produkty

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

energetyczne spadły w 2020 roku do około 7,6 mld euro, przy czym 94,1% pochodziło z paliw transportowych.

Oddzielne wpływy z podatku drogowego pobieranego od wszystkich paliw transportowych są przeznaczane na budowę autostrad i linii kolejowych. W 2019 roku wprowadzono podatek od emisji dla oleju napędowego i benzyny stosowanych w transporcie. Podatek od emisji płać producenci i importerzy paliw, przy czym 95% wpływów trafia do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a 5% wpływów przeznacza się na rozbudowę lokalnych linii autobusowych. Opłata za utrzymywanie zapasów dotyczy wszystkich produktów energetycznych na bazie ropy naftowej, a dochody z niej są przeznaczane na zakup i utrzymywanie zapasów ropy naftowej, wymaganych zgodnie z przepisami IEA i UE.

Tabela 2.3 Opodatkowanie produktów energetycznych w Polsce, 2020 r.

Opodatkowane produkty energetyczne	EUR za	Akcyza	Podatek drogowy	Podatek od emisji	Dopłata do zapasów (EUR/GJ)*	Razem (EUR/GJ)*
Energia elektryczna	MWh	1,1				0,31
Paliwa transportowe						
- Benzyna	1 000 litrów (L)	333	36,3	17,6	0,55	12,11
- Olej napędowy		252	74,5	17,6	0,55	10,17
- Gaz ciekły (LPG)	1 000 kilogramów (kg)	142	43,6		0,22	4,25
- CNG, bio-CNG			43,6			1,13
- LNG, bio-LNG			43,6			0,81
Paliwa grzewcze						
- Węgiel i koks	Gigadżul (GJ)	0,28				0,28
- LPG		0,28			0,22	0,28
- Gaz ziemny		0,28				0,28
- Olej napędowy	1 000 L	51			0,55	1,98
- Lekki olej opałowy		51			0,55	1,98
- Ciężki olej opałowy	1 000 kg	14,1			0,55	0,89

* Szacunki na podstawie: benzyna 33,5 MJ/L, olej napędowy 35,8 MJ/L, LPG 46 MJ/kg, CNG 38,5 MJ/kg, LNG 53,5 MJ/kg, lekki olej opałowy 36 MJ/L, ciężki olej opałowy 41 MJ/kg.

Polska posiada kilka zwolnień z akcyzy, z których nie wszystkie są dostosowane do polityki energetycznej i gospodarczej. Zwolnione z akcyzy jest wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz wykorzystywanie w transporcie CNG, LNG, biogazu i wodoru. Energia elektryczna wykorzystywana w transporcie jest obciążona pełnym podatkiem. Olej napędowy i benzyna wykorzystywane w transporcie są obciążone pełnym podatkiem bez względu na udział biopaliw. Przemysł energochłonny (taki, w którym koszty energii przekraczają pewien próg całkowitych kosztów operacyjnych: 10% dla węgla, 5% dla gazu ziemnego i 3% dla energii elektrycznej) otrzymują zwrot akcyzy na energię elektryczną i zwolnienie z akcyzy na węgiel i gaz. Istnieje również pełne zwolnienie z akcyzy na gaz i węgiel wykorzystywany do ogrzewania mieszkań. Istnieją zwroty i

zwolnienia z podatków naliczanych od sektorowych zastosowań paliw kopalnych w rolnictwie, rybołówstwie, żegludze i lotnictwie.

W Polsce obowiązuje system opłat za emisję CO₂ i innych gazów cieplarnianych, który składa się głównie z systemu EU ETS wraz z niewielką krajową opłatą za emisję (inną niż opłata za emisję od oleju napędowego i benzyny używanych w transporcie). Od 2021 do 2030 roku 40% przychodów z polskich uprawnień ETS będzie trafiać do krajowego Funduszu Transformacji Energetyki. Wpływy z opłaty za emisję są również wykorzystywane do wspierania transformacji energetycznej (patrz Rozdział 3).

Polska podjęła pewne kroki w celu dostosowania opodatkowania pojazdów do celów polityki energetycznej w zakresie redukcji emisji z sektora transportu i zachęcania do wprowadzania pojazdów elektrycznych (patrz Rozdział 4). Opłaty rejestracyjne są niższe dla pojazdów z silnikami o mniejszej pojemności i dla pojazdów hybrydowych. Bateryjne pojazdy elektryczne, pojazdy napędzane wodorem i niektóre hybrydy typu plug-in są zwolnione z opłat rejestracyjnych (patrz rozdział dotyczący efektywności energetycznej). Polska planuje wprowadzenie rocznego opodatkowania w zależności od ekologiczności pojazdu.

Podjęto szereg działań mających na celu zmniejszenie wpływu gwałtownego wzrostu cen energii, obserwowanego w całej Europie w drugiej połowie 2021 roku. W listopadzie 2021 roku uchwalono pakiet środków o łącznym budżecie 1,1 miliarda euro. Obejmował on bon energetyczny (wyplata gotówki poprzez system pomocy społecznej w 2022 roku) oraz oddzielną miesięczną wyplata gotówki (do 300 euro rocznie w 2022 roku, przy szerokiej kwalifikowalności obejmującej 5,2 mln gospodarstw domowych). Ponadto paliwa transportowe zostały zwolnione z podatku detalicznego i opodatkowane najniższą akcyzą dopuszczalną na podstawie przepisów UE od grudnia 2021 do maja 2022 roku; podatek VAT został obniżony z 23% do 5% na energię elektryczną i z 23% do 8% na gaz ziemny i ogrzewanie miejskie od stycznia 2021 do marca 2022 roku.

Dotacje do paliw kopalnych

UE zobowiązała się do stopniowego wycofywania dotacji do energii, w tym dotacji do paliw kopalnych. KE co roku sporządza raport na temat postępów wszystkich państw członkowskich UE w zakresie wycofywania dotacji do energii, przy czym w raporcie z 2020 roku odnotowano, że od 2008 do 2018 roku roczne dotacje do paliw kopalnych w Polsce wzrosły z 0,5 miliarda euro do 1,8 miliarda euro i nieco poniżej 0,2% PKB (w porównaniu do średniej unijnej wynoszącej 0,4% PKB). Większość wzrostu dotacji do paliw kopalnych w Polsce pochodzi ze zwiększonego wsparcia dla sektora węglowego, który otrzymał największą część dotacji do energii w 2019 roku (KE, 2020a).

Spis środków wsparcia dla paliw kopalnych OECD wskazuje, że od 2010 do 2019 roku dotacje do paliw kopalnych w Polsce wzrosły z 1,15 mld euro do 1,76 mld euro, przy czym większość wzrostu wynika z dużego wzrostu dotacji do węgla. W 2019 roku 1,35 miliarda euro dotacji do paliw kopalnych przeznaczono na węgiel, następnie na ropę (0,4 miliarda euro) i tylko 3,1 miliona euro na gaz ziemny (OECD, 2021). W raporcie OECD zauważono, że dotacje do paliw kopalnych w Polsce pochodzą głównie z pokrycia przez państwo wszystkich kosztów likwidacji kopalń węgla oraz rozwiązania długoterminowych umów na zakup energii przez elektrownie węglowe. W 2018 roku udzielono znacznej pomocy na restrukturyzację sektora górnictwa węglowego.

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

Polski KPEiK i PEP2040 nie zawierają żadnych szczegółów ani zobowiązań do wycofania dotacji na paliwa kopalne. KPEiK wskazuje na finansowanie przez rząd nowych magazynów gazu ziemnego, a także finansowanie pojazdów napędzanych LNG i CNG oraz związanej z nimi infrastruktury paliwowej (ODI, 2019). Polski Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności również przewiduje 200 milionów euro na rozwój nowych magazynów gazu ziemnego.

Wodór

W 2018 roku Polska wyprodukowała ponad 1 mln ton wodoru i była trzecim co do wielkości producentem wodoru w UE po Niemczech i Holandii. Produkcja wodoru w Polsce opiera się głównie na reformingu parowym gazu ziemnego, a 90% wodoru jest wykorzystywane do produkcji amoniaku lub metanolu, lub do procesów rafineryjnych. Rząd widzi ważną rolę dla niskoemisyjnego wodoru w sektorze energetycznym. Cel 4. PEP2040 (rozwój rynków energii), zawiera ogólne cele, które wspierają utworzenie krajowego rynku wodoru.

W listopadzie 2021 roku Polska przyjęła Polską Strategię Wodorową do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Określa ona sześć kluczowych celów, które szczegółowo opisują plany, finansowanie oraz zmiany prawne i regulacyjne mające na celu wspieranie produkcji, magazynowania, transportu i wykorzystania niskoemisyjnego wodoru, ze szczególnym uwzględnieniem trudnych pod względem obniżenia emisyjności sektorów i zastosowań końcowych.

Cel 1. zmierza do tego, aby wodór odgrywał rolę w ogrzewaniu budynków poprzez wtlaczanie go do sieci gazu ziemnego oraz poprzez wykorzystanie w zakładach kogeneracyjnych wspierających ogrzewanie komunalne.

Celem jest również wykorzystanie wodoru w produkcji energii elektrycznej (turbiny na gaz ziemny i ogniwa paliwowe) oraz magazynowanie wodoru w celu wsparcia bilansowania sieci i zaspokojenia sezonowego zapotrzebowania na ciepło.

Cel 2. to wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie. Obejmuje on cele dotyczące 32 stacji tankowania wodoru i 250 autobusów napędzanych wodorem do 2025 r.; 1 000 autobusów napędzanych wodorem do 2030 r. oraz wykorzystanie wodoru lub paliw syntetycznych na bazie wodoru w samochodach ciężarowych, pociągach, statkach i lotnictwie.

Cel 3. to dekarbonizacja przemysłu, ze szczególnym uwzględnieniem sektorów, które nie mogą być bezpośrednio zelektryfikowane lub zasilane energią odnawialną. Cel ten wskazuje na produkcję stali na bazie wodoru w celu zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel oraz wodór jako alternatywę dla gazu ziemnego w procesach przemysłowych i surowcach. Celem na rok 2030 jest posiadanie pięciu lub więcej dolin wodorowych (klastrów przemysłowych z łańcuchem wartości produkcji, transportu i wykorzystania wodoru).

Cel 4. to niskoemisyjna produkcja wodoru. Określa cele co najmniej 50 megawatów (MW) mocy produkcyjnych wodoru niskoemisyjnego do 2025 r. i 2 GW do 2030 r. oraz ogólne cele dla produkcji gazów syntetycznych i amoniaku z wodoru niskoemisyjnego. Zwraca uwagę, że technologie produkcji wodoru powinny być wybierane na podstawie

najniższego poziomu emisji CO₂ i wspiera zarówno elektrolizę, jak i produkcję wodoru na bazie paliw kopalnych z wychwytywaniem i przechowywaniem dwutlenku węgla.

Cel 5. to bezpieczny i wydajny transport i dystrybucja wodoru, który wskazuje, że początkowo wodór będzie transportowany głównie drogami i koleją, ale określa ogólne cele dla transportu wodoru na dużą skalę do 2030 r. z wykorzystaniem zmodernizowanej infrastruktury gazowej i nowej dedykowanej infrastruktury wodorowej. Przewidziano również cel dotyczący projektów pilotażowych, w ramach których testowane będzie przechowywanie wodoru w kawernach solnych.

Cel 6. wzywa do stworzenia stabilnych ram prawnych definiujących rynek wodoru, transpozycji powiązanych przepisów UE i wprowadzenia zachęt do niskoemisyjnej produkcji wodoru do 2023 roku. W ramach tych starań Polska zamierza wprowadzić ustawę o wodorze w 2022 roku.

Rząd szacuje, że realizacja strategii wodorowej wymaga łącznych inwestycji publicznych i prywatnych w wysokości około 445 mln euro do 2025 roku i 3 mld euro do 2030 roku. W strategii wskazano kilka krajowych i unijnych źródeł finansowania. Na poziomie krajowym Program Wsparcia Technologii Wodorowych zapewni 220 mln euro (głównie dla dolin wodorowych); Program Nowa Energia zapewni 132 mln euro dla firm inwestujących w produkcję, transport, przechowywanie i wykorzystanie wodoru o zerowej emisji; a Program Uwodornienia Gospodarki będzie wspierał innowacyjne projekty wodorowe.

Finansowanie projektów wodorowych w Polsce odbywa się również za pośrednictwem kilku mechanizmów unijnych, w tym Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, Funduszu Odbudowy, InvestEU, Polityki Spójności, Instrumentu „Łącząc Europę”, Funduszu Innowacyjnego i programu "Horyzont Europa". W unijnym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności Polski przewidziano 800 milionów euro na produkcję, magazynowanie i transport wodoru. Polska zamierza również przyciągnąć inwestycje w wodór poprzez Projekty IPCEI.

W lipcu 2020 roku Minister Klimatu i Środowiska oraz kluczowe firmy z sektora energetycznego i transportowego podpisali list intencyjny w sprawie ustanowienia partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej oraz sektorowe porozumienie wodorowe. Porozumienie ma na celu określenie instrumentów legislacyjnych, organizacyjnych, instytucjonalnych i finansowych dla stworzenia polskiej gospodarki wodorowej. W ramach partnerstwa powołano sześć grup roboczych, które mają wspierać strategię wodorową.

W czerwcu 2021 roku polski koncern rafineryjny PKN ORLEN ogłosił plany budowy 250 MW mocy elektrolizy zasilanej energią wiatrową i słoneczną w sześciu węzłach wodorowych (trzy w Polsce, dwa w Czechach i jeden w Słowacji). Spółka planuje, aby jeden z węzłów w Polsce był zasilany z morskiego projektu wiatrowego Baltic Power o mocy 1,2 GW, w którym ORLEN posiada 51% udziałów. Plan zakłada również budowę trzech zakładów produkujących wodór z odpadów komunalnych w Płocku i Ostrołęce w Polsce i w Czechach oraz uruchomienie sieci stacji tankowania wodoru (54 w Polsce, 22 w Czechach i 26 w Republice Słowackiej). PKN ORLEN dąży do osiągnięcia rocznej zdolności produkcyjnej niskoemisyjnego wodoru na poziomie około 50 000 ton do 2030 roku (ORLEN, 2022). W grudniu 2020 roku państwowy koncern naftowo-gazowy PGNiG ogłosił plany wydania około 7 milionów euro na projekty związane z niskoemisyjnym wodorem, w tym na stację tankowania wodoru oraz badania nad produkcją wodoru i włączaniem go do sieci gazu ziemnego (PGNiG, 2020).

Równość płci w sektorze energetycznym

W 2020 r. Europejski Instytut ds. Równości Kobiet i Mężczyzn sklasyfikował Polskę na 24 miejscu w UE pod względem wskaźnika równości płci (EIGE, 2020). Polska poczyniła jednak postępy w zakresie likwidacji zróżnicowania wynagrodzenia ze względu na płeć, które w 2019 r. wynosiło 8,5% w porównaniu ze średnią UE wynoszącą 14,1% (KE, 2020b). Różnica w wynagrodzeniach kobiet i mężczyzn w polskim sektorze energetycznym jest niższa (5,1%) niż średnia krajowa i niższa niż różnice w wynagrodzeniach kobiet i mężczyzn w sektorach energetycznych Niemiec (20,8%), Francji (10,8%) i Czech (17,2%) (Eurostat, 2022). W 2019 roku kobiety stanowiły tylko 20% pracowników sektora energetycznego w Polsce. Średnia unijna (22,1%) jest tylko nieznacznie wyższa i w obu przypadkach kobiety pracujące w sektorze zajmują na ogół niżej opłacane stanowiska administracyjne o ograniczonej mocy decyzyjnej (Parlament Europejski, 2019).

Krajowy Program Działań na rzecz Równego Traktowania na lata 2021-2030 jest programem wieloletnim, który wyznacza cele strategiczne i priorytety działań na rzecz równego traktowania. Podczas przygotowywania programu zidentyfikowano następujące wyzwania dla równości kobiet i mężczyzn: niższy wskaźnik zatrudnienia kobiet; luka płacowa i luka emerytalna; niski odsetek kobiet na najwyższych stanowiskach; niski poziom kobiet w nauce, technologii, inżynierii i matematyce. Program wyznacza cele, aby sprostać tym wyzwaniom, ale nie ma prawnie wiążących celów.

Ocena

Polska dąży do dekarbonizacji dostaw energii poprzez rozwój energetyki odnawialnej, wprowadzenie energetyki jądrowej, elektryfikację i zwiększenie efektywności energetycznej. Duży nacisk kładzie się na bezpieczeństwo energetyczne i sprawliwą transformację, która utrzymuje dostęp do energii po przystępnych cenach, aby promować wzrost gospodarczy i chronić wrażliwych konsumentów i pracowników przemysłu węglowego. Głównym aspektem polityki energetycznej Polski jest zmniejszenie zależności od węgla, zwłaszcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ogrzewania budynków. Rola węgla w polskim systemie energetycznym zmalała. Jednak w 2021 r. produkcja energii elektrycznej z węgla (największe źródło zapotrzebowania na węgiel) odnotowała silny wzrost i stanowiła 79,7% całkowitej produkcji (wzrost z 68,5% w 2020 r.), ponieważ krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wróciło do poziomu sprzed wybuchu pandemii, a eksport energii elektrycznej wzrósł.

Zgodnie z dyrektywami UE i przepisami krajowymi, Polska przyjęła cele na rok 2020 i 2030 w zakresie emisji gazów cieplarnianych, odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej i połączeń międzysystemowych, które mają pomóc w osiągnięciu celów ogólnounijnych. Polska osiągnęła większość swoich celów na rok 2020; jednak trajektoria sektora energetycznego w 2021 r. (rosnące zapotrzebowanie, większe wykorzystanie paliw kopalnych i rosnące emisje) nie jest zgodna z trendami potrzebnymi do wsparcia celów polityki energetycznej Polski. Ponadto KE zauważyła, że cele Polski na rok 2030 w zakresie odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej są umiarkowanie ambitne. W grudniu 2020 r. cel redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej UE do 2030 r. został zwiększony z 40% do 55%. UE jest w trakcie opracowywania pakietu Fit for 55, zawierającego zwiększone cele dla odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej i innych obszarów w celu wsparcia nowego celu.

Polska powinna podjąć szybkie działania w celu zwiększenia swoich celów na rok 2030, zrewidować istniejące programy i opracować nowe środki, aby pomóc w osiągnięciu zwiększonych ambicji na rok 2030 w całej UE. Zmiany te powinny zostać odzwierciedlone jako oficjalna polityka w zaktualizowanych wersjach PEP2040 i KPEiK, aby zapewnić pewność inwestorom i przyspieszyć zrównoważoną transformację energetyczną. Rząd powinien zwiększyć zaangażowanie społeczeństwa obywatelskiego, przemysłu i środowisk akademickich na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym przy opracowywaniu i wdrażaniu polityki energetycznej, w tym przy niezbędnych aktualizacjach PEP2040 i KPEiK.

Rząd szacuje, że osiągnięcie celów energetycznych i klimatycznych na rok 2030 będzie wymagało inwestycji w wysokości 195 mld euro w latach 2021-2030 (3,5% rocznego PKB). Taki poziom inwestycji będzie wymagał znacznego wsparcia ze strony sektora prywatnego. Rząd musi zapewnić, że mechanizmy publicznego wsparcia finansowego są stabilne, przejrzyste i przewidywalne, aby skutecznie napędzać prywatne inwestycje w całym łańcuchu wartości energii. Wsparcie musi być również wyraźnie dopasowane do transformacji energetycznej i długoterminowej neutralności klimatycznej. Pomogłoby to zwiększyć zaufanie inwestorów, przyspieszyć realizację potrzebnych projektów i zmniejszyć ryzyko powstawania aktywów osieroconych.

Polska zamierza osiągnąć swoje cele energetyczne i klimatyczne poprzez rozwój energetyki odnawialnej, gazu ziemnego i elektryfikacji (zwłaszcza w transporcie) oraz poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej. Polska odniosła znaczący sukces w szybkim

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

wdrażaniu rozproszonych instalacji fotowoltaicznych, ma program produkcji energii wiatrowej na morzu, którego celem jest osiągnięcie 5,9 GW do 2030 r. i pracuje nad uruchomieniem produkcji energii jądrowej do 2033 r. Jednak wysiłki w zakresie elektryfikacji były mniej udane, a szczególną przeszkodą są słabości sieci dystrybucyjnej. Rząd współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) w celu poprawy niezawodności systemu dystrybucyjnego; wysiłki te powinny być ściśle monitorowane i wyraźnie powiązane ze wsparciem dla zwiększonej produkcji energii odnawialnej. Postęp w zakresie efektywności energetycznej jest powolny, a zasada „najpierw efektywność energetyczna” nie jest jasno wyrażona ani wspierana w kluczowych dokumentach politycznych. Rząd musi podjąć większe wysiłki, aby efektywność energetyczna była uwzględniana we wszystkich politykach i programach związanych z energią. Istnieją godne uwagi możliwości włączenia wsparcia dla efektywności energetycznej do udanych istniejących środków, takich jak program „Mój Prąd” i program „Czyste powietrze”.

Umowa społeczna stanowi historyczne porozumienie między rządem a przemysłem węglowym, wyznaczając pierwszy w historii cel stopniowego wycofywania się z wydobycia węgla kamiennego (z wyłączeniem węgla koksowego). Umowa społeczna zawiera plany hojnej pomocy publicznej w celu zmniejszenia skutków ekonomicznych i wsparcia procesu odchodzenia od węgla. Polska stara się również o unijne dofinansowanie w ramach programu Sprawiedliwa Transformacja dla regionów zależnych od węgla kamiennego i brunatnego. Umowa dopuszcza jednak wydobycie węgla kamiennego do 2049 roku i nie obejmuje dużego sektora węgla brunatnego w Polsce. Cele nie są zgodne ze zobowiązaniami Polski do realizacji celów UE w zakresie 55% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. i neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz nie odzwierciedlają rzeczywistości gospodarczej, w której węgiel staje się mniej konkurencyjny. Rząd musi opracować plan przejściowy dla całego łańcucha wartości węgla, który odzwierciedla potrzebę szybszej transformacji energetycznej do 2030 r., wspiera neutralność klimatyczną i zapewnia sprawiedliwą transformację.

Ponadto sektor węglowy otrzymuje duże wsparcie finansowe, zarówno na wydobycie, jak i na wytwarzanie energii. Wsparcie to ma formę zarówno bezpośredniej pomocy publicznej, jak i różnych mechanizmów, które zapewniają strumienie dochodów i uspołeczniają koszty i ryzyko działalności sektora węglowego. Analizy KE i OECD pokazują, że dotacje do paliw kopalnych w Polsce znacznie wzrosły i zbliżają się do 1,8 miliarda euro rocznie, z czego większość trafia do węgla. UE zobowiązała się do stopniowego wycofywania dotacji do energii, w tym dotacji do paliw kopalnych. Polski KPEiK i PEP2040 nie zawierają zobowiązań do wycofania dotacji do paliw kopalnych. Rząd powinien ocenić szeroki zakres wsparcia finansowego skierowanego do łańcucha wartości węgla i określić, w jaki sposób te środki można skuteczniej skierować na transformację energetyczną, zapewniając jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne.

Polska widzi dużą rolę gazu ziemnego we wspieraniu bezpiecznego odejścia od węgla, ale rola gazu w długoterminowej dekarbonizacji systemu energetycznego nie jest jasna. Istnieją pewne cele dotyczące dekarbonizacji dostaw gazu poprzez biometan, a strategia wodorowa przedstawia plany dotyczące niskoemisyjnego wodoru, ale plany te są zbyt skromne, aby zrównoważyć oczekiwania rządu dotyczące dużego wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny. Obecne duże uzależnienie od gazu w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz plany znacznej rozbudowy wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o gaz i sieci gazowej zwiększą zależność od importu energii i mogą powodować ryzyko utraty aktywów i narażenia na niestabilne ceny gazu. Inwestycje w sektorze gazu ziemnego powinny być ograniczone do obszarów, gdzie jest on niezbędnym

do wspierania bezpieczeństwa energetycznego i gdzie nie ma dostępnych czystych alternatyw. Rząd musi również opracować jasny plan pełnej dekarbonizacji dostaw gazu.

Polska jest zaangażowana w sprawiedliwą transformację, która utrzymuje wzrost gospodarczy i przystępny dostęp do energii w miarę zmniejszania się roli węgla. PEP2040 wyznacza cel zmniejszenia ubóstwa energetycznego do maksymalnie 6% gospodarstw domowych do 2030 r. (w porównaniu z 9,3% w 2019 r. i 10,1% w 2020 r.). W 2022 r. rząd znacznie rozszerzył dodatek energetyczny dla odbiorców wrażliwych, aby pokryć ich rachunki za energię elektryczną. Samo pokrycie kosztów energii nie rozwiąże kluczowych problemów powodujących wysokie rachunki za energię dla odbiorców o niskich dochodach, którzy często mieszkają w słabo izolowanych budynkach i nie mają środków finansowych na niezbędne remonty. IEA zaleca, aby rząd opracował holistyczny program redukcji ubóstwa energetycznego, z silnym naciskiem na efektywność energetyczną. Ważne jest również wykorzystanie taniego rozproszonego wytwarzania energii i wspólnot energetycznych, aby pomóc w obniżeniu rachunków za energię odbiorcom wrażliwym, dając im jednocześnie aktywną i upodmiotowioną rolę.

Polska jest w trakcie pełnej liberalizacji swoich rynków energetycznych. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są nadal regulowane, a liberalizacja rynku gazu jest w trakcie opracowywania. Wiele kluczowych podmiotów w polskim sektorze energetycznym to przedsiębiorstwa państwowe, które utrzymują dominującą pozycję na rynkach energii elektrycznej, ropy naftowej i gazu, zarówno na poziomie hurtowym, jak i detalicznym. Rząd powinien podjąć zdecydowane działania w celu usunięcia barier dla nowych firm i usług na rynkach energetycznych. Zwiększenie konkurencji jest jedną z kluczowych możliwości pomocy w obniżeniu kosztów energii, co przyniosłoby korzyści wszystkim konsumentom, w tym także tym, którzy borykają się z ubóstwem energetycznym.

Ponadto, rząd powinien umożliwić konsumentom dokonywanie świadomych wyborów dotyczących ich dostawców energii. Obecnie konsumenci rzadko zmieniają dostawców ze względu na nieprzejrzyste rachunki za energię, regulowane taryfy i brak narzędzi porównawczych. Ponadto, obecni na rynku dostawcy są zbyt blisko związani z OSD, więc konsumenci nie widzą różnicy między dostawcami a OSD. W takich warunkach konsumenci nie mogą działać jako siła napędowa dla konkurencji.

Rząd powinien przyjąć kompleksowy plan pobudzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, który zmniejszy dominację przedsiębiorstw zasiedziały, zlikwiduje ceny regulowane i ułatwi wejście na rynek nowym podmiotom poprzez wprowadzenie dobrze funkcjonującego narzędzia porównywania cen i mechanizmu dostawcy z urzędu, a także zautomatyzowanych procedur zmiany sprzedawcy; umożliwi małym i średnim przedsiębiorstwom prywatnym udział w alokacji mocy i zastosuje odpowiednie środki w celu zwiększenia płynności na rynkach hurtowych i detalicznych. Obecne plany nowelizacji Prawa energetycznego i ustawy o odnawialnych źródłach energii są zgodne z potrzebnymi zmianami i IEA zachęca rząd do szybkiego uchwalenia i wdrożenia nowelizacji.

Polska podjęła pewne kroki w celu dostosowania opodatkowania energii do celów klimatycznych i energetycznych. W 2019 r. wprowadzono podatek od emisji dla oleju napędowego i benzyny wykorzystywanych w transporcie, przy czym 95% dochodów trafia do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który współfinansuje różne programy transformacji energetycznej. Jednak ogólne ceny energii w Polsce nie są dobrze dostosowane do celów transformacji energetycznej, istnieją liczne

2. OGÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA

ulgi podatkowe i mechanizmy wsparcia obniżające koszt paliw kopalnych. Polska opłata za emisję ma dobry zasięg w całej gospodarce, ale jest zbyt niska, aby znacząco wpłynąć na ceny energii. Kilka programów wsparcia dla transformacji energetycznej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej przenosi koszty bezpośrednio na konsumentów końcowych, co zmniejsza zachęty do elektryfikacji. Rząd musi lepiej dostosować sygnały cenowe do celów transformacji energetycznej, np. poprzez zwiększenie opłaty za emisję, przy jednoczesnym zapewnieniu odbiorcom wrażliwym środków niezbędnych do uzyskania dostępu do energii po przystępnej cenie.

Odpowiedź Polski na wpływ pandemii Covid-19 na sektor energetyczny jest skierowana głównie poprzez unijny Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności. Polska przedłożyła swój plan KE w maju 2021 r., wnioskując o 36 miliardów euro (w tym dotacje i pożyczki), z godnymi uwagi projektami dotyczącymi morskiej energetyki wiatrowej, wodoru i gazu ziemnego. Plan Polski nie został jeszcze zatwierdzony przez KE. Ponieważ środki muszą zostać wydane do 2026 roku, rząd powinien być gotowy do szybkiego rozdysponowania środków z odzysku w sposób skuteczny i efektywny oraz zabezpieczyć przyszłe finansowanie krajowe dla tych programów, aby mogły być kontynuowane po 2026 roku. Rząd powinien również rozdysponować te środki w taki sposób, aby zmaksymalizować inwestycje sektora prywatnego.

Rekomendacje

- Aktualizacja Polityki energetycznej Polski do 2040 r. i Krajowego planu na rzecz energii i klimatu o cele i środki wspierające zwiększone ambicje klimatyczne i energetyczne UE, odzwierciedlające rozwój rynku energii, innowacje techniczne i wzrost cen węgla w Europie.
- Zapewnienie stabilnego, przejrzystego i przewidywalnego publicznego wsparcia finansowego w celu pobudzenia prywatnych inwestycji w całym łańcuchu wartości energii zgodnie z długoterminową neutralnością klimatyczną.
- Przegląd ram regulacyjnych w celu zwiększenia konkurencji na rynku energii, zapewnienia równych szans wszystkim uczestnikom rynku oraz wzmocnienia pozycji konsumentów i otwarcia rynków dla nowych inwestorów i usług.
- Dostosowanie podatków, regulacji rynku i środków wsparcia finansowego w taki sposób, aby ceny energii stymulowały zachowania i inwestycje wspierające sprawiedliwą transformację energetyczną, zwiększające elastyczność systemu i zmniejszające ryzyko powstania aktywów osieroconych.
- Opracowanie planu przejściowego dla całego łańcucha wartości węgla, który odzwierciedla potrzebę szybszej transformacji energetycznej do 2030 r., wspiera neutralność klimatyczną i zapewnia sprawiedliwą transformację.

Odniesienia

- ACER (Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki) (2020), ACER Market Monitoring Report 2019: Energy Retail and Consumer Protection Volume, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Energy%20Retail%20and%20Consumer%20Protection%20Volume.pdf
- BIP (Ministerstwo Klimatu i Środowiska) (2021), Polityka surowcowa państwa (strona internetowa), <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polityka-surowcowa-panstwa>
- KE (Komisja Europejska) (2021), Instrument na rzecz odbudowy i zwiększania odporności: Polska przedkłada oficjalny plan odbudowy i zwiększania odporności, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_2221
- KE (2020a), Raport końcowy Dotacje energetyczne, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/92ae71b0-173a-11eb-b57e-01aa75ed71a1/language-en>
- WE (2020b), Poziomy zróżnicowania wynagrodzenia ze względu na płeć różnią się znacznie w UE, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Gender_pay_gap_statistics#Gender_pay_gap_higher_in_the_private_sector
- EIGE (Europejski Instytut ds. Równości Płci) (2020), Wskaźnik Równości Płci 2020 Polska, https://eige.europa.eu/sites/default/files/documents/20203357_mhag20010enn_002.pdf
- Eurostat (2022), Różnica w wynagrodzeniach kobiet i mężczyzn w formie nieskorygowanej według działalności KPEiK Rew. 2 (baza danych), https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/EARN_GR_GPGR2_custom_90502/default/table?lang=en (dostęp: 17 marca 2022)
- Parlament Europejski (2019), Kobiety, równość płci i transformacja energetyczna w UE, [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2019/608867/IPOL_STU\(2019\)608867_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2019/608867/IPOL_STU(2019)608867_EN.pdf)
- IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Światowe bilanse energetyczne (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (dostęp: 18 lutego 2022)
- ODI (Overseas Development Institute) (2019), Dotacje na paliwa kopalne w projektach krajowych planów energetycznych i klimatycznych UE, <https://cdn.odi.org/media/documents/12895.pdf>
- OECD (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju) (2021), Wykaz środków wsparcia dla paliw kopalnych OECD: Wskazówki dla poszczególnych krajów, <https://doi.org/10.1787/5a3efe65-en>
- ORLEN (2022), Informacje prasowe (strona internetowa), <https://www.orklen.pl/en/about-the-company/media/press-releases-categories/all>
- PGNiG (2020), PGNiG uruchamia nowy program wodorowy (strona internetowa), <https://en.pgnig.pl/news/-/news-list/id/pgnig-launches-new-hydrogen-program/newsGroupId/1910852>
- Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2021), Ubóstwo energetyczne 2020, <https://www.gov.pl/attachment/98c097e4-f2ea-4adf-9b05-e3bd8ba7e24c>
- Polska, Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej (2021), 25 mld euro z funduszy europejskich na infrastrukturę, klimat, środowisko - czekamy na Państwa głos (strona internetowa), <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/fundusze-na-lata-2021-2027/aktualnosci/25-mld-euro-z-funduszy-europejskich-na-infrastrukture-klimat-srodowisko-czekamy-na-twoj-glos>

3. Energetyka i zmiany klimatyczne

Podstawowe dane

Emisja GHG bez LULUCF (2019): 390,8 Mt CO₂-eq, -3,6% od 2005 roku, -17,9% od 1990 roku

Emisja GHG z LULUCF (2019): 375,7 Mt CO₂-eq, +5,8% od 2005 roku, -15,7% od 1990 roku

Emisje CO₂ związane z energią (2020):

Emisje CO₂ ze spalania paliw: 271,5 Mt CO₂, -7% od 2010 do 2019 roku, -5% od 2019 do 2020 roku

Emisja CO₂ według paliw: węgiel 57,7%, ropa naftowa 28,3%, gaz ziemny 12,0%, odpady nieodnawialne 2,0%

Emisja CO₂ według sektorów: produkcja energii elektrycznej i ciepła 43,5%, transport 22,6%, przemysł 20,1%, budynki 13,8%

Intensywność CO₂ na PKB: 0,226 kg CO₂/USD (średnia ważona IEA 0,188 kg CO₂/USD)

Podsumowanie

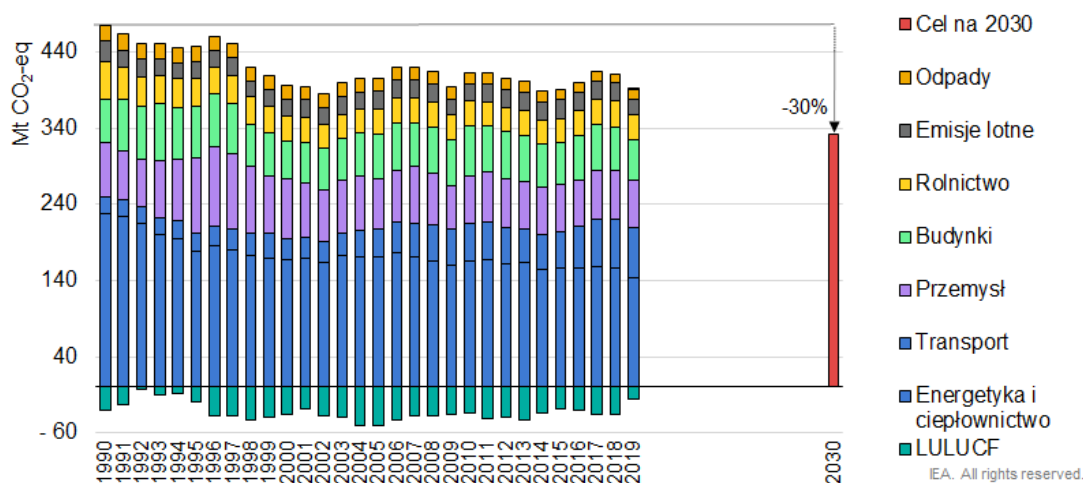
Wysoki udział węgla w wytwarzaniu energii w Polsce stawia ją na drugim miejscu wśród krajów członkowskich IEA pod względem intensywności emisji CO₂ w wytwarzaniu energii i na czwartym miejscu pod względem intensywności emisji CO₂ w gospodarce. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w Polsce jest w dużym stopniu uzależniona od węgla (82% produkcji w 2021 r.) i jest głównym źródłem emisji CO₂ (58% w 2020 r.). W latach 2005-2019 całkowita emisja gazów cieplarnianych z wyłączeniem LULUCF zmniejszyła się nieznacznie, z 405 milionów ton równoważnika CO₂ (Mt CO₂-eq) do 391 Mt CO₂-eq, zgodnie ze stopniowym spadkiem udziału węgla w systemie energetycznym. Emisje podlegają jednak znacznym rocznym wahaniom, np. w 2017 r. wyniosły 415 Mt CO₂-eq, co było spowodowane głównie wyższymi emisjami z przemysłu i transportu (Rysunek 3.1). Pandemia Covid-19 znacznie zmniejszyła emisje GHG, głównie dzięki niższym emisjom w transporcie; jednak całkowite emisje GHG ponownie wzrosły w 2021 r., ponieważ powróciło zapotrzebowanie na energię i zwiększył się udział wytwarzania energii z węgla.

W PEP2040 wyznaczono cel zmniejszenia całkowitej emisji CO₂ (bez LULUCF) do 241 milionów ton (Mt) do 2030 r. (30% redukcji w stosunku do poziomu z 1990 r.). Zgodnie z regulacjami UE, Polsce wyznaczono cel zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych poza systemem EU ETS o 7% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 2005 r. Środki podejmowane przez Polskę w celu zmniejszenia emisji koncentrują się na zmniejszeniu intensywności węglowej wytwarzania energii oraz zwiększeniu efektywności energetycznej i elektryfikacji

3. ENERGETYKA I ZMIANY KLIMATYCZNE

popytu. Kluczowe środki mające na celu obniżenie emisji gazów cieplarnianych obejmują zmniejszenie produkcji energii z węgla, zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza z morskiej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, oraz wdrożenie energetyki jądrowej. Wysiłki zmierzające do zmniejszenia emisji z budynków koncentrują się na odejściu od ogrzewania węglowego. Wysiłki zmierzające do zmniejszenia emisji z transportu koncentrują się na elektryfikacji transportu drogowego i odejściu od samochodów osobowych na rzecz transportu publicznego i aktywnej mobilności. Działania mające na celu obniżenie emisji przemysłowych koncentrują się na zwiększeniu efektywności energetycznej.

Rysunek 3.1 Emisje gazów cieplarnianych według sektorów w Polsce, lata 2000-2019 i cel na rok 2030



Źródło: UNFCCC (2021).

LULUCF w Polsce w przeszłości działał jako istotny pochłaniacz emisji, zmniejszając ogólne emisje GHG średnio o 37,8 Mt CO₂-eq rocznie w latach 2000-2018. W 2019 r. redukcja emisji z LULUCF spadła do zaledwie 15 Mt CO₂-eq w wyniku znacznych szkód w polskich lasach spowodowanych przez ekstremalne burze. Rząd szacuje, że redukcje emisji z LULUCF będą się zmniejszać w dłuższej perspektywie ze względu na zaawansowany wiek polskich lasów i coraz większy wpływ zmian klimatu na ich zdrowie.

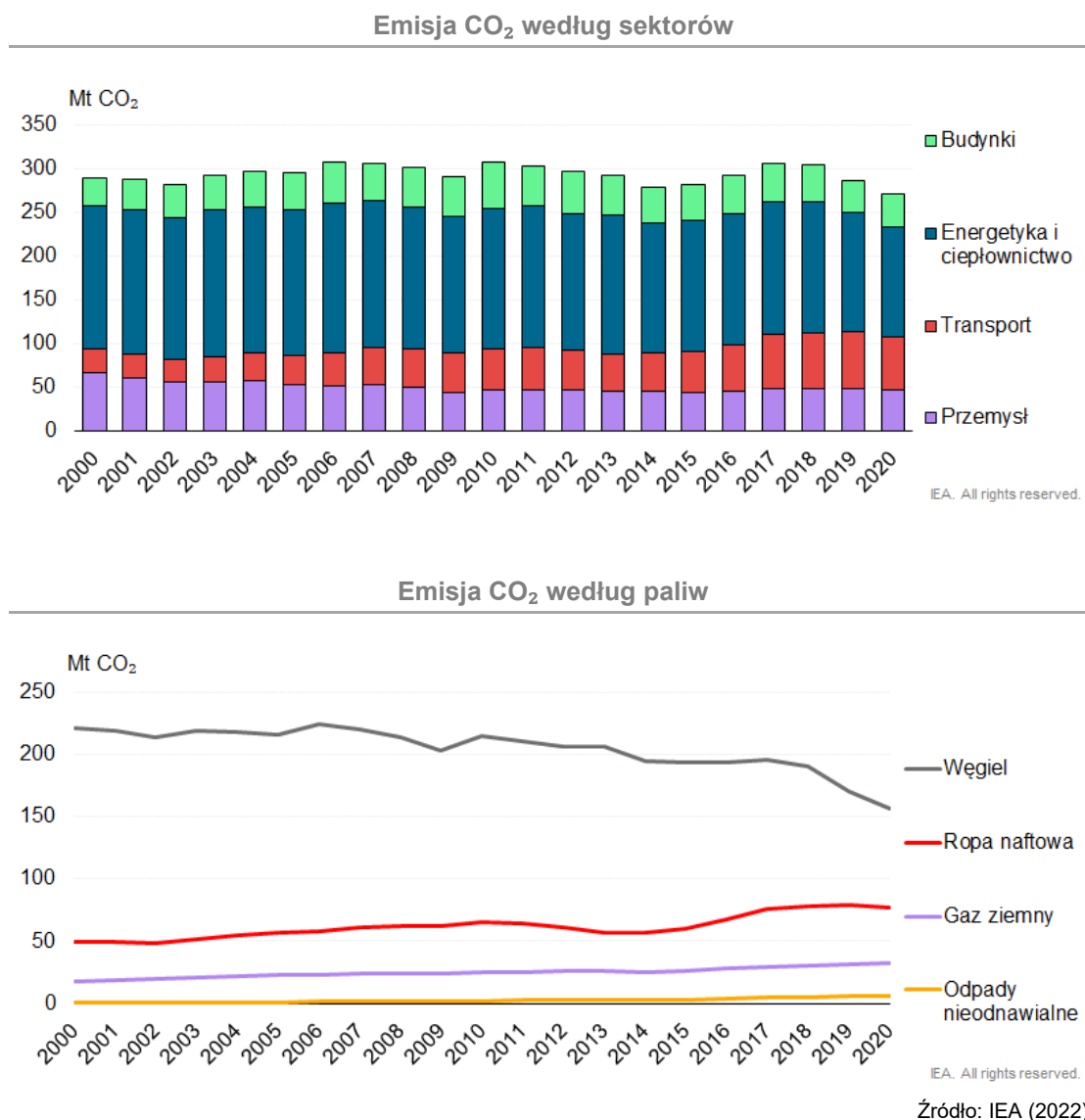
Emisje CO₂ związane z energią

W latach 2010-2020 związane z energią emisje CO₂ w Polsce zmniejszyły się z 308 Mt CO₂ do 271 Mt CO₂, przy czym pandemia Covid-19 przyspieszyła trend spadku emisji, który rozpoczął się w 2018 r. (Rysunek 3.2). Jednak w 2021 roku emisje wzrosły, co było spowodowane ponownym wzrostem zapotrzebowania na energię i znacznym wzrostem udziału produkcji energii z węgla. Największa część emisji związanych z energią w Polsce pochodzi z energetyki i ciepłownictwa (43% w 2020 r.), następnie z transportu (23%), przemysłu (20%) i budynków (14%).

W latach 2010-2018 emisje z energetyki i ciepłownictwa spadły z 155 Mt CO₂ do 143 Mt CO₂, co było spowodowane mniejszym zużyciem węgla i wzrostem produkcji ze źródeł

odnawialnych (głównie z lądowej energetyki wiatrowej). W 2019 r. emisje z energetyki i ciepłownictwa gwałtownie spadły do 130 Mt CO₂, ponieważ wytwarzanie energii z węgla zmniejszyło się o 9%, a w 2020 r. spadły jeszcze bardziej do 118 Mt CO₂, ponieważ spadek został zaostrożony przez pandemię Covid-19. W latach 2010-2020 emisje w sektorze przemysłu wzrosły z 53 Mt CO₂ do 55 Mt CO₂, przy czym nieco niższe zapotrzebowanie na węgiel zostało zrównoważone przez wyższe zapotrzebowanie na ropę naftową i gaz ziemny; emisje z budynków spadły z 52 Mt CO₂ do 37 Mt CO₂, co było spowodowane głównie niższym zapotrzebowaniem na węgiel w budynkach mieszkalnych i wyższym zużyciem energii elektrycznej.

W latach 2010-2019 emisje w sektorze transportu wzrosły z 47 Mt CO₂ do 64 Mt CO₂, głównie z powodu wzrostu zapotrzebowania na transport drogowy, który jest napędzany prawie wyłącznie produktami ropopochodnymi. Emisje z transportu spadły o 5% do 61 Mt CO₂ w 2020 roku, w wyniku ograniczeń spowodowanych pandemią Covid-19. Zauważalny spadek i odbicie w danych dotyczących emisji z transportu w latach 2010 i 2015 nie odzwierciedlają dokładnie rzeczywistych emisji z transportu, ale były spowodowane sprzedażą paliw transportowych w szarej strefie; ponieważ sprzedaż nie była zgłaszana, nie można było obliczyć związanych z nią emisji. Działania legislacyjne i egzekucyjne podjęte w 2016 roku pomogły znacznie ograniczyć nielegalną sprzedaż i zapewnić lepsze raportowanie rzeczywistego zapotrzebowania na paliwa, co znajduje odzwierciedlenie w zauważalnych wzrostach emisji z transportu w 2016 i 2017 roku.

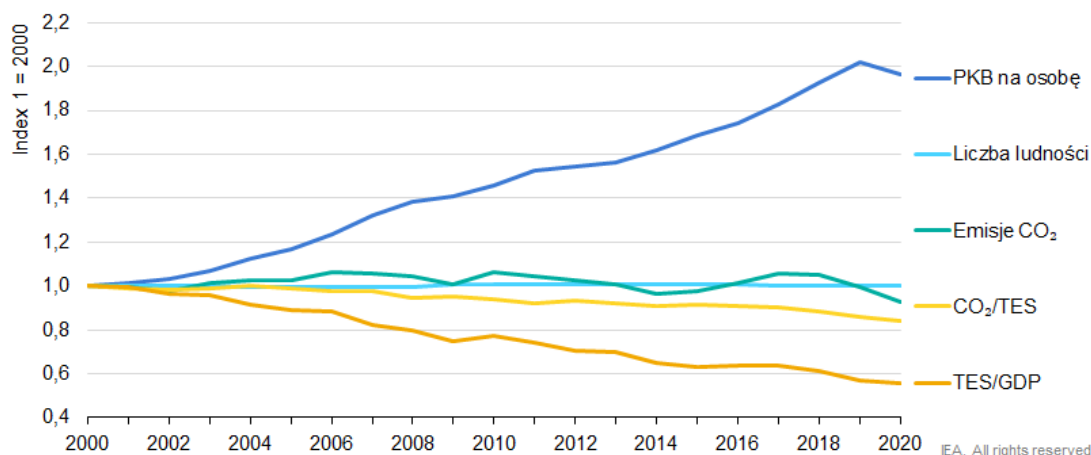
Rysunek 3.2 Emisje CO₂ związane z energią według sektorów i paliw w Polsce, 2000-2020

Emisje CO₂ związane z energią w Polsce pochodzą głównie z węgla (58% w 2020 roku), który jest wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej, ogrzewania budynków i przez przemysł. Ropa naftowa odpowiadała za 28% emisji związanych z energią, głównie z transportu, następnie z przemysłu i niewielkiego udziału w ogrzewaniu budynków. Gaz ziemny odpowiadał za 12% emisji związanych z energią, przy czym większość emisji CO₂ związanych z gazem pochodziła z przemysłu, ogrzewania budynków mieszkalnych i kogeneracji. W latach 2010-2020 emisja CO₂ z węgla zmniejszyła się z 215 Mt CO₂ do 157 Mt CO₂, podczas gdy emisja CO₂ z ropy naftowej wzrosła ogółem z 63 Mt CO₂ do 77 Mt CO₂, a emisja CO₂ z gazu ziemnego wzrosła z 26 Mt CO₂ do 33 Mt CO₂.

Czynniki powodujące emisję CO₂ i intensywność emisji dwutlenku węgla

PKB na mieszkańca Polski wzrósł w latach 2000-2019 o imponujące 102%, ale w latach 2019-2020 odnotował znaczny spadek o 3% w wyniku pandemii Covid-19. W latach 2010-2020 liczba ludności Polski nieznacznie spadła z 38,5 mln do 38,3 mln (Rysunek 3.3). Pomimo silnego wzrostu PKB, emisja CO₂ była stosunkowo stabilna, z zauważalnym spadkiem w latach 2018-2020, co odzwierciedla spadek intensywności węglowej gospodarki i zaopatrzenia w energię. Od 2010 do 2020 roku energochłonność gospodarki (TES/PKB) spadła o 27%, a intensywność węglowa zaopatrzenia w energię (CO₂/TES) spadła o 11%. Pomimo ostatniej poprawy, wysoki udział węgla w zaopatrzeniu w energię w Polsce stawia ją na drugim miejscu wśród krajów członkowskich IEA pod względem intensywności CO₂ w zaopatrzeniu w energię, na poziomie 65 t CO₂ na teradzul (TJ) w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 50 t CO₂/TJ w 2020 r., oraz na czwartym miejscu pod względem intensywności CO₂ w gospodarce (226 t CO₂ na milion USD w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 188 t CO₂ na milion USD).

Rysunek 3.3 Emisje CO₂ związane z energią i główne czynniki sprawcze w Polsce, 2000-2020



IEA. All rights reserved.

Źródło: IEA (2021).

Cele klimatyczne

Polska ma cele dotyczące emisji gazów cieplarnianych na lata 2020 i 2030, które są określone w dyrektywach UE. Emisje CO₂, tlenków azotu (NO_x) i perfluorowęglowodorów z dużych polskich elektrowni, energochłonnych zakładów przemysłowych i krajowego lotnictwa są regulowane w ramach systemu ETS, który wykorzystuje zbywalne uprawnienia do emisji w celu doprowadzenia do redukcji emisji w instalacjach objętych systemem ETS w UE, Islandii, Liechtensteinie i Norwegii. System ETS ma na celu zmniejszenie emisji z instalacji podlegających regulacji o 21% do 2020 roku i o 43% do 2030 roku (w obu przypadkach w stosunku do poziomu z 2005 roku). Wszystkie pozostałe emisje gazów cieplarnianych w Polsce (nieobjęte systemem ETS) podlegają celowi na 2020 r. zgodnie z decyzją UE w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESD) oraz celowi na 2030 r. zgodnie z rozporządzeniem UE w sprawie wspólnego wysiłku

3. ENERGETYKA I ZMIANY KLIMATYCZNE

redukcyjnego (ESR). Wspólnie ETS, ESD i ESR mają na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w całej UE o 20% do 2020 r. i o 55% do 2030 r. (w obu przypadkach w stosunku do poziomu z 1990 r.). W 2019 r. 53% emisji gazów cieplarnianych w Polsce pochodziło ze źródeł nieobjętych systemem ETS, przy czym największy udział miały transport (36%) i budynki (30%) (EEA, 2021).

W ramach ESD Polska ma cel ograniczenia *wzrostu* emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych ETS do 2020 roku do 14% w stosunku do poziomu z 2005 roku. W 2018 r. emisje nieobjęte systemem handlu uprawnieniami do emisji były w Polsce o 21% wyższe niż w 2005 r. Jest jednak prawdopodobne, że Polska z niewielkim marginesem osiągnie swój cel ESD na 2020 r., zgodnie z unijnymi zasadami rozliczania, które pozwalają na wykorzystanie jednostek z lat, w których emisje były poniżej rocznych celów ESD, do skompensowania deficytów z lat, w których emisje przekraczały cele roczne (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 Emisje gazów cieplarnianych nieobjętych ETS w Polsce i cele, 2013-2020

Emisje nieobjęte ETS (Mt CO ₂ -eq)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Roczny budżet emisyjny	194	195	196	197	200	202	203	205
Zatwierdzone roczne emisje	186	182	187	199	212	213	209	202*
Skumulowane kredyty netto na kompensację emisji	7,5	20,9	30,3	29,0	17,4	6,1	0,1	

*Dane tymczasowe z Eurostatu (2022), potwierdzone emisje nie są dostępne dla roku 2020.

Zgodnie z ESR, polski KPEiK określa cel redukcji emisji gazów cieplarnianych nieobjętych ETS o 7% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 2005 r. Oprócz celów wynikających z dyrektyw UE, PEP2040 ustanawia cel zmniejszenia całkowitej emisji CO₂ (z wyłączeniem LULUCF) do 241 Mt do 2030 r. (redukcja o 30% w stosunku do poziomów z 1990 r.). W grudniu 2020 r. ogólnounijny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych został zwiększony z 40% do 2030 r. do 55%. Polska prawdopodobnie będzie musiała zwiększyć swoje cele w zakresie emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. (wraz z celami dotyczącymi odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej), aby wesprzeć nowy ogólnounijny cel redukcji emisji o 55%.

Polityka klimatyczna i działania

Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest odpowiedzialne za realizację polityki klimatycznej Polski we współpracy z innymi ministerstwami i podmiotami w całym rządzie. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) jest głównym podmiotem wspierającym Ministerstwo Klimatu i Środowiska w zakresie polityki klimatycznej. KOBiZE monitoruje, analizuje i raportuje realizację działań na rzecz klimatu. Jest odpowiedzialny za opracowanie krajowych inwentaryzacji i prognoz przyszłych emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza oraz sporządzanie krajowych komunikatów i raportów wymaganych przez UE i UNFCCC.

Działania Polski w zakresie redukcji emisji koncentrują się na zmniejszeniu intensywności węglowej zaopatrzenia w energię (zwłaszcza zmniejszeniu zapotrzebowania na węgiel) oraz zwiększeniu efektywności energetycznej w całej gospodarce. Kluczowe środki mające na celu obniżenie emisji gazów cieplarnianych obejmują zmniejszenie produkcji energii z węgla, zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza z

morskiej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, oraz wdrożenie energetyki jądrowej (patrz Rozdziały 5 i 7). Wysiłki zmierzające do zmniejszenia emisji z budynków koncentrują się na odchodzeniu od ogrzewania węglowego i na zwiększaniu efektywności cieplnej (patrz Rozdział 4).

Redukcje emisji z transportu są wspierane przez programy mające na celu zwiększenie przechodzenia na pojazdy elektryczne i przesunięcie modalne z samochodów prywatnych (patrz Rozdział 4). Zgodnie z przepisami UE, Polska ustala normy emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych i nowych lekkich samochodów dostawczych. Od 1 stycznia 2020 r. nowe samochody osobowe nie mogą emitować więcej niż średnio 95 gramów CO₂ na kilometr (g CO₂/km), natomiast nowe lekkie samochody dostawcze nie mogą emitować więcej niż 147 g CO₂/km. Podejmowane są wysiłki na rzecz wprowadzenia rocznego opodatkowania w zależności od oddziaływania pojazdu na środowisko.

Środki wspierające niższe emisje przemysłowe koncentrują się głównie na zwiększeniu efektywności energetycznej i obejmują obowiązkowe audyty energetyczne (patrz Rozdział 4). Polska widzi również rolę dla niskoemisyjnego wodoru w ograniczaniu emisji z sektorów i zastosowań końcowych trudnych do dekarbonizacji. Strategia wodorowa, przyjęta w listopadzie 2021 r., przedstawia rządową wizję wodoru w Polsce (patrz Rozdział 2). Polityka fiskalna również wspiera redukcję emisji dzięki zwolnieniom na inwestycje związane z renowacją budynków oraz dzięki zwolnieniu z akcyzy na energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł odnawialnych i opłatom rejestracyjnym za pojazdy, które faworyzują pojazdy nisko- i bezemisyjne (patrz Rozdziały 2 i 4).

Oплаты za emisje dwutlenku węgla

Polski system opłat za emisję dwutlenku węgla opiera się głównie na systemie EU ETS, z niewielkim komponentem pochodzącym z krajowej opłaty za emisję. W 2019 r. system ETS obejmował około 47% emisji w Polsce, przy czym emisje objęte systemem ETS pochodziły z 689 instalacji (183,7 Mt CO₂-eq) i 7 krajowych linii lotniczych (1,1 Mt CO₂-eq). Przepisy UE wymagają, aby środki finansowe w wysokości co najmniej 50% przychodów z uprawnień ETS były przeznaczane na modernizację systemu energetycznego i redukcję emisji gazów cieplarnianych. Od 2020 r. sprzedaż uprawnień do emisji w ramach systemu ETS na aukcji zasiliła budżet Polski kwotą około 4,5 mld euro.

Rząd szacuje, że ceny uprawnień w systemie ETS będą w przyszłości znacznie wyższe, a przychody z uprawnień w 4. fazie systemu ETS (2021-30) wyniosą łącznie 21,8 mld euro (wartość ta może być znacznie wyższa, jeżeli ceny w systemie ETS będą nadal rosły). W marcu 2021 r. rząd ogłosił, że 40% przychodów z uprawnień w 4. fazie ETS w Polsce zostanie skierowane na Fundusz Transformacji Energetyki, który rozpocznie działalność w 2022 r. w celu modernizacji sektora energetycznego.

Na mocy odstępstwa od systemu ETS instalacje wytwarzające energię elektryczną w Polsce i siedmiu innych krajach członkowskich UE w Europie Środkowo-Wschodniej mogą otrzymywać bezpłatne uprawnienia do emisji. W przypadku 4. fazy systemu ETS (2021-30) Polska zdecydowała się nie korzystać z odstępstwa i od 2021 r. objęte systemem ETS instalacje wytwarzające energię elektryczną w Polsce muszą nabywać uprawnienia do całości swoich emisji. Faza 4 systemu ETS obejmuje również Fundusz Modernizacyjny, który wspiera dziesięć państw członkowskich UE o niższych dochodach (w tym Polskę) w ich transformacji energetycznej poprzez zapewnienie środków na modernizację systemów

energetycznych i poprawę efektywności energetycznej. Obejmuje to inwestycje w energetykę odnawialną, efektywność energetyczną, magazynowanie energii, sieci energetyczne i sprawiedliwą transformację w regionach zależnych od węgla. Polska jest uprawniona do prawie 44% wpływów Funduszu Modernizacyjnego (KE, 2021a).

UE przeprowadza dalszą aktualizację systemu ETS w celu dostosowania go do zwiększonych ogólnounijnych ambicji w zakresie redukcji emisji do 2030 r., co może mieć konsekwencje dla instalacji objętych systemem ETS w Polsce. Oprócz systemu ETS, w Polsce obowiązuje krajowa opłata emisyjna obejmująca niektóre rodzaje emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce. Instalacje objęte systemem ETS nie wnoszą opłaty za emisje, które wymagają zakupu uprawnień w ramach systemu ETS. W 2021 roku opłata za emisję wynosiła około 0,07 euro/t CO₂ i metanu (CH₄), 20 euro/t dla NO_x i 7 euro/kg dla sześciofluorku siarki i perfluorowęglowodorów. Opłata za emisję jest indeksowana o inflację, co powoduje jej stopniowy niewielki wzrost.

Od 2010 do 2019 roku opłata za emisję CO₂ wzrosła z 0,05 euro/t do 0,07 euro/t. Opłata za emisję jest jednak znacznie niższa od ceny ETS, która w 2021 roku osiągnęła 89 euro/t CO₂.

Strategia długoterminowa

W marcu 2020 r. UE przedstawiła UNFCCC długoterminową strategię, której celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej całej UE do roku 2050. Polski rząd popiera cel neutralności klimatycznej UE do 2050 roku, ale zaznaczył, że osiągnięcie neutralności klimatycznej na poziomie krajowym do 2050 roku będzie wyzwaniem ze względu na historyczne uzależnienie od węgla i trudności w dostępie do kapitału inwestycyjnego potrzebnego do transformacji energetycznej. Polska zobowiązała się do zmniejszenia intensywności emisji w gospodarce i osiągnięcia neutralności klimatycznej zgodnie z Porozumieniem paryskim.

Zgodnie z przepisami UE, Polska jest zobowiązana do opracowania długoterminowej strategii energetycznej i klimatycznej odzwierciedlającej cel neutralności klimatycznej UE na rok 2050. Ministerstwo Rozwoju i Technologii, we współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, przygotowuje długoterminową Strategię Transformacji do Gospodarki Neutralnej Klimatycznie. Strategia ta będzie kompleksowym dokumentem opisującym możliwe ścieżki redukcji emisji bez importu energii na dużą skalę. Scenariusze transformacji będą zgodne z KPEiK i PEP2040 i będą oparte na efektywności energetycznej, odnawialnych źródłach energii i elektryfikacji transportu.

Emisja metanu

CO₂ jest głównym gazem cieplarnianym w Polsce (81,8% emisji w 2019 r.), następnie metan (11,8%) i podtlenek azotu (5,4%). Emisja metanu (bez LULUCF) wyniosła w 2018 roku 1,95 Mt, co odpowiada 48,75 Mt CO₂-eq. Głównym źródłem emisji metanu w Polsce jest emisja lotna z paliw (39%), następnie rolnictwo (30%) i odpady (23%). Emisje lotne metanu z paliw pochodzą głównie z kopalni węgla kamiennego i brunatnego (33,8% całkowitej emisji metanu) oraz z instalacji ropy naftowej i gazu ziemnego (5,5%).

Obecne przepisy dotyczące metanu w Polsce odnoszą się głównie do utrzymania bezpieczeństwa instalacji gazu ziemnego. Nie ma celów dotyczących redukcji emisji metanu z sektora energetycznego. Emisje metanu nie są objęte systemem ETS ani opłatą emisyjną w Polsce. Rząd aktualizuje przepisy techniczne dotyczące projektowania i eksploatacji instalacji gazu ziemnego, a jednym z celów jest zmniejszenie wycieków metanu. Rząd wprowadził środki wspierające wykorzystanie metanu z pokładów węgla do produkcji energii elektrycznej i ciepła (metan powstający podczas wydobywania węgla jest obecnie spalany lub wydostaje się na zewnątrz jako emisje lotne). Prowadzone są projekty pilotażowe mające na celu wychwytywanie i wykorzystanie metanu z wydobywania węgla, a także projekty mające na celu wydobywanie metanu z pokładów węgla, nawet jeśli węgiel nie jest wydobywany (patrz Rozdział 8).

Strategia UE w zakresie metanu ma na celu zmniejszenie emisji metanu o 35-37% do 2030 roku (w stosunku do poziomu z 2005 roku), aby wesprzeć niedawno przyjęty cel UE dotyczący zmniejszenia całkowitej emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku. Przewiduje się, że obecna polityka UE zmniejszy emisję metanu tylko o 29% do 2030 roku. W lutym 2021 r. KE rozpoczęła konsultacje społeczne w sprawie redukcji emisji metanu z sektora energetycznego i planuje wykorzystać wyniki tych konsultacji do przygotowania przepisów wspierających dalsze redukcje emisji metanu w sektorze energetycznym (KE, 2021b).

W Polsce trwają działania na rzecz ograniczenia emisji metanu w sektorze energetycznym. Gaz-System, operator systemu przesyłowego gazu ziemnego (OSP), jest partnerem w ramach Partnerstwa Metanu z Ropy i Gazu (OGMP). OGMP to wielostronne partnerstwo zainicjowane w 2014 r. przez Program Narodów Zjednoczonych ds. Środowiska oraz Koalicję na rzecz Klimatu i Czystego Powietrza, mające na celu pomoc firmom naftowym i gazowym w redukcji emisji metanu. W listopadzie 2020 r. Program Narodów Zjednoczonych ds. Środowiska, Koalicja na rzecz Czystego Powietrza i Klimatu, Environmental Defense Fund, KE oraz firmy naftowe i gazowe będące partnerami w ramach OGMP uruchomiły ramy sprawozdawczości OGMP 2.0. Ramy te obejmują element wydajności skoncentrowany na redukcji emisji, postępie technologicznym i rozwoju polityki, aby pomóc sektorowi naftowemu i gazowemu w osiągnięciu głębokiej redukcji emisji metanu do roku 2030, która będzie przejrzysta dla społeczeństwa obywatelskiego i rządów (OGM Partnership, 2020).

Wychwytywanie, wykorzystywanie i składowanie dwutlenku węgla

Polska nie posiada krajowej strategii wychwytywania, wykorzystywania i składowania dwutlenku węgla (CCUS), a CCUS nie przypisuje się wyraźnej roli w KPEiK lub PEP2040. Ponadto polskie przepisy dotyczące geologicznego składowania dwutlenku węgla (zawarte w polskim Prawie geologicznym i górniczym) stanowią, że składowanie CO₂ jest dopuszczalne jedynie w ramach projektów demonstracyjnych. Rząd jest w trakcie aktualizacji tych ram, aby umożliwić składowanie CO₂ na skalę przemysłową, i wykazał pewne zainteresowanie CCUS, w tym w celu zwiększenia wykorzystania złóż węglowodorów, wsparcia transformacji regionów wydobywania węgla (w tym w celu gazowania węgla) oraz jako jedna z opcji produkcji niskoemisyjnego wodoru.

W sierpniu 2021 roku Minister Klimatu i Środowiska powołał międzyresortową grupę roboczą ds. rozwoju technologii CCS z udziałem głównych interesariuszy sektora

energetycznego. Głównym celem tej grupy jest identyfikacja i eliminacja barier prawnych dla rozwoju składowania CO₂ oraz wspieranie nowych projektów pilotażowych CCUS.

W opracowaniu CCUS z 2012 roku zidentyfikowano możliwe miejsca składowania CO₂, źródła emisji oraz istniejącą infrastrukturę rurociągową, która mogłaby wspierać transport CO₂. W raporcie oszacowano, że Polska posiada potencjał składowania CO₂ wynoszący 10-15 gigaton (Gt) (co odpowiada 50-75 latom emisji Polski w ramach systemu ETS na obecnym poziomie). Ponad 90% potencjalnych możliwości składowania znajduje się na lądzie, a mniej niż 10% na morzu. Największy potencjał składowania mają słone warstwy wodonośne (90-93%), następnie wyeksploatowane złoża ropy naftowej i gazu (7-10%) oraz składowanie w nieeksploatowanych pokładach węgla (mniej niż 1%). Rozporządzenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska określa obszar morski, na którym można lokalizować składowiska dla projektów demonstracyjnych.

W Polsce istnieje obecnie tylko jeden działający projekt CCUS. Ten pilotażowy projekt zatłacza kwaśny gaz (składający się z około 80% CO₂ i 20% H₂S), który jest produktem ubocznym rafinacji gazu ziemnego na polu gazowym Borzęcin. Projekt działa od 1996 roku i zatłoczył ponad 3 miliony ton kwaśnego gazu (Uniwersytet w Edynburgu, 2020).

Adaptacja do zmian klimatu

Analiza IEA wskazuje, że system energetyczny Polski jest zagrożony znacznymi skutkami zmian klimatu (IEA, 2022). Przewiduje się, że średnia temperatura w Polsce będzie nadal rosła w ciągu stulecia. Wyższe temperatury mogą znacznie zwiększyć zapotrzebowanie na energię elektryczną w lecie, obniżając jednocześnie wydajność zarówno elektrowni ciepłych, jak i linii przesyłowych. Prognozy klimatyczne wskazują, że w ciągu najbliższych dziesięcioleci intensywność opadów będzie nadal rosła na terenie całego kraju, co stwarza różne zagrożenia dla systemu energetycznego. W czerwcu 2020 roku ulewne deszcze spowodowały zalanie składowiska węgla, co przerwało produkcję energii elektrycznej w elektrowni Bełchatów (największej w Polsce, która pokrywa do 20% rocznej produkcji). W rezultacie Polska musiała importować energię elektryczną z Niemiec i Szwecji i doświadczyła tymczasowego wzrostu cen na rynku bilansującym energii elektrycznej (Euronews, 2021).

Polski Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030 (opublikowany w 2013 roku) przedstawia wpływ zmian klimatu na 11 wrażliwych sektorów, w tym na energetykę. Zawiera listę działań mających na celu adaptację sektora energetycznego do zmian klimatu, szczególnie w kontekście szczytowego zapotrzebowania na energię w zimie i w lecie. Na przykład, strategia proponuje rozwój alternatywnych możliwości produkcji energii na poziomie lokalnym, zwłaszcza do ogrzewania i chłodzenia w obszarach o mniejszej gęstości zaludnienia. Uwzględnia również ekstremalne zjawiska pogodowe, takie jak ulewne opady, powodzie i silne wiatry, i wzywa do stworzenia solidniejszej infrastruktury energetycznej i awaryjnych źródeł ogrzewania i chłodzenia.

Projekt Miejskie Plany Adaptacji wspiera opracowanie regionalnych planów adaptacji dla miast powyżej 100 000 mieszkańców. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zapewniło wytyczne do przygotowania regionalnych planów adaptacji do zmian klimatu. Pomimo tych inicjatyw, nie opracowano w pełni żadnych regionalnych planów adaptacji.

Ocena

Transformacja polskiego systemu energetycznego stwarza ogromne możliwości redukcji emisji gazów cieplarnianych. Jednak Polska powoli odchodzi od silnego uzależnienia od węgla i nadal ma bardzo wysokoemisyjny system energetyczny. W 2019 roku Polska zajęła drugie miejsce wśród krajów członkowskich IEA pod względem intensywności emisji CO₂ z zaopatrzenia w energię i czwarte miejsce pod względem intensywności emisji CO₂ z gospodarki. Rząd musi podjąć bardziej zdecydowane działania, aby zapewnić duże i trwałe redukcje emisji, zgodne ze zobowiązaniami klimatycznymi Polski. Potrzebny jest przegląd i aktualizacja polityki klimatycznej i energetycznej, aby zapewnić ich wyraźne dopasowanie do transformacji energetycznej oraz aby zmniejszyć ryzyko kierowania ograniczonych zasobów finansowych do potencjalnie osieroconych aktywów.

Polska ma cel zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych nieobjętych ETS o 7% do 2030 r. w porównaniu z poziomem z 2005 r. W PEP2040 wyznaczono cel redukcji emisji gazów cieplarnianych z całej gospodarki o 30% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. Działania redukujące emisje, służące osiągnięciu celów Polski w zakresie redukcji emisji do 2030 r., zostały określone w KPEiK i PEP2040. Jednakże cele Polski na rok 2030 i środki wspierające nie odzwierciedlają jeszcze podwyższonego celu redukcji emisji w całej UE, który został sformułowany w Europejskim Prawie Klimatycznym (55% redukcji emisji do roku 2030 i neutralność klimatyczna do roku 2050). Pakiet Fit-for-55, który wspiera realizację celów klimatycznych i energetycznych UE, będzie miał duży wpływ na polską politykę klimatyczną i energetyczną. Konieczne będzie dostosowanie polityki, celów i środków, które zostały sformułowane w KPEiK i PEP2040.

Zgodnie z przepisami UE, Polska przygotowuje długoterminową Strategię Transformacji do Gospodarki Neutralnej Klimatycznie, ale rząd nie podjął jeszcze wyraźnego zobowiązania do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Zaleca się, aby strategia długoterminowa zawierała ścieżkę dojścia do neutralności klimatycznej w Polsce do roku 2050, która jasno sprecyzuje kroki i ramy czasowe potrzebne do osiągnięcia takiego celu.

Jednym z kluczowych działań, jakie Polska podejmuje w celu obniżenia emisji gazów cieplarnianych, jest ograniczenie produkcji energii elektrycznej z węgla poprzez zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych i gazu oraz wdrożenie energetyki jądrowej. Polska kładzie nacisk na redukcję emisji (i poprawę lokalnej jakości powietrza) poprzez odejście od węgla zarówno w przypadku indywidualnego ogrzewania budynków, jak i ciepłownictwa komunalnego. Główny program wsparcia dla renowacji systemów grzewczych budynków zapewnia jednakowe dotacje dla systemów grzewczych niezależnie od emisji gazów cieplarnianych i powoduje silny wzrost wykorzystania kotłów gazowych. Kluczowy program wsparcia dla poprawy efektywności kogeneracji również prawdopodobnie doprowadzi do znacznego wzrostu liczby instalacji kogeneracyjnych zasilanych gazem. Programy te nie są zgodne z długoterminowymi celami klimatycznymi Polski.

Chociaż zastąpienie węgla w energetyce i ciepłownictwie gazem ziemnym jest tymczasowym rozwiązaniem bardziej przyjaznym dla klimatu, to jednak stwarza ryzyko powstania aktywów osieroconych i zwiększy zależność od importu energii oraz podatność na wahania cen gazu. Ekstremalne wzrosty cen gazu i energii elektrycznej w Europie w 2021 roku są wyraźnym ostrzeżeniem przed niebezpieczeństwami związanymi z przejściem od dużego uzależnienia od węgla do dużego uzależnienia od gazu. Należy

3. ENERGETYKA I ZMIANY KLIMATYCZNE

zminimalizować wykorzystanie gazu ziemnego i preferować krajowe opcje zeroemisyjne, aby wspierać wyraźną drogę do systemu energetycznego neutralnego dla klimatu (wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych i jądrowych, zwiększona elektryfikacja). Istnieje również krytyczna potrzeba zwiększenia wysiłków w zakresie efektywności energetycznej, zwłaszcza w celu poprawy efektywności cieplnej budynków.

Przewidywane redukcje emisji z transportu są wspierane przez programy mające na celu zwiększenie udziału pojazdów elektrycznych i odejście od samochodów prywatnych. Pomimo tych programów, zapotrzebowanie na paliwa transportowe i emisje nie zmniejszają się, a udział energii elektrycznej w zapotrzebowaniu na transport faktycznie spadł z 1,7% w 2009 roku do 1,3% w 2019 roku. Konieczne są dodatkowe wysiłki w celu poprawy wydajności pojazdów i przyspieszenia upowszechnienia pojazdów elektrycznych, transportu publicznego i aktywnej mobilności, aby zapewnić zmniejszenie emisji w sektorze transportu. Rząd powinien przyspieszyć wdrożenie planowanego rocznego opodatkowania opartego na oddziaływaniu pojazdu na środowisko.

Środki wspierające obniżenie emisji przemysłowych koncentrują się głównie na zwiększeniu efektywności energetycznej, przy czym kluczowym środkiem są obowiązkowe audyty, które wskazują działania na rzecz oszczędzania energii; nie ma jednak wymogu wdrażania oszczędności zidentyfikowanych w wyniku tych audytów. Rząd powinien rozważyć wprowadzenie wymogu, aby przemysł wdrażał środki oszczędzania energii o krótkim czasie zwrotu (jak to się dzieje w wielu krajach IEA), aby pomóc w zmniejszeniu emisji w przemyśle. Rządowa polityka energetyczna powinna być również zaktualizowana o jasne ścieżki opłacalnej dekarbonizacji przemysłu (np. poprzez zwiększoną elektryfikację).

Emisje metanu stanowią znaczną część emisji gazów cieplarnianych w Polsce (11,8% w 2019 r.), przy czym największa część emisji metanu pochodzi z kopalń węgla, a znaczne emisje również z sektora ropy naftowej i gazu. Polska podejmuje wysiłki w celu monitorowania i redukcji emisji metanu. OSP i OSD są zobowiązani do raportowania emisji metanu. Rozporządzenie techniczne dotyczące projektowania i eksploatacji sieci gazowych zostanie zmienione, a jednym z celów będzie dalsze ograniczenie wycieków metanu. Polska będzie uczestniczyć w opracowywaniu przepisów UE dotyczących ograniczenia emisji metanu. Rząd powinien przyjąć cel redukcji emisji metanu zgodnie z unijną strategią metanową i ściśle monitorować, czy istniejące środki są skuteczne w redukcji emisji metanu. Należy podjąć dodatkowe wysiłki w celu szybkiej redukcji emisji metanu z kopalni węgla.

Polski system opłat emisyjnych opiera się głównie na systemie EU ETS. W 2019 roku system ETS obejmował około 47% emisji w Polsce. W ramach pakietu Fit-for-55 system EU ETS zostanie wzmocniony, co obejmie wyższe cele redukcyjne ETS i potencjalne rozszerzenie systemu ETS na kolejne sektory. Oczekuje się, że ceny w systemie ETS będą rosły, co będzie miało negatywny wpływ na pozycję konkurencyjną dużej floty polskich elektrowni węglowych i może spowodować zamykanie tych elektrowni w znacznie szybszym tempie, niż przewiduje polska polityka energetyczna. Rząd musi zaktualizować swoją politykę energetyczną, aby wyraźnie odzwierciedlić wpływ wyższych cen w systemie ETS i czynników rynkowych na sektor węglowy, w tym plany transformacji gospodarczej w regionach węglowych.

Polska ustanowiła krajową opłatę za emisję gazów cieplarnianych, które nie są objęte systemem EU ETS. Jednak opłata ta jest bardzo niska i wynosi zaledwie 0,07 euro/t CO₂

w 2020 roku, zwłaszcza w porównaniu z ceną w systemie ETS, która w 2021 roku osiągnęła 89 euro/t CO₂. Zaleca się zrównanie opłaty za emisję z ceną w systemie ETS, przy jednoczesnym uwzględnieniu kwestii ubóstwa energetycznego. Uzupełniłoby to i wzmocniło efekt polskich programów dotacji wspierających czystsze alternatywy w budynkach i transporcie oraz zniechęciło do korzystania z opcji zanieczyszczających środowisko. Zastosowanie innych instrumentów politycznych, takich jak strefy czystego transportu, może również przyczynić się do usunięcia z polskich dróg pojazdów emitujących najwięcej zanieczyszczeń.

Podczas gdy działania na rzecz adaptacji do zmian klimatu dla sektora energetycznego są wyraźnie traktowane priorytetowo w ramach polityki klimatycznej, w polityce energetycznej nie ma takiego samego nacisku na adaptację. Zarówno KPEiK, jak i PEP2040 uwzględniają wpływ zmian klimatu w prognozach zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na ogrzewanie i chłodzenie, a KPEiK szeroko wspomina o adaptacji do zmian klimatu. Jednak odporność sektora energetycznego na zmiany klimatu nie jest podkreślona w KPEiK, a PEP2040 koncentruje się na łagodzeniu zmian klimatu i optymalnym wykorzystaniu krajowych zasobów energetycznych, nie wspominając o adaptacji i odporności.

Polska nie posiada krajowej strategii CCUS, a CCUS nie przypisuje się wyraźnej roli w KPEiK lub PEP2040. Polskie ramy prawne stanowią, że składowanie CO₂ jest dozwolone tylko w projektach demonstracyjnych, chociaż prawo to jest dostosowywane. Polska zakończyła wsparcie dla badań, rozwoju i demonstracji CCUS w 2017 r., a w 2021 r. w Polsce był tylko jeden aktywny projekt CCUS. Grupa zadaniowa analizuje możliwe zastosowania CCUS w Polsce; prace te powinny zostać przyspieszone i muszą uwzględniać długoterminowe zobowiązania związane ze składowaniem CO₂. Rząd powinien ponownie ocenić potencjalną rolę CCUS w realizacji celów redukcji emisji, w tym zastosowania w elektrowniach węglowych i instalacjach przemysłowych, z których emisje są trudne do uniknięcia. Rząd powinien również rozważyć przyjęcie mechanizmów wsparcia dla dużych projektów CCUS (takich jak granty inwestycyjne, ulgi podatkowe lub inne mechanizmy finansowe) i przyłączyć się do kluczowych międzynarodowych wysiłków na rzecz dekarbonizacji wykorzystania energii z paliw kopalnych, w tym do odpowiednich programów współpracy technologicznej IEA oraz do inicjatywy CCUS w ramach Clean Energy Ministerial.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Dostosować cele i środki w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. oraz w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu, aby wesprzeć osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej UE o 55% do 2030 r. oraz aby uniknąć aktywów osieroconych.
- Opracować długoterminowe strategie i ścieżki energetyczne zgodne z neutralnością klimatyczną UE do 2050 r. i wspierać sprawiedliwą transformację za pomocą środków takich jak programy przekwalifikowania.
- Zwiększyć opłatę za emisję, aby zmniejszyć różnicę w stosunku do ceny w systemie ETS, w oczekiwaniu na spodziewane wyższe cele redukcji emisji nieobjętych ETS w wyniku pakietu Fit-for-55.
- Opracować integralną strategię redukcji emisji metanu, aby przyczynić się do osiągnięcia oczekiwanego wyższego celu redukcji emisji nieobjętych ETS.
- Ponownie ocenić potencjalną rolę wychwytywania, wykorzystywania i składowania dwutlenku węgla w realizacji celów redukcji emisji, umożliwić bezpieczne składowanie CO₂ na dużą skalę i rozważyć przyjęcie mechanizmów wsparcia dla dużych projektów CCUS.

Odniesienia

- KE (Komisja Europejska) (2021a), Fundusz Modernizacyjny (strona internetowa), https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/modernisation-fund_nl
- KE (2021b), Konsultacje społeczne w sprawie przyszłych przepisów UE dotyczących redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym (strona internetowa), https://ec.europa.eu/info/news/public-consultation-future-eu-rules-reducing-methane-emissions-energy-sector-2021-feb-10_en
- EEA (Europejska Agencja Środowiska) (2021), Prognozy EEA dotyczące gazów cieplarnianych - przeglądarka danych (baza danych), <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/eea-greenhouse-gas-projections-data-viewer> (dostęp: 11 marca 2022)
- Euronews (2021), Główna elektrownia w Polsce sparaliżowana przez awarię (strona internetowa), <https://www.euronews.com/my-europe/2021/05/18/poland-s-main-power-plant-crippled-by-outage>
- Eurostat (2022), Emisja gazów cieplarnianych w sektorach podejmujących decyzje o podziale pracy (ESD) (baza danych), https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_air_esd/default/table?lang=en, (dostęp: 13 kwietnia 2022)
- IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Wskaźnik polityki odporności klimatycznej Polski (strona internetowa), <https://www.iea.org/articles/poland-climate-resilience-policy-indicator>
- IEA (2022), Emisja gazów cieplarnianych z energetyki (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy> (dostęp: 23 lutego 2022)
- OGM Partnership (Partnerstwo dla metanu z ropy i gazu) (2020), Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (strona internetowa), <https://www.ogmpartnership.com>
- UNFCCC (Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu) (2022), Dane z inwentaryzacji gazów cieplarnianych (baza danych), https://di.unfccc.int/detailed_data_by_party (dostęp: 23 lutego 2022)
- Uniwersytet w Edynburgu (2020), Szczegóły dotyczące włączania gazu kwaśnego w Borzęcinie (strona internetowa), <https://www.geos.ed.ac.uk/scs/project-info/2722>

4. Efektywność energetyczna

Dane kluczowe (2020)

TFC: 75,8 Mtoe (ropa 37,0%, energia elektryczna 15,6%, gaz ziemny 14,9%, bioenergia i odpady 12,5%, węgiel 11,6%, ciepłownictwo 7,4%)

TFC według sektorów: przemysł 33,9%, transport 28,7%, budynki mieszkalne 27,5%, budynki usługowe 10,0%

TFC na mieszkańca: 1,98 toe na mieszkańca (średnia IEA w 2019 r.: 2,71 toe per capita)

TFC na PKB: 64 toe na milion USD (średnia IEA w 2019 r.: 65 toe na milion USD)

Podsumowanie

Analiza IEA wskazuje, że od 2010 do 2019 r. zwiększona efektywność energetyczna w Polsce przyniosła skumulowane oszczędności energii w wysokości 216 Mtoe (rysunek 4.1). Te oszczędności energii zostały osiągnięte głównie w przemyśle (dzięki bardziej wydajnej produkcji) i w budynkach (dzięki bardziej wydajnemu ogrzewaniu pomieszczeń). Natomiast efektywność energetyczna w sektorze transportu znacznie spadła w tym samym okresie, co było spowodowane niższą efektywnością floty samochodów osobowych, która wynikała głównie ze zwiększonego importu znacznie starszych i nieefektywnych samochodów oraz preferencji konsumentów w zakresie samochodów sportowo-użytkowych (SUV) i innych dużych pojazdów.

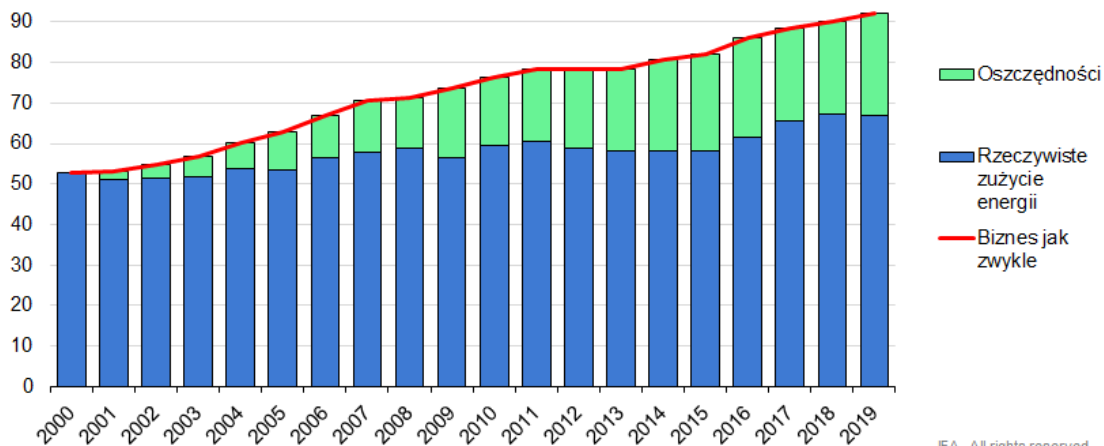
Poprawa wydajności energetycznej w Polsce sprzyja rozdzieleniu popytu na energię od wzrostu gospodarczego. Od 2010 do 2019 roku PKB wzrósł o 38%, podczas gdy zapotrzebowanie na energię, mierzone jako TFC, wzrosło zaledwie o 6,5%. W tym samym okresie energochłonność polskiej gospodarki (TFC na PKB) spadła z 79 toe do 61 toe na milion USD i w 2019 r. była niższa niż średnia dla krajów członkowskich IEA (65 toe/mln USD). Ten spadek energochłonności gospodarki Polski jest zgodny z trendami obserwowanymi w większości krajów sąsiednich i odzwierciedla zarówno poprawę efektywności energetycznej, jak i rosnącą rolę sektora usług w gospodarce.

Głównym środkiem zachęcającym do efektywności energetycznej jest system zbywalnych białych certyfikatów wydawanych za realizację projektów efektywnościowych. Polityka energetyczna w sektorze budynków koncentruje się na redukcji emisji poprzez odejście od ogrzewania węglowego na rzecz mniej zanieczyszczających/bardziej wydajnych źródeł ogrzewania (do tej pory głównie gaz). Istnieją pewne programy koncentrujące się bezpośrednio na efektywności energetycznej budynków. Polityka energetyczna w sektorze transportu ma na celu redukcję emisji i poprawę efektywności poprzez upowszechnienie pojazdów elektrycznych i przesunięcie modalne w kierunku transportu publicznego i aktywnej mobilności. Działania na rzecz efektywności energetycznej w

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

przemysłu obejmują audyty energetyczne i wsparcie dla wydajnych urządzeń, głównie grzewczych.

Rysunek 4.1 Szacowane oszczędności energii z tytułu efektywności w Polsce, 2000-2019



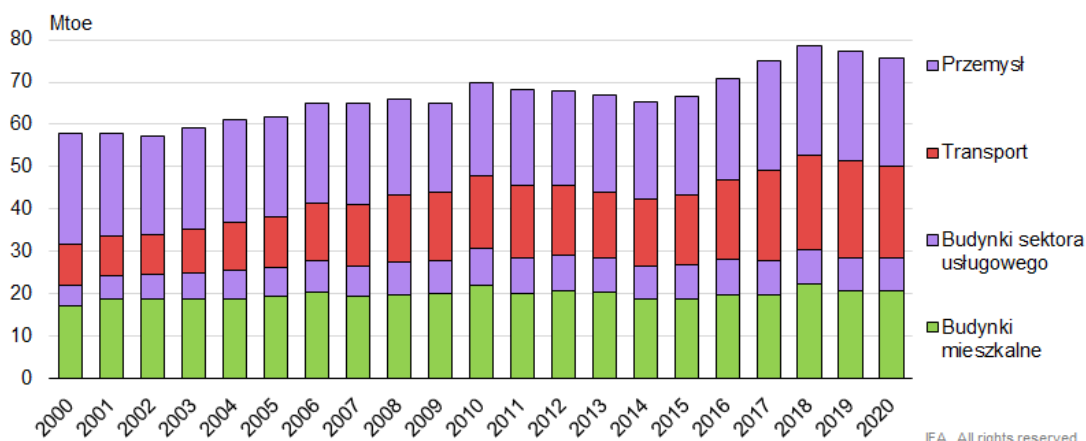
IEA. All rights reserved.

Źródło: IEA (2021).

Zapotrzebowanie na energię

W latach 2010-2019 zapotrzebowanie na energię (TFC) w Polsce wzrosło z 70 Mtoe do 77 Mtoe, głównie z powodu zwiększonego zapotrzebowania na energię w transporcie, które wzrosło z 17 Mtoe do 23 Mtoe, a także zwiększonego zapotrzebowania na energię w przemyśle, które wzrosło z 22 Mtoe do 26 Mtoe, podczas gdy zapotrzebowanie na energię w budynkach zmniejszyło się z 31 Mtoe do 29 Mtoe, pomimo wzrostu powierzchni mieszkalnej o 40% (Rysunek 4.2). W 2020 roku TFC zmniejszyło się do 76 Mtoe, ponieważ pandemia Covid-19 spowodowała spadek zapotrzebowania głównie w sektorze transportowym, które spadło o 4% w stosunku do roku 2019. W 2020 roku zapotrzebowanie na energię zostało podzielone stosunkowo równo pomiędzy budynki (37% TFC, z czego 26% przypada na budynki mieszkalne, a 10% na budynki sektora usług), przemysł (34%) i transport (29%).

Rysunek 4.2 Całkowite zużycie końcowe według sektorów w Polsce, 2000-2020



IEA. All rights reserved.

Źródło: IEA (2022).

Cele

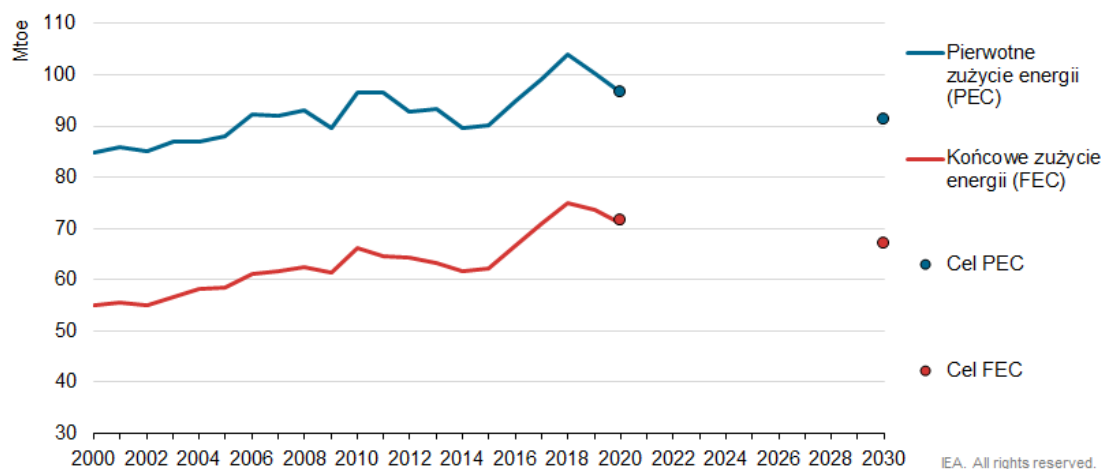
Cele Polski w zakresie efektywności energetycznej na lata 2020 i 2030 wynikają z dyrektywy UE w sprawie wydajności energetycznej (EED). Zgodnie z dyrektywą EED każde państwo członkowskie UE wyznacza krajowe cele w zakresie efektywności energetycznej, które przyczyniają się do realizacji ogólnounijnych celów w zakresie zmniejszenia zapotrzebowania na energię o 20% do 2020 r. i o 32,5% do 2030 r. (w porównaniu z prognozą opartą na scenariuszu biznesowym). Cele efektywnościowe Polski na rok 2020 i środki wspierające zostały określone w Krajowym Planie Działań na rzecz Efektywności Energetycznej. Cele i środki wspierające na rok 2030 są określone w polskim KPEiK i PEP2040.

Polski Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej określa cele na 2020 r. w zakresie zmniejszenia zużycia energii pierwotnej (PEC) do 96,4 Mtoe i zużycia energii końcowej (FEC) do 71,6 Mtoe, natomiast KPEiK określa cele na 2030 r. w zakresie zmniejszenia PEC do 91,3 Mtoe i FEC 69,1 Mtoe (Rysunek 4.3). W 2020 roku FEC w Polsce wynosił 71,0 Mtoe, osiągając zaledwie cel na 2020 rok, natomiast PEC wynosił 96,5 Mtoe, nie osiągając celu na 2020 rok. Pandemia Covid-19 przyczyniła się jednak w znacznym stopniu do zmniejszenia zapotrzebowania na energię w 2020 r., a do osiągnięcia celów na rok 2030 konieczne są stałe wysiłki w zakresie wydajności energetycznej.

W październiku 2020 roku KE przedstawiła uwagi do polskiego KPEiK, zauważając, że cele na rok 2030 dla PEC i FEC stanowią „skromne ambicje” w porównaniu z wysiłkami potrzebnymi do osiągnięcia celu ogólnounijnego (UE, 2019). Ponadto w 2021 r. ogólnounijny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2030 r. został zwiększony z 40% do 55%. Prawdopodobnie Polska będzie musiała zwiększyć swoje cele w zakresie wydajności energetycznej na rok 2030 (oraz cele w zakresie emisji gazów cieplarnianych i odnawialnych źródeł energii), aby wesprzeć nową ogólnounijną redukcję emisji o 55%.

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Rysunek 4.3 Cele w zakresie efektywności energetycznej Polski na rok 2020 i 2030 oraz stan na lata 2004-2020



Zapotrzebowanie na energię (Mtoe)	Stan na rok 2019	Stan na rok 2020	Cele na rok 2020	Cele na rok 2030
Pierwotne zużycie energii	100,2	96,5	96,4	91,3
Końcowe zużycie energii	73,7	71,0	71,6	67,1

Źródła: Eurostat (2022), UE (2019).

Polityka i środki w zakresie wydajności energetycznej

W Polsce istnieje wiele różnych polityk i środków zachęcających do efektywności energetycznej, większość z nich koncentruje się na poszczególnych sektorach (budynki, przemysł lub transport). Odpowiedzialność za tworzenie polityki efektywności energetycznej i wdrażanie środków jest podzielona między kilka ministerstw i wiele jednostek administracyjnych, na ogół w oparciu o ich kompetencje sektorowe. PEP2040 zawiera cel szczegółowy (Cel 8) dotyczący poprawy efektywności energetycznej (głównie w budynkach i transporcie), a także inny cel (Cel 7) dotyczący rozwoju wysokosprawnego ogrzewania i kogeneracji.

Programy ogólnogospodarcze/wielosektorowe

Zgodnie z dyrektywą EED, wszystkie państwa członkowskie UE są zobowiązane do zmniejszenia FEC o 0,8% każdego roku w okresie od 2021 do 2030, poprzez obowiązek efektywności energetycznej (EEO) lub środki alternatywne. Aby spełnić wymagane oszczędności energii, Polska opracowała system zbywalnych świadectw efektywności energetycznej (białych certyfikatów) jako podstawę swojego systemu EEO.

Dostawcy energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła i (od maja 2021 r.) paliw płynnych muszą albo osiągnąć redukcję rocznej sprzedaży energii odbiorcom o 1,5%, albo wykupić certyfikaty pokrywające ewentualny deficyt w realizacji tego celu. Przedsiębiorstwa, które nie osiągną wymaganych oszczędności i nie wykupią certyfikatów pokrywających ewentualny deficyt, podlegają karze grzywny do 360 000 euro. Każda firma realizująca projekty energooszczędne może ubiegać się o certyfikaty i sprzedawać je dostawcom energii, aby pomóc im w osiągnięciu celów rocznych. Wnioski o certyfikaty są

rozpatrywane przez URE, a każdy wniosek powinien obejmować co najmniej 10 toe rocznych oszczędności energii (URE, 2022). W ostatnich latach koszt certyfikatów wynosił około 330-380 euro/toe.

Od 2013 roku, kiedy system certyfikatów zaczął funkcjonować, do 2018 roku dostarczył 8,89 Mtoe oszczędności energii (większość z 13,6 Mtoe oszczędności wymaganych w ramach EEO na ten okres, z dodatkowymi oszczędnościami z działań alternatywnych) (UE, 2020). Większość oszczędności energii uzyskanych w ramach programu białych certyfikatów pochodzi z projektów dotyczących izolacji budynków (34% oszczędności końcowych), a następnie procesów przemysłowych (33%). Rząd opracowuje listę dodatkowych środków efektywności energetycznej poza systemem białych certyfikatów, które mogłyby zostać wdrożone, aby zapewnić osiągnięcie wymaganych oszczędności energii do 2030 roku. Rząd pracuje również nad udoskonaleniem systemu zbierania i raportowania oszczędności energii wymaganych w ramach EEO poprzez opracowanie centralnego rejestru projektów, który miał zacząć działać w styczniu 2022 r.

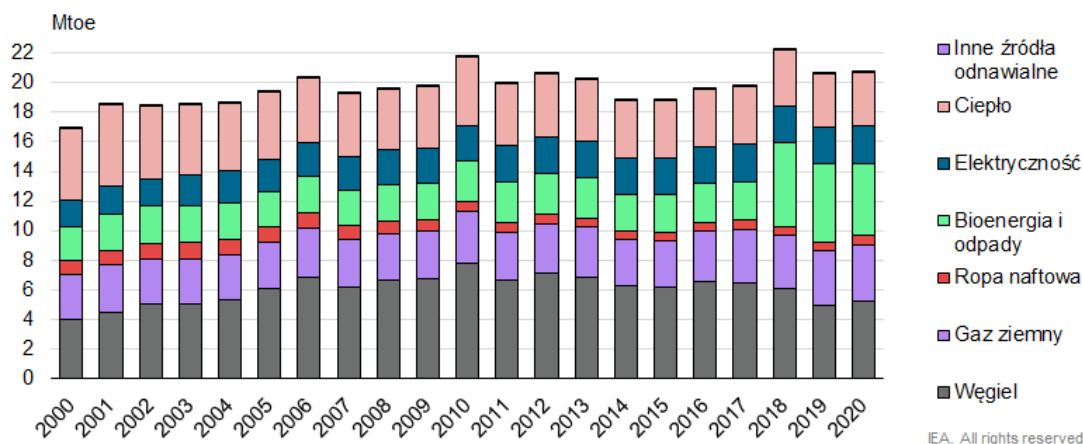
Budynki

Zapotrzebowanie na energię w budynkach w Polsce pochodzi głównie z budynków mieszkalnych (73% zapotrzebowania w 2020 r.), następnie z budynków sektora usługowego (27%) i jest napędzane głównie przez ogrzewanie pomieszczeń (63% zapotrzebowania w 2019 r.). W związku z tym zapotrzebowanie na energię w budynkach podlega znacznym rocznym wahaniom, zależnym głównie od temperatur zimowych (Rysunek 4.4). Jednak w latach 2010-2019 zapotrzebowanie na energię w budynkach ogólnie spadło (pomimo wzrostu powierzchni mieszkalnej o 40%) dzięki poprawie efektywności, która zmniejszyła energochłonność ogrzewania pomieszczeń na powierzchnię z 195 kilowatogodzin na metr kwadratowy (kWh/m²) do 140 kWh/m². Jest to wydajność większa niż w Czechach (186 kWh/m²), ale mniejsza niż na Litwie (125 kWh/m²), w Niemczech (119 kWh/m²) i na Słowacji (106 kWh/m²). Pandemia miała niewielki wpływ na zapotrzebowanie na energię w budynkach, które w 2020 roku spadło o 1% (+0,3% dla budynków mieszkalnych i -2,9% dla budynków komercyjnych, w porównaniu z 2019 rokiem).

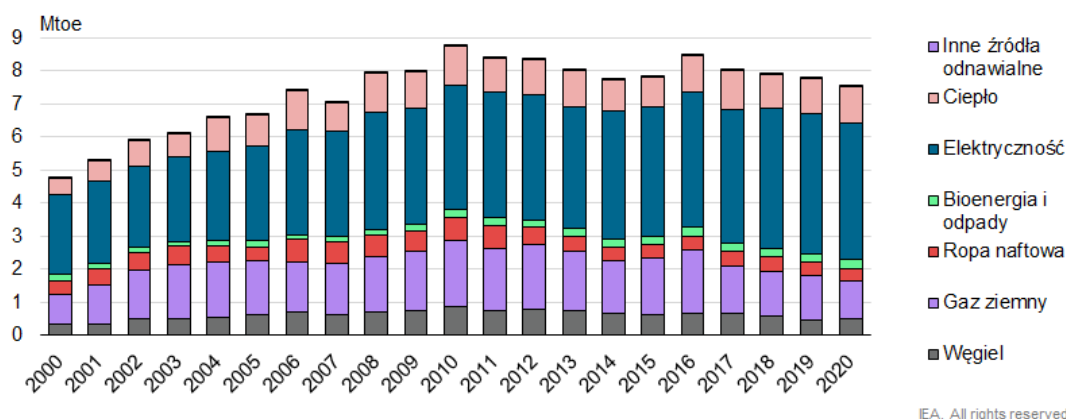
4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Rysunek 4.4 Całkowite końcowe zużycie energii w budynkach według źródeł w Polsce, 2000-2020

Budynki mieszkalne



Budynki sektora usług



Źródło: IEA (2022).

Krajowe zasoby budowlane Polski składają się z 14,2 miliona budynków, z czego 61% stanowią budynki mieszkalne, 34% prywatne budynki sektorowego i 5% budynki publiczne. Około jedna trzecia budynków mieszkalnych została wybudowana przed 1980 rokiem i ma zapotrzebowanie na energię końcową wyższe niż 200 kWh/m² rocznie. Ponad 1 milion budynków (7% ogółu) zostało zbudowanych przed 1918 rokiem i ma zapotrzebowanie na energię końcową wyższe niż 300 kWh/m² rocznie. Zgodnie z normami UE, „niskoenergetyczny” jest definiowany dla większości budynków jako od 45 kWh/m² do 75 kWh/m² rocznie.

W 2020 roku zapotrzebowanie na energię w budynkach mieszkalnych było pokrywane przez węgiel (25%), bioenergię (23%), gaz ziemny (18%), ogrzewanie miejskie (18%) i energię elektryczną (12%), natomiast zapotrzebowanie na energię w budynkach usługowych było pokrywane przez energię elektryczną (55%), gaz ziemny (15%), ogrzewanie miejskie (14%) i węgiel (7%). W latach 2010-2020 udział węgla w zapotrzebowaniu na energię w budynkach zmniejszył się z 28% do 20%, ale nadal był

najwyższy wśród krajów członkowskich IEA i znacznie wyższy niż średnia IEA wynosząca 1%. Ogrzewanie węglowe jest skoncentrowane głównie na obszarach wiejskich. W 2020 roku 67,4% wiejskich gospodarstw domowych używało węgla do ogrzewania (spadek z 77,7% w 2015 roku), w porównaniu do 18,5% w przypadku miejskich gospodarstw domowych (spadek z 22,5% w 2015 roku). W Polsce wzrasta wykorzystanie pomp ciepła do ogrzewania gospodarstw domowych i w 2019 roku funkcjonowało 310 000 jednostek, co odpowiada 3,6% budynków mieszkalnych (PORTPC, 2020).

Polityki i środki

W Polsce istnieje szereg polityk i środków, które mają na celu poprawę efektywności energetycznej budynków; obejmują one zachęty podatkowe, wymagania dotyczące składania sprawozdań z charakterystyki energetycznej budynków i systemów grzewczych oraz wsparcie finansowe dla renowacji systemów grzewczych i budynków. Duży nacisk kładzie się na odejście od ogrzewania węglowego w celu zmniejszenia emisji i poprawy efektywności.

Budynki w Polsce muszą uzyskać świadectwo charakterystyki energetycznej (EPC), gdy są sprzedawane lub wynajmowane. EPC zachowuje ważność przez dziesięć lat, jeżeli nie są przeprowadzane większe prace remontowe. EPC zawiera dane dotyczące charakterystyki energetycznej, zużycia paliwa, emisji CO₂ i udziału energii odnawialnej. EPC są wydawane przez ekspertów zatwierdzonych przez rząd. W 2020 roku tylko około 10% budynków w Polsce miało EPC zarejestrowane w systemie.

W lipcu 2021 roku w Polsce powstała Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków (CEEB). Wszyscy właściciele i zarządcy budynków muszą złożyć oświadczenie o systemach grzewczych w swoim budynku do CEEB, którego celem jest opracowanie inwentaryzacji wszystkich systemów grzewczych budynków w Polsce, aby wspierać wymianę starych i nieefektywnych systemów (INFOR, 2021). Rząd planuje zintegrować dane CEEB z rejestrem EPC.

Program „Renowacja z gwarancją oszczędności EPC Plus” ma na celu poprawę efektywności energetycznej w wielorodzinnych budynkach mieszkalnych (powyżej siedmiu jednostek) i budynkach użyteczności publicznej poprzez wspieranie umów o charakterystyce energetycznej zawieranych pomiędzy właścicielami budynków a przedsiębiorstwami usług energetycznych. Program rozpoczął się projektem pilotażowym w 2021 r. z budżetem 2 mln euro, a będzie kontynuowany w 2022 r. z budżetem 23 mln euro. W jego ramach spółdzielnie mieszkaniowe i samorządy otrzymują dotacje, które pokrywają 10-30% kosztów remontów związanych z efektywnością energetyczną, przy czym poziom finansowania jest powiązany z poziomem oszczędności energii. Aby otrzymać dotacje, remonty muszą zmniejszyć zapotrzebowanie budynku na energię końcową z ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody o co najmniej 30% i do poziomu poniżej 85 kWh/m² rocznie (w fazie pilotażowej programu) oraz poniżej 75 kWh/m² rocznie (dla budynków publicznych, w drugiej fazie).

PEP2040 zawiera cel wycofania większości indywidualnych systemów grzewczych opalanych węglem do 2030 roku w miastach i do 2040 roku na obszarach wiejskich (cel nie dotyczy ogrzewania komunalnego). Paliwa węglowe określone przez rząd jako „bezdymne” byłyby nadal dozwolone do 2040 roku (patrz Rozdział 8).

Głównym programem wspierającym odejście od indywidualnego ogrzewania węglowego jest program Czyste Powietrze, który zapewnia dotacje dla właścicieli jednorodzinnych

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

budynków mieszkalnych na wymianę nieefektywnych źródeł ciepła na nowe (w tym kotłów gazowych, odnawialnych źródeł energii i pomp ciepła). Program został uruchomiony w 2018 roku i ma trwać do 2029 roku, a jego całkowity budżet wynosi 22,7 mld euro. Program przewiduje również dotacje na środki efektywności energetycznej, takie jak izolacja budynku, które są podejmowane przy wymianie systemu grzewczego, ale środki te nie są wymagane. Dla większości gospodarstw domowych dotacja pokrywa 30% całkowitych kosztów do wysokości 6 500 euro. Dla gospodarstw domowych o niskich dochodach dotacja pokrywa 60% kosztów całkowitych do kwoty 8 000 euro (Program Czyste Powietrze, 2022). Program został zmieniony w styczniu 2022 roku, aby zapewnić dotacje dla gospodarstw domowych o bardzo niskich dochodach, które pokrywałyby 90% kosztów całkowitych do kwoty 15 000 euro.

Do grudnia 2021 roku do programu Czyste Powietrze wpłynęło około 379 000 wniosków o dotacje na modernizację systemów grzewczych, z czego większość (45%) dotyczyła kotłów gazowych, następnie kotłów na biomasę (20%), kotłów węglowych (16%), pomp ciepła wykorzystujących powietrze (14%) pomp ciepła wykorzystujących grunt (3%), ogrzewania elektrycznego (2%), ogrzewania miejskiego (0,3%) i kotłów olejowych (0,1%). Większość wniosków (52%) dotyczyła modernizacji systemu grzewczego bez modernizacji izolacji cieplnej, 39% - modernizacji systemu grzewczego z modernizacją izolacji cieplnej, a 9% - modernizacji izolacji cieplnej bez modernizacji systemu grzewczego. Dotacje do kotłów węglowych nie są dozwolone po 31 grudnia 2021 roku. W kilku gminach realizowane są obecnie projekty pilotażowe dla budynków wielorodzinnych. Gminy pracują również nad zmniejszeniem lokalnego zanieczyszczenia powietrza. W 2019 roku Kraków stał się pierwszym miastem w Polsce, które wprowadziło zakaz stosowania systemów grzewczych opalanych węglem i drewnem (Stadnik, 2019).

W 2019 roku Polska wprowadziła odliczenie od podatku dochodowego kosztów termomodernizacji podejmowanych przez właścicieli jednorodzinnych budynków mieszkalnych. Termomodernizacje muszą być zakończone w ciągu trzech lat. Maksymalna wysokość odliczenia wynosi 11 500 euro na jedno miejsce zamieszkania i może być odliczana przez sześć lat (Sejm, 2018).

Kraje członkowskie UE są zobowiązane do opracowania długoterminowej strategii renowacji, która szczegółowo określa plany zwiększenia efektywności energetycznej budynków do roku 2050. Polska zamierza przyjąć swoją Długoterminową Strategię Renowacyjną w pierwszym kwartale 2022 roku. Rząd poinformował, że będzie ona zawierać cele dotyczące 3,6% budynków, które mają być odnawiane każdego roku w latach 2021-2030, 4,1% w latach 2031-2040 i 3,4% w latach 2041-2050. Szacowane inwestycje na remonty planowane w ramach Długoterminowej Strategii Remontowej wynoszą około 330 miliardów euro w latach 2021-2050. Rząd wskazał, że obniżenie podatku dochodowego za remonty jest jednym ze środków, które wykorzysta w celu pobudzenia potrzebnych inwestycji.

Zgodnie z dyrektywą EED, Polska ma obowiązek remontować 3% całkowitej powierzchni budynków publicznych każdego roku lub osiągnąć równoważne oszczędności energii poprzez zastosowanie alternatywnego podejścia. Polska zdecydowała się na podejście alternatywne, w ramach którego przedstawia UE tabelę budynków publicznych, które nie spełniają minimalnych wymogów UE w zakresie charakterystyki energetycznej i zobowiązuje się do osiągnięcia 3% oszczędności energii rocznie, aby dostosować te budynki do minimalnych wymogów.

Ciepłownictwo

W 2019 roku moc produkcyjna ciepłownictwa w Polsce wynosiła 53,5 GW, a 65% produkcji ciepła (GWh) pochodziło z kogeneracji. Ogrzewanie komunalne jest zasilane głównie węglem (76% w 2019 roku), następnie gazem ziemnym (10%) i bioenergią (7%). Liczne sieci ciepłownicze w Polsce miały w 2020 roku łączną długość 21 701 km, co stanowi drugą co do wielkości łączną długość sieci w Europie po Niemczech. Gospodarstwa domowe są największymi użytkownikami ciepła sieciowego (71% dostarczonego ciepła w 2020 roku), a następnie przemysł (21%) i sektor usług (10%). W 2018 roku 5,8 milionów gospodarstw domowych (40% wszystkich gospodarstw domowych) było podłączonych do sieci ciepłowniczej. W 2018 roku 58% miejskich gospodarstw domowych było podłączonych do sieci ciepłowniczej, co stanowi najwyższy udział w Europie.

Rząd dąży do podłączenia około 1,5 miliona dodatkowych gospodarstw domowych, czyli około 70% gospodarstw domowych. PEP2040 zawiera cel, aby do 2040 r. zaspokoić zapotrzebowanie na ciepło wszystkich gospodarstw domowych za pomocą systemów grzewczych o zerowej lub niskiej emisji, ze szczególnym uwzględnieniem ogrzewania komunalnego. Podłączenie do ciepła sieciowego jest obowiązkowe tam, gdzie jest ono dostępne, chyba że gospodarstwa domowe korzystają już z mniej emisyjnego rozwiązania.

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Rząd dąży również do poprawy efektywności ogrzewania komunalnego w Polsce. W 2018 roku tylko około 20% systemów ciepłowniczych, które stanowiły około 85% dostaw ciepła z sieci, spełniało kryteria UE dotyczące efektywności energetycznej.¹ PEP2040 zawiera cel, aby do 2030 roku 85% systemów ciepłowniczych lub chłodniczych o mocy większej niż 5 MW osiągnęło wysoki standard efektywności energetycznej. Aby osiągnąć ten cel, rząd wprowadził dotację dla wysokosprawnej kogeneracji z ograniczeniami emisji gazów cieplarnianych, które wykluczają kogenerację węglową (patrz Rozdział 7). Rząd przygotowuje strategię dla ciepłownictwa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku, której celem jest przedstawienie jasnego planu rozwoju sektora ciepłowniczego.

Od 2009 do 2019 roku liczba przedsiębiorstw energetycznych w Polsce zajmujących się produkcją, przesyłem, dystrybucją i obrotem ciepłem zmniejszyła się z około 800 do 396. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze podlegają zatwierdzeniu przez URE. W 2018 roku ciepło sieciowe było najmniej kosztowną opcją ogrzewania dla gospodarstw domowych pod względem średnich rocznych wydatków (144 euro na osobę, w porównaniu do 171 euro/osobę w przypadku węgla i 215 euro/osobę w przypadku gazu). Rząd bada możliwości modyfikacji systemu taryfowego w celu poprawy płynności i ułatwienia branży finansowania poprawy efektywności i zmiany paliwa.

Lokalny Program Ciepłowniczy zapewnia finansowanie przedsiębiorstwom ciepłowniczym w celu zwiększenia efektywności i/lub udziału odnawialnych źródeł energii poprzez modernizację i rozbudowę sieci ciepłowniczych oraz budowę i wymianę jednostek wytwarzania ciepła. Program ma być realizowany w latach 2019-2025, a jego całkowity budżet wynosi 108 milionów euro (70% na pożyczki, 30% na dotacje). Złożono sto siedemdziesiąt jeden wniosków (83 na dotacje, 88 na pożyczki), wnioskując o około 96 milionów euro na dotacje i 128 milionów euro na pożyczki. W polskim planie odbudowy i odporności na pandemię proponuje się zainwestowanie dodatkowych 300 mln euro na rozszerzenie tego programu.

Przemysł

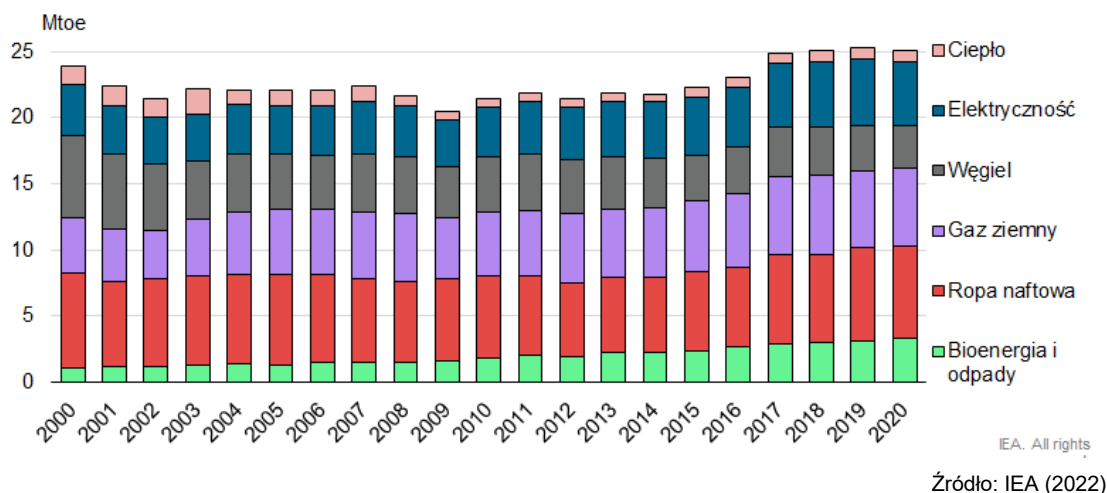
W latach 2010-2016 zapotrzebowanie przemysłu na energię wzrosło tylko nieznacznie. Zapotrzebowanie przemysłu na energię wzrosło wyraźnie w 2017 roku i od tego czasu utrzymuje się na stałym poziomie, osiągając w 2020 roku 25,7 Mtoe (Rysunek 4.5). Pandemia Covid-19 miała tylko niewielki wpływ, a zapotrzebowanie przemysłu na energię spadło o 1% w latach 2019-2020. Ropa naftowa pokrywa największą część zapotrzebowania przemysłu na energię (27% w 2020 r.), następnie gaz ziemny (23%) i węgiel (12%). Sektor chemiczny i petrochemiczny (łącznie z surowcami) ma największy udział w zapotrzebowaniu przemysłu na energię (29% w 2019 r.), następnie rolnictwo i leśnictwo (16%), niemetaliczne surowce mineralne (13%), żywność i tytoń (9%), papier, masa celulozowa i druk (8%), żelazo i stal (7%) oraz drewno i produkty z drewna (5%).

Poprawia się efektywność energetyczna sektora przemysłowego: w latach 2005-2019 energochłonność produkcji przemysłowej zmniejszyła się z 9,1 MJ/USD do 3,71 MJ/USD, również dzięki zmianom strukturalnym zapewniającym spadek energochłonności o 1,2%

¹ Artykuł 2 (41) EED definiuje efektywne ogrzewanie komunalne jako systemy ciepłownicze wykorzystujące co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 75% ciepła wytworzonego w kogeneracji lub 50% kombinacji takiej energii i ciepła.

rocznie w latach 2000-2019. Dla porównania, energochłonność niemieckiego przemysłu przetwórczego wynosiła w 2019 roku 3,07 MJ/USD.

Rysunek 4.5 Całkowite zużycie końcowe w przemyśle według źródeł w Polsce, 2000-2020



Polityki i środki

Od 2016 r. dyrektywa EED wymaga od dużych przedsiębiorstw we wszystkich państwach członkowskich UE przeprowadzania co cztery lata audytów, które obejmują co najmniej 90% ich zapotrzebowania na energię i określają opłacalne możliwości oszczędzania energii. Firmy, które wdrożyły system zarządzania energią lub środowiskiem zgodny z normami UE (takimi jak ISO 50001, ISO 14001 lub unijny system ek zarządzenia i audytu) są zwolnione z wymogu przeprowadzania audytów.

W Polsce audytami zarządza Krajowa Agencja Poszanowania Energii, a URE zbiera wyniki audytów (w tym uzyskane oszczędności) i przekazuje je rządowi. Polska nie wymaga od firm wdrażania działań określonych w audytach, ale firmy mogą ubiegać się o białe certyfikaty za zrealizowane projekty, które zmniejszają zapotrzebowanie. Audyty zostały przeprowadzone w Polsce po raz pierwszy w 2016 i 2017 roku i zaowocowały zgłoszeniami do URE 3 603 zakończonych audytów ze wskazanymi łącznymi oszczędnościami energii na poziomie 1,04 Mtoe (w porównaniu z zapotrzebowaniem na energię w przemyśle wynoszącym 25,4 Mtoe w 2017 roku). Druga runda audytów energetycznych musiała zostać zakończona do końca 2021 roku, a informacje przekazane do URE do 31 marca 2022 roku.

Program Energia Plus to największy w Polsce program zapewniający wsparcie finansowe działań na rzecz efektywności energetycznej i obniżenia emisji źródeł ciepła dedykowany dla przedsiębiorstw. Został utworzony w 2019 r. z budżetem 885 mln euro i ma działać do 2025 r. w celu wspierania efektywności energetycznej (i projektów związanych z energią odnawialną) w przemyśle. Program prowadzony jest przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i przyznaje głównie preferencyjne pożyczki z częściowym umorzeniem (dotacje mogą być udzielane tylko na projekty dotyczące technologii organicznego cyklu Rankina do produkcji energii elektrycznej) w drodze naboru wniosków. Do grudnia 2021 roku w dwóch naborach wniosków złożono ponad 280

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

wniosek. W wyniku tych naborów przyznano dofinansowanie w wysokości 206 milionów euro dla 14 projektów. 79% projektów dotyczyło modernizacji i efektywności energetycznej w przemyśle, a 21% projektów dotyczących energii odnawialnej. Kolejny nabór wniosków zostanie ogłoszony w drugim kwartale 2022 roku.

W latach 2018-2021 Krajowa Agencja Poszanowania Energii współpracowała z KE w celu opracowania zestawu narzędzi efektywności energetycznej dla małych i średnich przedsiębiorstw, w tym podręcznika samooceny zużycia energii, najlepszych praktyk i zaleceń dotyczących poprawy efektywności energetycznej, kalkulatora optymalizacji energii elektrycznej, pomocy online oraz kursów online dotyczących efektywności energetycznej.

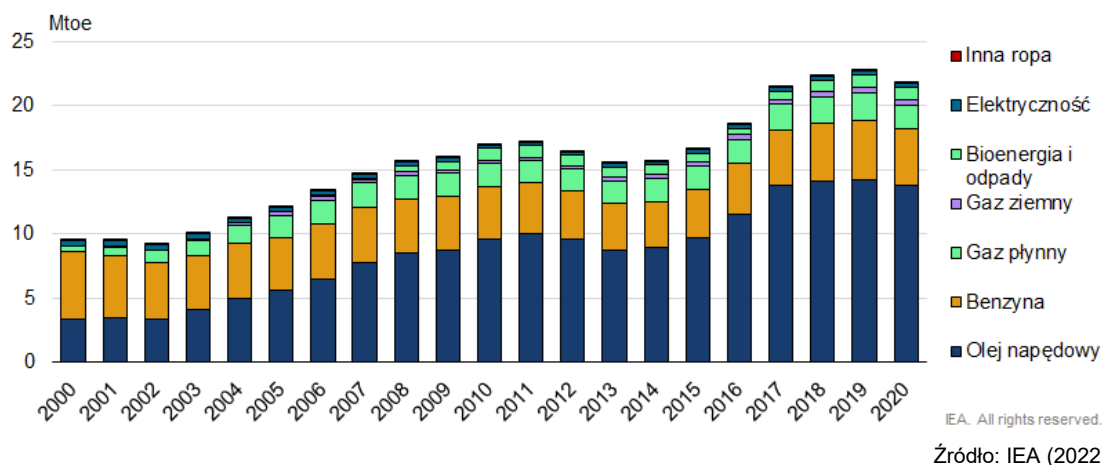
Kolejnym środkiem, który wymusza zwiększenie efektywności energetycznej w Polsce, są ceny węgla. Polski przemysł energochłonny działa w ramach systemu UE ETS, który wykorzystuje zbywalne certyfikaty w celu doprowadzenia do redukcji emisji. Mniejsze przedsiębiorstwa, które nie są energochłonne, nie muszą uczestniczyć w systemie ETS. W Polsce te mniejsze przedsiębiorstwa przemysłowe płacą krajową opłatę za emisję, jednak koszt ten jest bardzo niski. W 2021 roku opłata za emisję wynosiła około 0,07 euro/t CO₂ (patrz Rozdział 3).

Polska widzi rolę dla niskoemisyjnego wodoru w sektorze przemysłowym. Celem 3 polskiej strategii wodorowej jest dekarbonizacja przemysłu, ze szczególnym uwzględnieniem sektorów, które nie mogą być bezpośrednio zelektryfikowane lub zasilane energią odnawialną. Cel ten wymienia produkcję stali na bazie wodoru w celu zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel oraz wodór jako alternatywę dla gazu ziemnego w procesach przemysłowych i surowcach. Celem na rok 2030 jest posiadanie pięciu lub więcej dolin wodorowych (klastrów przemysłowych rozwijających pełny łańcuch wartości produkcji i wykorzystania).

Transport

Od 2010 do 2019 roku zapotrzebowanie na energię w sektorze transportu znacznie wzrosło, z 16,9 Mtoe do 22,9 Mtoe. Wzrost ten wynikał głównie z większego zapotrzebowania na olej napędowy, które wzrosło z 9,6 Mtoe do 14,2 Mtoe (Rysunek 4.6). W 2020 roku ograniczenia związane z pandemią Covid-19 spowodowały spadek zapotrzebowania sektora na energię do 21,7 Mtoe. Znaczący spadek i odbicie zapotrzebowania na olej napędowy i benzynę, którego Polska doświadczyła w latach 2010-2015, nie odzwierciedla dokładnie zapotrzebowania na energię w transporcie, lecz był spowodowany sprzedażą paliw transportowych w szarej strefie. Szacuje się, że nielegalny import stanowił do 20% całej sprzedaży paliw w Polsce w latach 2011-2015. Działania legislacyjne i egzekucyjne podjęte w 2016 roku skutecznie ograniczyły sprzedaż w szarej strefie, co znajduje odzwierciedlenie w zauważalnym wzroście popytu w 2016 i 2017 roku (patrz Rozdział 10).

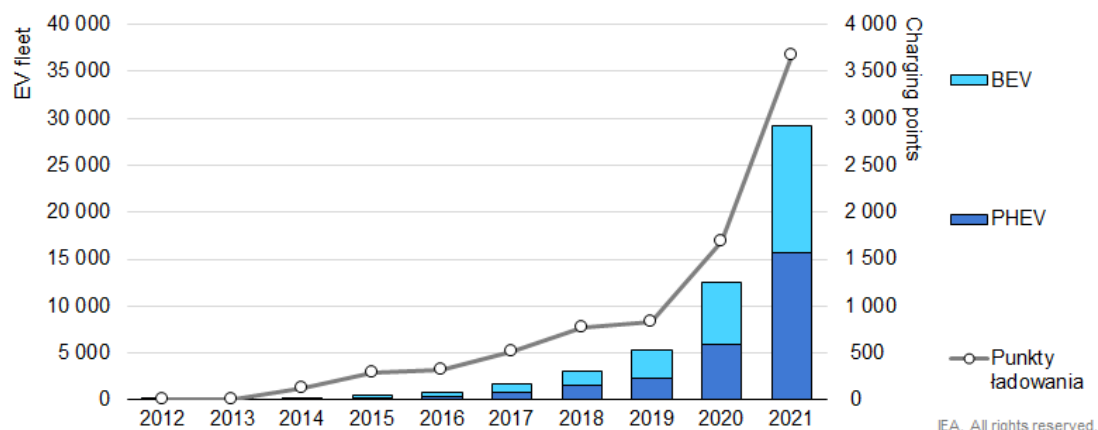
Rys. 4.6 Całkowita konsumpcja końcowa w transporcie według paliw w Polsce, 2000-2020



Większość zapotrzebowania na energię w transporcie pokrywają produkty naftowe, głównie olej napędowy (64% w 2020 r.), następnie benzyna (20%) gaz płynny (LPG) (9%) i biopaliwa (5%, głównie biodiesel). Niewielkie udziały w zapotrzebowaniu transportu pokrywa gaz ziemny (1,6%, głównie dla autobusów) i energia elektryczna (1,3%, głównie dla kolei). Większość zapotrzebowania na energię w transporcie pochodzi z transportu drogowego (98%), z niewielkim udziałem kolei (2%), lotnictwa krajowego (0,2%) i żeglugi krajowej (0,01%). W 2019 roku samochody osobowe stanowiły 55% zapotrzebowania na energię w transporcie. Udział zapotrzebowania z transportu drogowego (41%) był trzecim najwyższym wśród krajów członkowskich IEA. W Polsce nastąpiła znacząca poprawa efektywności drogowego transportu towarowego. W latach 2009-2019 energochłonność drogowego transportu towarowego spadła z 1,8 MJ na tonokm do 1,0 MJ na tonokm, czyli poniżej energochłonności drogowego transportu towarowego w Niemczech (1,2 MJ na tonokm w 2019 r.).

Polska flota samochodów osobowych odnotowała znaczny spadek efektywności, który jest niezgodny z trendem poprawy efektywności obserwowanym w większości krajów członkowskich IEA. Od 2010 do 2019 roku energochłonność samochodów osobowych w Polsce wzrosła z 1,8 MJ na pasażerokilometr do 2,1 MJ na pasażerokilometr, w porównaniu ze spadkiem średniej IEA z 1,8 MJ na pasażerokilometr do 1,7 MJ na pasażerokilometr. Spadek efektywności wynika z importu znacznie starszych i mniej wydajnych samochodów oraz preferencji konsumentów dla SUV-ów i innych dużych pojazdów. W 2020 roku używane pojazdy importowane stanowiły 64% rejestracji samochodów, a duże i nieefektywne SUV-y i crossovery miały największy udział (9%) w rejestracji nowych pojazdów.

W Polsce wzrasta wykorzystanie pojazdów elektrycznych (Rysunek 4.7). W latach 2012-2021 liczba zarejestrowanych pojazdów elektrycznych wzrosła z zaledwie 66 do prawie 30 000, przy czym większość tego wzrostu przypada na rok 2021, kiedy to nowe rejestracje pojazdów elektrycznych osiągną poziom prawie 17 000 i 3,7% rocznych rejestracji nowych pojazdów. Jednak EV nadal stanowią zaledwie 0,12% floty samochodów osobowych w Polsce, w porównaniu do średniej unijnej wynoszącej 1,55%. Od 2014 do 2021 roku liczba publicznie dostępnych punktów ładowania wzrosła z zaledwie 119 do 3 674, przy czym około połowa tego wzrostu przypada na rok 2021.

Rysunek 4.7 Pojazdy elektryczne i publiczne punkty ładowania w Polsce, 2012-2021

Uwagi: BEV = pojazd elektryczny z akumulatorem. PHEV = hybrydowy pojazd elektryczny typu plug-in.
Źródło: EAFO (2022).

Polityki i środki

Głównym dokumentem politycznym dla polskiego sektora transportowego jest Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku (SRT2030). Przyjęta w 2019 roku, ma na celu zwiększenie bezpieczeństwa, efektywności i dostępności transportu. Strategia obejmuje działania mające na celu przeniesienie transportu z dróg na kolej i drogi wodne, elektryfikację transportu drogowego, poprawę transportu publicznego, promowanie ruchu pieszego i rowerowego, wdrażanie stref niskoemisyjnych oraz minimalizację negatywnego wpływu transportu lotniczego na środowisko.

Elektryfikacja jest kluczowym aspektem polskiej polityki transportowej. KPEiK zawiera cel, aby Polska miała 1 milion pojazdów elektrycznych do 2025 roku. PEP2040 (przyjęty po KPEiK) zawiera mniej ambitny cel 600 000 pojazdów elektrycznych do 2030 roku (w porównaniu do około 12 500 w 2020 roku). W PEP2040 określono również cele dla miast o liczbie mieszkańców 100 000 lub więcej: od 2025 r. miasta te mogą kupować do transportu publicznego wyłącznie pojazdy o zerowej emisji, a do 2030 r. cała flota pojazdów transportu publicznego musi być zeroemisyjna. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z 2018 roku zawiera cele, aby udział pojazdów elektrycznych we flocie pojazdów rządu krajowego osiągnął 10% do 2022 roku, 20% do 2023 roku i 50% w perspektywie długoterminowej. W przypadku floty pojazdów władz regionalnych wymagany udział pojazdów elektrycznych wynosi 10% do 2023 roku i 20% do 2025 roku.

Polska dąży również do znacznej rozbudowy infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych. SRT2030 zawiera cele dotyczące zwiększenia infrastruktury ładowania wzdłuż głównych autostrad i w największych obszarach miejskich. PEP2040 wyznacza cele na rok 2030 w zakresie rozmieszczenia 11 000-15 000 punktów szybkiego ładowania EV (powyżej 22 kilowatów [kW]) i 49 000-85 000 punktów regularnego ładowania (w porównaniu do około 650 punktów szybkiego ładowania i 1 000 punktów regularnego ładowania w roku 2020). Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych wymaga, aby wszystkie budynki rządowe były wyposażone w co najmniej jeden punkt ładowania pojazdów elektrycznych o mocy co najmniej 3,7 kW, a dla miast o liczbie mieszkańców 100 000 lub więcej ustala się cele dotyczące liczby publicznie dostępnych punktów

ładowania pojazdów elektrycznych, które ma wybudować właściwy OSD energii elektrycznej.

Polska pozyskała niedawno środki finansowe w wysokości 176 milionów euro, aby pomóc przedsiębiorstwom, samorządom i spółdzielniom mieszkaniowym we wprowadzeniu ładowania pojazdów elektrycznych i tankowania wodoru. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ogłosił nabory wniosków w tym zakresie pod nazwą „Wsparcie infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych i infrastruktury tankowania wodoru”. Pierwsze nabory zostały zaplanowane na okres od stycznia do marca 2022 roku.

Program Mój EV, uruchomiony w lipcu 2021 r., jest głównym polskim programem wspierającym wprowadzanie pojazdów elektrycznych. Program jest prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i zapewnia osobom fizycznym dotacje do 4 100 euro na pojazdy elektryczne kosztujące do 49 600 euro. Rodziny z co najmniej trójką dzieci mogą otrzymać dotację w wysokości do 6 000 euro bez ograniczenia ceny pojazdu. Program ma być realizowany do 2025 roku, a jego budżet wynosi 154 mln euro. Polska zapewnia również wsparcie dla firm, instytucji i gmin na zakup elektrycznych motorowerów, motocykli, trójkołowców i czterokołowców (do 880 euro na pojazd), samochodów osobowych (do 6 000 euro) i małych ciężarówek (do 15 400 euro). Właściciele pojazdów elektrycznych mogą również bezpłatnie korzystać z pasów dla autobusów oraz wjeżdżać i parkować w strefach niskoemisyjnych. Aby zwiększyć świadomość konsumentów, pojazdy elektryczne mają wyraźne zielone tablice rejestracyjne.

Program „Zielony transport publiczny”, uruchomiony w 2020 r., wspiera zakup autobusów elektrycznych i wodorowych oraz związanej z nimi infrastruktury do ładowania i tankowania. Początkowy budżet w wysokości 286 mln euro został zwiększony do 444 mln euro, co powinno pozwolić na zakup 386 autobusów elektrycznych i 130 autobusów wodorowych. Polski Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności na Pandemię proponuje zainwestowanie 1,1 mld euro w celu rozszerzenia tego programu. Polska posiada również programy wspierające zakup elektrycznych autobusów szkolnych (budżet 8,8 mln euro), elektrycznych taksówek (8,8 mln euro) i elektrycznych samochodów dostawczych (15 mln euro).

Polska akcyza na pojazdy (płacona przy zakupie nowego pojazdu) jest niższa dla pojazdów z silnikami o mniejszej pojemności i dla pojazdów hybrydowych. Z podatku zwolnione są pojazdy BEV, pojazdy napędzane wodorem i niektóre hybrydy typu plug-in.

Rząd dąży do tego, aby Polska stała się centrum produkcji pojazdów elektrycznych i komponentów do nich. Od 2021 roku Polska jest największym europejskim eksporterem autobusów elektrycznych, z kwotą eksportu 213 milionów euro (PIE, 2021). Rząd podejmuje kroki (w tym stworzenie specjalnej strefy ekonomicznej i ulgi podatkowe) w celu przyciągnięcia inwestycji w produkcję związaną z pojazdami elektrycznymi, a kilka prywatnych firm ulokowało w Polsce fabryki związane z pojazdami elektrycznymi.

Celem 2 polskiej strategii dotyczącej wodoru jest wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie. Obejmuje on cele dotyczące 32 stacji tankowania wodoru i 250 autobusów wodorowych do 2025 roku; 1000 autobusów wodorowych do 2030 roku; oraz cele dotyczące wykorzystania wodoru lub paliw syntetycznych na bazie wodoru w samochodach ciężarowych, pociągach, statkach i lotnictwie.

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Polska dąży do poprawy wydajności transportu i zmniejszenia emisji zanieczyszczeń z transportu poprzez odejście od samochodów osobowych. SRT2030 zawiera konkretne działania mające na celu stworzenie zrównoważonych multimodalnych systemów transportowych w polskich miastach poprzez wysokiej jakości infrastrukturę rowerową, współdzielenie mobilności, wspólne rozkłady jazdy i systemy taryfowe dla transportu publicznego i pociągów oraz strefy ograniczonego dostępu dla samochodów połączone z węzłami "parkuj i jedź" poza centrami miast. Dokument Kierunki rozwoju transportu intermodalnego do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku określa opcje dalszego wspierania rozwoju transportu intermodalnego z wykorzystaniem środków unijnych w latach 2021-2027.

Polska dąży również do poprawy efektywności i zmniejszenia emisji z krajowych przewozów kolejowych, morskich i lotniczych. Krajowy Program Kolejowy do 2023 roku ma na celu wzmocnienie roli kolei poprzez modernizację infrastruktury kolejowej, a jego całkowity budżet wynosi 14,6 mld euro, z czego 10,8 mld euro pochodzi z Funduszu Spójności UE. W 2016 roku polska sieć kolejowa składała się z 11 883 km linii zelektryfikowanych i 7 331 km linii niezelektryfikowanych. Długość linii przeznaczonych do przebudowy do 2023 roku wynosi 9 000 km, ale nie wszystkie te linie będą zelektryfikowane. Nowe lokomotywy kolejowe podlegają wymogom dotyczącym emisji (poziom IIIB UE, w tym limit cząstek stałych 0,025 g/kWh). Program uzupełnienia lokalnej i regionalnej infrastruktury kolejowej, przyjęty w 2019 r. z budżetem 1,45 mld euro w latach 2020-2028, ma na celu zwiększenie połączeń kolejowych między miastami o liczbie mieszkańców powyżej 10 000.

Ocena

Odpowiedzialność za opracowanie i wdrożenie polityki efektywności energetycznej rozkłada się na liczne instytucje rządowe, co stwarza wyzwania dla koordynacji i integracji działań w wielu sektorach. W większości krajów IEA wyspecjalizowane agencje energetyczne przygotowują i realizują programy efektywności energetycznej. Posiadanie specjalnej i wyspecjalizowanej agencji odpowiedzialnej za wdrażanie i monitorowanie polityki i środków w zakresie efektywności energetycznej może zwiększyć skuteczność tych instrumentów. IEA zachęca rząd Polski do rozważenia możliwości utworzenia specjalnej instytucji do tego celu.

W ramach EED wszystkie kraje członkowskie UE są zobowiązane do zmniejszenia FEC o 0,8% każdego roku od 2021 do 2030. Polska opracowała system zbywalnych białych certyfikatów jako główny środek do osiągnięcia tego celu. Od rozpoczęcia programu certyfikatów w 2013 r. do 2017 r. roczne oszczędności energii stale rosły; jednak od 2017 r. oszczędności te wyraźnie spadły. URE i przedsiębiorstwa uczestniczące w programie wskazały, że spadek oszczędności energii w ramach programu certyfikatów jest spowodowany dużymi opóźnieniami URE w rozpatrywaniu wniosków, ponieważ nie dysponuje on zasobami potrzebnymi do terminowego i dokładnego rozpatrzenia wniosków. Opóźnienia te zmniejszają skuteczność programu i zniechęcają do szerokiego uczestnictwa, które jest niezbędne do osiągnięcia trwałych oszczędności energii zgodnie z wymogiem EED Polski dotyczącym rocznych oszczędności energii oraz celami klimatycznymi i energetycznymi. Rząd powinien zapewnić URE środki niezbędne do terminowego wydawania certyfikatów oraz regularnie dokonywać przeglądu programu certyfikatów w celu zapewnienia, że prowadzi on do oszczędności energii zgodnie z celami polskiego sektora energetycznego.

KE zaproponowała zwiększenie wymogu EED dotyczącego rocznych oszczędności energii z 0,8% do 1,5%, aby wesprzeć zwiększony cel 55% redukcji emisji gazów cieplarnianych w 2030 roku. Jeśli wyższy cel oszczędnościowy EED zostanie przyjęty, to jeszcze bardziej zwiększy to zapotrzebowanie na polski program białych certyfikatów, aby zapewnić oszczędności energii w sposób terminowy i opłacalny. Polska podjęła pewne kroki w celu zwiększenia oszczędności dostarczanych przez program białych certyfikatów, w tym dodanie dostawców płynnych paliw transportowych do firm zobowiązanych do zapewnienia oszczędności energii.

Budynki

Potencjał oszczędności energii w polskich budynkach jest ogromny. UE definiuje budynki niskoenergetyczne jako te, których zapotrzebowanie na energię wynosi od 45 kWh/m² do 75 kWh/m² rocznie (do 190 kWh/m² rocznie w przypadku niektórych budynków sektora usługowego). Około jedna trzecia budynków mieszkalnych w Polsce została wybudowana przed 1980 rokiem i ma zapotrzebowanie na energię wyższe niż 200 kWh/m² rocznie. Ponad milion budynków zostało zbudowanych przed 1918 rokiem i ma zapotrzebowanie na energię końcową wyższe niż 300 kWh/m² rocznie.

Duży nacisk kładzie się na odchodzenie od ogrzewania węglowego, aby zmniejszyć lokalne zanieczyszczenie powietrza, które jest w Polsce poważnym problemem zdrowotnym. W raporcie Europejskiej Agencji Środowiska (EEA) na temat jakości powietrza w Europie 2020 stwierdzono, że Polska ma najwyższy poziom zarówno PM₁₀, jak i PM_{2,5} w UE, a niska jakość powietrza w Polsce spowodowała około 50 000 przedwczesnych zgonów w 2018 roku. Dane EEA z 2020 roku pokazują, że większość gmin w Polsce miała złą jakość powietrza (PM_{2,5} od 15 do poniżej 25 mikrogramów na m³) (EEA, 2020).

Głównym programem wspierającym odchodzenie od indywidualnych systemów grzewczych opalanych węglem jest program Czyste Powietrze, który zapewnia dotacje dla właścicieli jednorodzinnych budynków mieszkalnych na modernizację nieefektywnych systemów grzewczych na nowe (w tym kotłów gazowych, odnawialnych źródeł energii i pomp ciepła). Program przewiduje również dotacje na środki efektywności energetycznej, takie jak izolacja budynku, które są podejmowane przy wymianie systemu grzewczego, ale środki te nie są wymagane. Do grudnia 2021 roku do programu wpłynęło około 379 000 wniosków o dotacje na modernizację systemów grzewczych, przy czym większość (45%) dotyczyła kotłów gazowych.

To duże rozpowszechnienie kotłów na gaz ziemny przesuwają problem dekarbonizacji na przyszłe pokolenia. Przejście z ogrzewania węglowego na gazowe prawdopodobnie zwiększy również koszty ogrzewania i narażenie na zmienność cen, np. skrajny wzrost cen gazu obserwowany w Europie w 2021 roku. IEA zaleca udoskonalenie programu Czyste Powietrze, aby skupić się na wdrażaniu systemów grzewczych o najniższych emisjach i najwyższej sprawności, aby zminimalizować wdrażanie kotłów gazowych. Może to obejmować powiązanie poziomu dotacji z wydajnością i redukcją emisji każdej technologii grzewczej.

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Wymiana systemów grzewczych powinna być również powiązana z termomodernizacją. Modernizacja systemów grzewczych bez poprawy izolacji budynku skutkuje przewymiarowanymi systemami grzewczymi (z wyższymi kosztami inwestycyjnymi) i nieefektywnym ogrzewaniem (z wyższymi kosztami operacyjnymi). Jest to szczególnie niepokojące ze względu na wysoki udział słabo izolowanych budynków w Polsce i duży odsetek konsumentów doświadczających lub zagrożonych ubóstwem energetycznym. Powiązanie modernizacji systemów grzewczych z termomodernizacją może potencjalnie zapewnić większą ogólną redukcję kosztów i oszczędności energii. Wymaga to jednak uwzględnienia w polityce barier dla powszechnych remontów budynków, takich jak wysokie koszty wstępne i rozbieżności między tym, kto płaci za remonty, a tym, kto czerpie korzyści finansowe z niższych kosztów energii (dylemat właściciela i najemcy). Rząd powinien rozważyć priorytetowe traktowanie dotacji dla projektów, które łączą w sobie renowację systemów ciepłych i grzewczych.

Kluczowym elementem skutecznych programów efektywności energetycznej jest również edukacja konsumentów na temat możliwości obniżenia kosztów energii przez renowację budynków oraz dostępnych programów. Rząd powinien zapewnić ludziom odpowiednie informacje na temat istniejących programów renowacji budynków oraz narzędzi umożliwiających dostęp do tych programów.

Istnieje również godna uwagi możliwość zmniejszenia lokalnego zanieczyszczenia pochodzącego z ogrzewania węglowego (przy jednoczesnej poprawie efektywności) poprzez rozbudowę sieci ciepłowniczej. Polska posiada rozbudowaną sieć ciepłowniczą. W 2018 roku 58% miejskich gospodarstw domowych było podłączonych do sieci ciepłowniczej, ale około 20% miejskich gospodarstw domowych nadal korzystało z indywidualnych kotłów węglowych. Polska pracuje nad rozbudową sieci ciepłowniczej, m.in. stawiając sobie za cel dodanie 1,5 mln nowych przyłączy do 2030 roku. Przed dotowaniem innych źródeł ciepła należy rozważyć ogrzewanie komunalne i elektryczne (zwłaszcza pompy ciepła). Przejście na ogrzewanie komunalne lub elektryczne powoduje przesunięcie emisji w górę, do mniejszej liczby większych i bardziej wydajnych zakładów grzewczych i kogeneracyjnych. Pomoże to Polsce w przejściu na gospodarkę niskoemisyjną i zmniejszy ryzyko powstania aktywów osieroconych w wyniku rozbudowy sieci gazowej.

W celu dalszej dekarbonizacji dostaw ciepła, źródło ciepła dla sieci ciepłowniczych będzie musiało zostać przestawione z węgla na czystsze źródła energii. Polska wspiera to przejście poprzez dotacje dla wysokosprawnej kogeneracji. Rząd powinien zadbać o to, aby w pełni rozważone zostały opcje ogrzewania z wykorzystaniem paliw niekopalnych dla sieci ciepłowniczych. Projekt badawczy z 2021 r. realizowany przez Krakowskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze może służyć jako przykład, jak pompy ciepła, energia geotermalna i inne źródła odnawialne mogą zasilać wielkoskalowe systemy ciepłownicze w Polsce (Hałaj i in., 2021).

Wysokie koszty ogrzewania są głównym czynnikiem powodującym ubóstwo energetyczne w Polsce. Rząd pracuje nad opracowaniem systemowego podejścia do zmniejszenia ubóstwa energetycznego i wskazał, że kluczowym środkiem będzie rozszerzenie dodatku energetycznego, aby objąć nim większą część odbiorców znajdujących się w trudnej sytuacji. Chociaż płatności bezpośrednie mogą pomóc w rozwiązaniu problemu ubóstwa energetycznego w krótkim okresie, nie rozwiązują one podstawowych przyczyn ubóstwa energetycznego. Programy walki z ubóstwem energetycznym powinny koncentrować się na remontach poprawiających efektywność energetyczną, aby zapewnić odbiorcom

wrażliwym mieszkaniu o niskich kosztach energii i wysokim komforcie cieplnym. Programy przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu muszą być również dobrze zintegrowane z ogólną polityką społeczną dotyczącą ubóstwa.

Polska posiada program EPC, który dostarcza szczegółowych informacji na temat charakterystyki energetycznej budynku. EPC stanowi ogromną szansę na zachęcenie do poprawy efektywności energetycznej poprzez siły rynkowe, ale obecnie tylko 10% budynków w Polsce ma EPC zarejestrowane w systemie, co znacznie ogranicza wpływ programu. Rząd musi zaktualizować program EPC tak, aby obejmował większość budynków w Polsce. Wprowadzony niedawno program CEEB, wymaga rejestracji wszystkich systemów grzewczych budynków w Polsce, aby wspierać wymianę starych i nieefektywnych systemów. Rząd planuje połączyć dane CEEB z rejestrem EPC. Potrzeba więcej wysiłku, aby zapewnić, że EPC obejmuje większość budynków w Polsce.

EED wymaga remontu 3% całkowitej powierzchni budynków publicznych każdego roku lub zastosowania alternatywnego podejścia w celu osiągnięcia tego samego poziomu oszczędności. Polska zamierza osiągnąć wymóg EED stosując podejście alternatywne, ukierunkowane na oszczędności energii w budynkach publicznych, które nie spełniają minimalnych wymogów UE w zakresie wydajności. Rząd powinien wykorzystać ten wymóg jako okazję do osiągnięcia większych oszczędności energii, pomagając jednocześnie w rozwoju rynku przedsiębiorstw usług energetycznych, ograniczonego obecnie do 23 firm.

Przemysł

W polskim sektorze przemysłowym nastąpiła poprawa efektywności energetycznej; jednakże zapotrzebowanie przemysłu na energię wciąż rośnie i istnieją znaczne możliwości dalszej poprawy. W przeciwieństwie do sektora budowlanego i transportowego, istnieje stosunkowo niewiele polityk i środków nacisku na wyższą efektywność energetyczną w przemyśle. Rząd powinien zidentyfikować kluczowe możliwości i bariery dla efektywności energetycznej w przemyśle oraz opracować silniejsze narzędzia i środki polityczne w celu stymulowania wysiłków na rzecz poprawy efektywności energetycznej w przemyśle.

Zgodnie z dyrektywą EED, duże przedsiębiorstwa są zobowiązane do wdrożenia systemu zarządzania energią lub środowiskiem zgodnego z normami UE lub do przeprowadzania co cztery lata audytu energetycznego, który obejmuje co najmniej 90% ich zapotrzebowania na energię i określa opłacalne opcje zmniejszenia zapotrzebowania na energię. Pierwsza runda audytów energetycznych w 2017 roku przyniosła zgłoszone oszczędności energii w wysokości około 1 Mtoe. Druga runda audytów energetycznych miała zostać zakończona w 2021 roku. Rząd powinien rozważyć wprowadzenie obowiązku wdrażania środków o krótkim czasie zwrotu, zidentyfikowanych w audytach energetycznych (jak to się dzieje w innych krajach IEA i UE).

Polskie energochłonne przedsiębiorstwa przemysłowe działają w ramach systemu UE ETS. Przy obecnym poziomie cen CO₂ zachęta do inwestowania w efektywność energetyczną lub przechodzenia na paliwa odnawialne jest większa niż kiedykolwiek. Przedsiębiorstwa przemysłowe nie objęte UE ETS mają niewielką motywację do dekarbonizacji, ponieważ krajowa opłata za emisję w Polsce jest praktycznie zerowa. Ogromna różnica między ceną UE ETS a opłatą za emisję może stworzyć niewłaściwe bodźce, ponieważ firmy są zachęcane do inwestowania w mniejsze jednostki, pozostając w ten sposób poza ramami UE ETS. Ogranicza to możliwe korzyści z ekonomii skali oraz potencjalne zastosowania ciepła odpadowego w sektorze ciepłowniczym.

Transport

Elektryfikacja transportu drogowego jest głównym aspektem polskiej polityki energetycznej. W 2021 roku w Polsce będzie zarejestrowanych prawie 30 000 pojazdów elektrycznych, co stanowi 0,12% floty samochodów osobowych (średnia UE wynosiła 1,55%). Program „Mój Elektryk” uruchomiony w 2021 r. jest głównym programem napędzającym upowszechnienie pasażerskich pojazdów elektrycznych i ma potencjał, aby doprowadzić do znacznego wzrostu własności pojazdów elektrycznych. Rząd powinien ściśle monitorować wyniki programu i być gotowym do wprowadzenia korekt w razie potrzeby.

Większość nowych pojazdów kupowanych w Polsce (73% w 2020 r.) to samochody służbowe, ale obecnie nie ma dopłat do samochodów służbowych z napędem elektrycznym. Rząd powinien wprowadzić środki zachęcające do zakupu elektrycznych samochodów firmowych, ponieważ pomogłoby to zwiększyć sprzedaż pojazdów elektrycznych i wesprzeć rozwój rynku używanych pojazdów elektrycznych poprzez zapewnienie bardziej przystępnych cenowo używanych pojazdów elektrycznych dla większej części populacji, ponieważ większość konsumentów w Polsce kupuje używane pojazdy osobowe.

Niektóre elementy polskiego opodatkowania pojazdów są dostosowane do celów zwiększenia elektryfikacji i efektywności transportu. Podatek akcyzowy płacony jednorazowo przy zakupie nowego pojazdu jest niższy dla bardziej wydajnych samochodów, a pojazdy elektryczne mogą być całkowicie zwolnione z podatku. Jednak w przeciwieństwie do wielu krajów IEA i UE, w Polsce nie ma żadnego rocznego opodatkowania pojazdów w oparciu o emisję, efektywność lub wpływ na środowisko. Ponadto podatki płacone przy imporcie pojazdu używanego (który stanowi większość nowych rejestracji w Polsce) są bardzo niskie i nie są związane z emisją, wydajnością lub wpływem na środowisko.

Polska powinna uaktualnić swój system opodatkowania pojazdów (w tym wprowadzić opłaty roczne) w oparciu o wiek, wydajność paliwową i wpływ na klimat, które ukierunkują konsumentów na pojazdy elektryczne lub inne pojazdy niskoemisyjne, a w niektórych przypadkach w ogóle zrezygnują z posiadania samochodu. Ponadto można by wprowadzić strefy niskiej emisji, aby wykluczyć najstarsze zanieczyszczające samochody, lub wprowadzić podatek od zatłoczenia ze zwolnieniami dla samochodów niskoemisyjnych. Polska musi również szybko podjąć kroki w celu ograniczenia importu starych, nieefektywnych samochodów, które stanowią większość nowych rejestracji (64% w 2020 r.) i znacznie obniżają średnią efektywność floty samochodów osobowych w Polsce. Należy wprowadzić podatki lub inne środki odzwierciedlające duży wpływ tych pojazdów na środowisko.

Polski pandemiczny Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności zawiera cel wprowadzenia opłaty rejestracyjnej i podatku od własności związanego z emisją zanieczyszczeń zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”. Cel ten wskazuje, że należy wprowadzić środki finansowe i fiskalne w celu stymulowania popytu na czystsze pojazdy. Obejmują one wyższe opłaty rejestracyjne, podatek od spalania wewnętrznego oraz środki zwiększające przyspieszoną amortyzację pojazdów elektrycznych. Wysokość planowanej opłaty i podatku będzie zależała od emisji CO₂ lub NO_x. Dochód z opłaty i podatku zostanie przeznaczony na wsparcie rozwoju niskoemisyjnego transportu publicznego. Rząd planuje wprowadzenie wyższej opłaty rejestracyjnej w czwartym kwartale 2024 roku, a wyższego

podatku od posiadania pojazdów w drugim kwartale 2026 roku. IEA pochwała te kroki, ale zaleca wprowadzenie ich znacznie wcześniej.

Polska musi zadbać o to, aby opodatkowanie paliw napędzało wybory konsumentów zgodne z celami polityki energetycznej i klimatycznej. W ramach zharmonizowanych przepisów podatkowych UE, Polska powinna zbadać, jak można zaktualizować opodatkowanie paliw, aby lepiej zachęcać do korzystania z pojazdów elektrycznych i innych pojazdów o wysokiej wydajności. Wprowadzony w 2019 roku podatek od emisji dla oleju napędowego i benzyny stosowanych w transporcie jest dobrym krokiem we właściwym kierunku. Podatek od emisji płacą producenci i importerzy paliw, a 95% wpływów wspiera różne programy transformacji energetycznej, w tym programy dotyczące pojazdów elektrycznych i paliw alternatywnych. Pozostałe 5% wpływów przeznacza się na rozbudowę lokalnych linii autobusowych.

Pierwszy program wsparcia infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych i tankowania wodoru został uruchomiony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w styczniu 2022 roku. Rząd powinien jednak zmaksymalizować wysiłki w zakresie rozwoju odpowiedniej infrastruktury ładowania, aby wesprzeć swoje wysokie ambicje w zakresie wdrażania pojazdów elektrycznych. Rozproszona obecność ładowarek do pojazdów elektrycznych pomaga napędzać popyt na nie poprzez zwiększenie świadomości na temat pojazdów elektrycznych i zmniejszenie obaw związanych z dostępem do ładowarek.

Polska dąży do poprawy wydajności transportu i zmniejszenia emisji zanieczyszczeń z transportu poprzez odejście od samochodów osobowych. SRT2030 zawiera konkretne działania mające na celu stworzenie zrównoważonych multimodalnych systemów transportowych w Polsce. Dokument Kierunki rozwoju transportu intermodalnego do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 określa opcje dalszego wspierania rozwoju transportu intermodalnego z wykorzystaniem środków unijnych w latach 2021-2027. Rząd powinien uważnie monitorować realizację programów forsujących przesunięcie modalne i być gotowy do aktualizacji lub rozszerzenia środków w razie potrzeby.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Stworzyć krajową agencję do realizacji i koordynacji programów wsparcia efektywności energetycznej.
- Wzmocnić program białych certyfikatów, przeznaczając dodatkowe środki dla Urzędu Regulacji Energetyki, aby ograniczyć wąskie gardła w wydawaniu świadectw i zachęcić firmy do jeszcze większego wykorzystania systemu, co przyczyni się do dalszych oszczędności energii.
- Zapewnić, aby program świadectw charakterystyki energetycznej obejmował większość budynków, dostarczał łatwo dostępnych danych o efektywności budynków i był dostosowany do Centralnego Rejestru Emisji Budynków.

4. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

- Usprawnienie programu „Czyste powietrze”, aby jeszcze bardziej priorytetowo traktować najbardziej efektywne i najmniej emisyjne opcje ogrzewania oraz skupić się na remontach, które łączą modernizację systemów grzewczych z termomodernizacją budynków.
- Przyspieszyć dostosowanie opodatkowania pojazdów do celów większej elektryfikacji i redukcji emisji, w tym przyspieszyć wprowadzenie rocznego opodatkowania wszystkich pojazdów w zależności od wydajności oraz środków ograniczających import starych, nieefektywnych pojazdów.

Odniesienia

- Program Czyste Powietrze (2022), Program Czyste Powietrze (strona internetowa), <https://czystepowietrze.gov.pl>
- EAF0 (Europejskie Obserwatorium Paliw Alternatywnych) (2022), Polska (baza danych), <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/poland> (dostęp: 13 kwietnia 2022)
- EEA (Europejska Agencja Środowiska) (2020), Jakość powietrza w Europie - Raport 2020, <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2020-report>
- UE (Unia Europejska) (2020), Raport roczny EED 2020, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-08/fi_annual_report_eeed_2020_tra_0.pdf
- UE (2019), Ocena projektu Krajowego planu energetyczno-klimatycznego Polski, https://energy.ec.europa.eu/document/download/cdb5e342-e932-423d-90a0-abd05bacf333_en
- IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2021), Wskaźniki efektywności energetycznej (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-efficiency-indicators> (dostęp: 18 lutego 2022)
- IEA (2022), Światowe bilanse energetyczne (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (dostęp: 18 lutego 2022)
- Hałaj, E. i in. (2021), Modernizacja systemu ciepłowniczego poprzez integrację modułowych pomp ciepła, wód geotermalnych i fotowoltaiki w celu uzyskania odpornej i zrównoważonej energii miejskiej, *Energies*, Vol. 14/9, <https://doi.org/10.3390/en14092347>
- INFOR (Internet i Nowe Technologie Fundusze Europejskie) (2021), Obowiązek zgłaszania tego, co wykorzystujemy do ogrzewania domów od 1 lipca 2021 r. (strona internetowa), https://samorzad.infor.pl/sektor/zadania/zarzadzanie_nieruchomosciami/5274182,Obowiazek-zgloszenia-czym-ogrzewamy-domy-od-1-lipca-2021-r.html
- Stadnik, K. (2019), Zakaz palenia węglem i drewnem w Krakowie, Małopolska, <https://powietrze.malopolska.pl/aktualnosci/zakaz-palenia-weglem-i-drewnem-w-krakowie>
- PIE (Polski Instytut Ekonomiczny) (2021), Tygodnik Handlowy PIE, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2021/02/Tygodnik-Gospodarczy-PIE_05-2021.pdf
- PORTPC (Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła) (2020), Rynek pomp ciepła w Polsce w roku 2019 i do roku 2030 (strona internetowa), <https://portpc.pl/rynek-pomp-ciepła-w-polsce-w-2019-roku-i-w-perspektywie-do-roku-2030>
- Sejmu (2018), Dziennik Ustaw 2018 poz. 2489 (strona internetowa), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180002489>
- URE (Urząd Regulacji Energetyki) (2022), Wydane świadectwa efektywności energetycznej (baza danych), <https://bip.ure.gov.pl/bip/form/3,Efektywnosc-Energetyczna.html> (dostęp: 11 marca 2021)

5. Energia odnawialna

Dane kluczowe (2020)

Odnawialne źródła energii w TFEC: 11,3 Mtoe/16,1%

Źródła odnawialne w produkcji energii elektrycznej: 28,2 TWh (wiatr 10,0%, bioenergia 5,5%, woda 1,3%, słońce 1,2%, odpady odnawialne 0,1%)

Udział energii odnawialnej²: końcowe zużycie energii brutto 16,1%, energia elektryczna 16,2%, ogrzewanie i chłodzenie 22,1%, transport 6,6%

Całkowity udział energii odnawialnej w UE²: końcowe zużycie brutto 22,1%, energia elektryczna 37,5%, ogrzewanie i chłodzenie 23,1%, transport 10,2%.

Podsumowanie

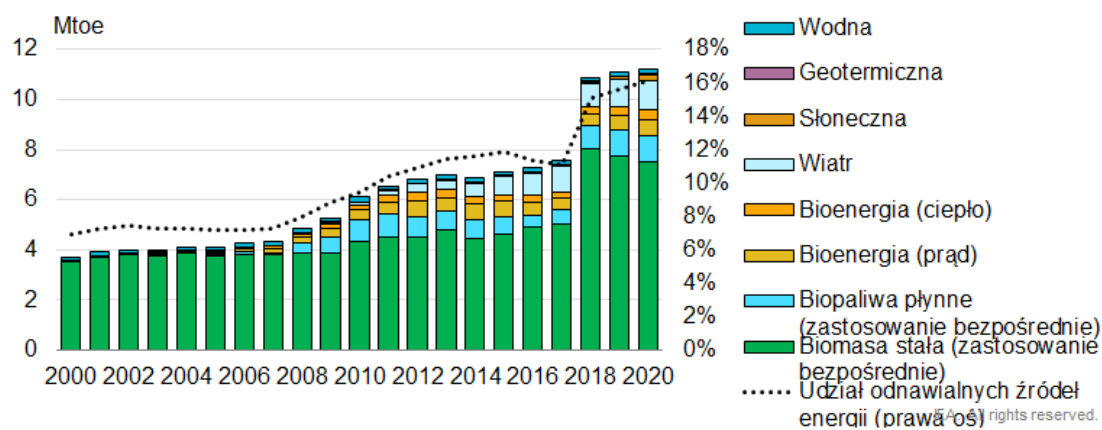
W latach 2010-2020 udział energii odnawialnej w całkowitym końcowym zużyciu energii (TFEC) w Polsce wzrósł z 9,5% do 16%, głównie dzięki wzrostowi produkcji energii wiatrowej i bezpośredniemu wykorzystaniu biomasy stałej, głównie do ogrzewania (Rysunek 5.1). Duży wzrost udziału odnawialnych źródeł energii widoczny w 2018 roku wynikał z poprawy zbierania danych dotyczących wykorzystania biomasy stałej do ogrzewania. Udział odnawialnych źródeł energii w TFEC w Polsce pozostaje stosunkowo niski, zajmując 21 miejsce wśród krajów członkowskich IEA w 2019 roku. Stosując definicje Eurostatu, w 2020 r. źródła odnawialne pokrywały 16% końcowego zużycia energii brutto w Polsce, 16% produkcji energii elektrycznej, 22% zapotrzebowania na ogrzewanie i chłodzenie oraz 6% zapotrzebowania na transport (Rysunek 5.2).

Polska polityka energetyczna przyznaje kluczową rolę energii odnawialnej w kilku strategicznych obszarach transformacji energetycznej. Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza z morskiej energii wiatrowej i małej fotowoltaiki, jest jedną z głównych możliwości zastąpienia energii elektrycznej z węgla bez zwiększania zależności od importu oraz zwiększenia roli prosumentów na rynkach energii elektrycznej. Polska kładzie nacisk na zmniejszenie zapotrzebowania sektora transportowego na ropę naftową poprzez biopaliwa i odnawialną energię elektryczną. W ogrzewaniu i chłodzeniu dąży się do wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wspierając bioenergię i pompy ciepła. Polska dąży również do dekarbonizacji dostaw gazu za pomocą biometanu i

² Eurostat stosuje formuły normalizujące wahania produkcji energii elektrycznej z wiatru i wody oraz mnożniki, które nadają wyższe udziały wykorzystaniu zaawansowanych biopaliw i odnawialnej energii elektrycznej w transporcie. Udział odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto obejmuje krajowe źródła odnawialne i statystyczne transfery odnawialnych źródeł energii z innych państw członkowskich UE, dozwolone na mocy przepisów UE.

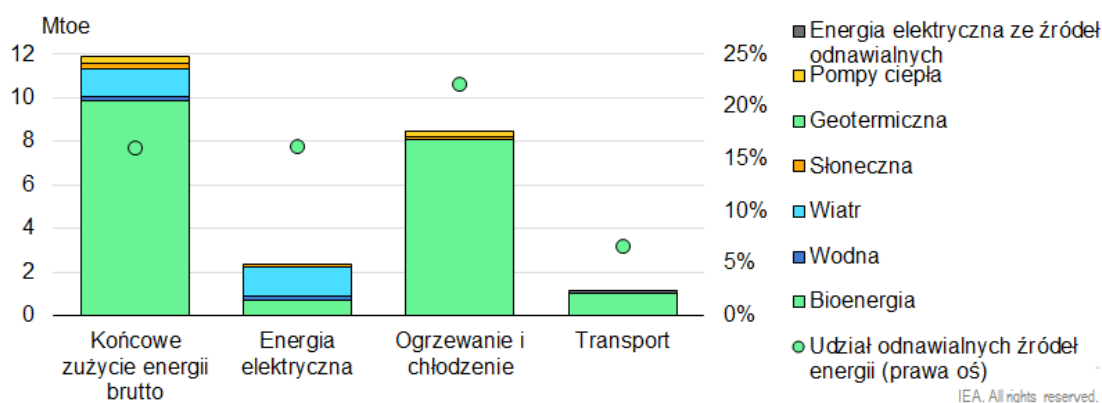
wodoru produkowanego z odnawialnej energii elektrycznej. Cele i środki wspierające dla energii odnawialnej są określone w polskim KPEiK, PEP2040 oraz w licznych krajowych ustawach i rozporządzeniach.

Rysunek 5.1 Udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii końcowej w Polsce, 2000-2020



Źródło: IEA (2022).

Rysunek 5.2 Kluczowe metryki energii, 2020



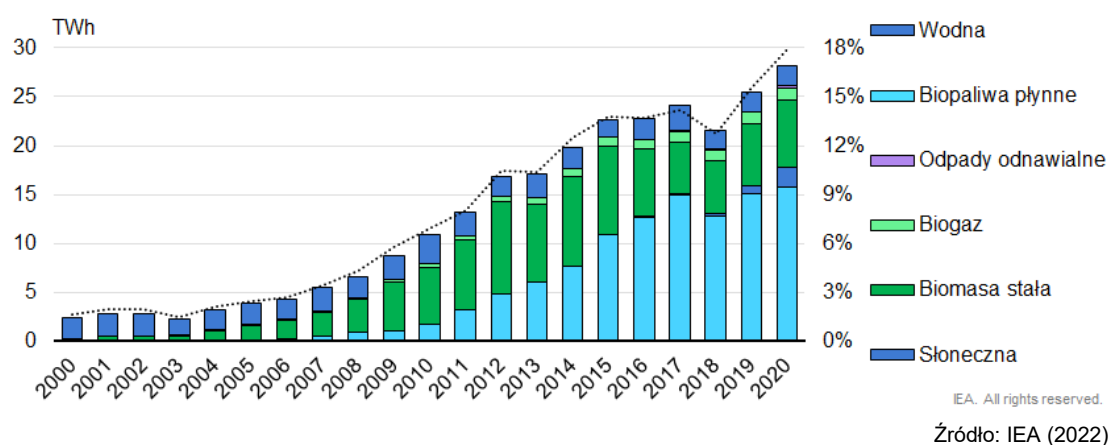
Źródło: EC (2022).

Odnawialne źródła energii według sektorów

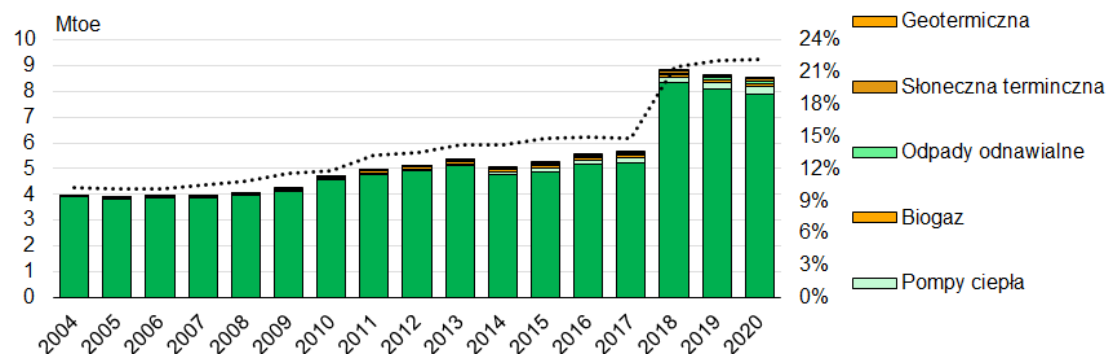
W latach 2010-2020 produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wzrosła prawie trzykrotnie, z 10,9 terawatogodzin (TWh) do 28,2 TWh, a udział energii odnawialnej w produkcji wzrósł z 7% do 18% (Rysunek 5.3). Wzrost ten był napędzany głównie przez zwiększoną produkcję z wiatru na lądzie (z 1,7 TWh do 15,8 TWh) i biomasy stałej (z 4,9 TWh do 6,9 TWh), podczas gdy fotowoltaika również odnotowała szybki wzrost (z 0,2 TWh w 2017 roku do 2,0 TWh w 2020 roku). Energia elektryczna z elektrowni wodnych w latach 2010-2020 wahała się na poziomie około 2 TWh, a energia elektryczna wytwarzana z biogazu wzrosła z 0,4 TWh do 1,2 TWh.

Udział odnawialnych źródeł energii w ogrzewaniu i chłodzeniu wzrósł w latach 2010-2020 z 4,7 Mtoe do 8,5 Mtoe i z 12% do 22% całkowitego zapotrzebowania na ogrzewanie i chłodzenie, przy czym znaczący wzrost w 2018 r. wynika z poprawy gromadzenia danych na temat wykorzystania biomasy stałej do ogrzewania, a w szczególności wykorzystania drewna opałowego (Rysunek 5.4). Biomasa stała stanowi większość odnawialnych źródeł ogrzewania i chłodzenia (93% w 2020 roku), następnie pompy ciepła (3,5%), biogaz (1,3%) i odpady odnawialne (1,1%).

Rysunek 5.3 Energia odnawialna w produkcji energii elektrycznej w Polsce, 2000-2020



Rysunek 5.4 Energia odnawialna w ogrzewaniu i chłodzeniu w Polsce, 2004-2020

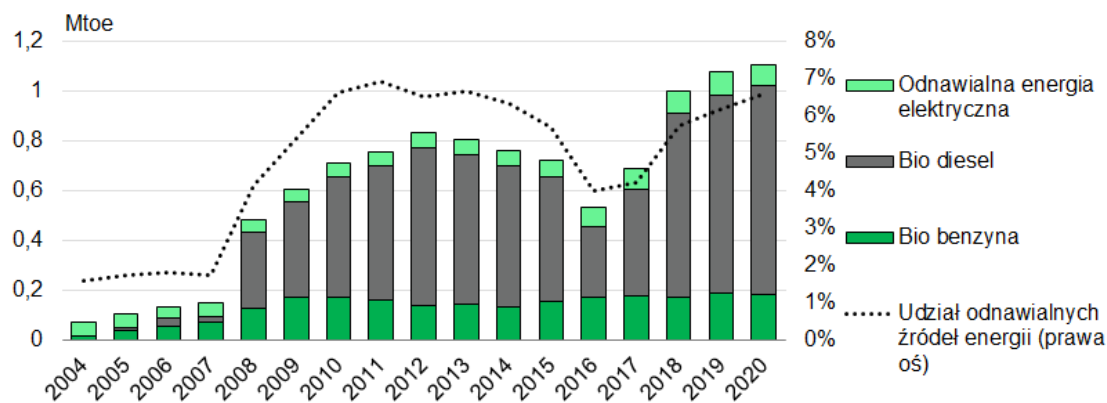


Wzrost udziału energii odnawialnej w transporcie był mniej spektakularny w latach 2010-2020, z ogólnym wzrostem z 0,9 Mtoe do 1,1 Mtoe. Znaczący spadek i odbicie danych dla odnawialnych źródeł energii w transporcie w latach 2010 i 2015 był spowodowany sprzedażą paliw transportowych poza legalnym rynkiem. To znacznie zmniejszyło zapotrzebowanie na paliwa sprzedawane przez oficjalne stacje detaliczne, które muszą dostarczać paliwa z minimalną zawartością biopaliw. Działania legislacyjne i egzekucyjne podjęte w 2016 roku pomogły znacznie ograniczyć nielegalną sprzedaż i zapewniły lepsze raportowanie rzeczywistego zapotrzebowania na paliwa, co znajduje odzwierciedlenie w znaczącym wzroście danych dotyczących odnawialnych źródeł energii w transporcie w 2016 i 2017 roku (Rysunek 5.5).

5. ENERGIA ODNAWIALNA

Odnawialne źródła energii w transporcie to przede wszystkim biopaliwa mieszane z olejem napędowym i benzyną, a także odnawialna energia elektryczna w transporcie kolejowym. W 2019 roku biodiesel stanowił 76% energii odnawialnej w transporcie, następnie biobenzyna (16%), odnawialna energia elektryczna w transporcie kolejowym (7,1%) i odnawialna energia elektryczna w transporcie drogowym (0,2%).

Rysunek 5.5 Energia odnawialna w transporcie w Polsce, 2004-2020



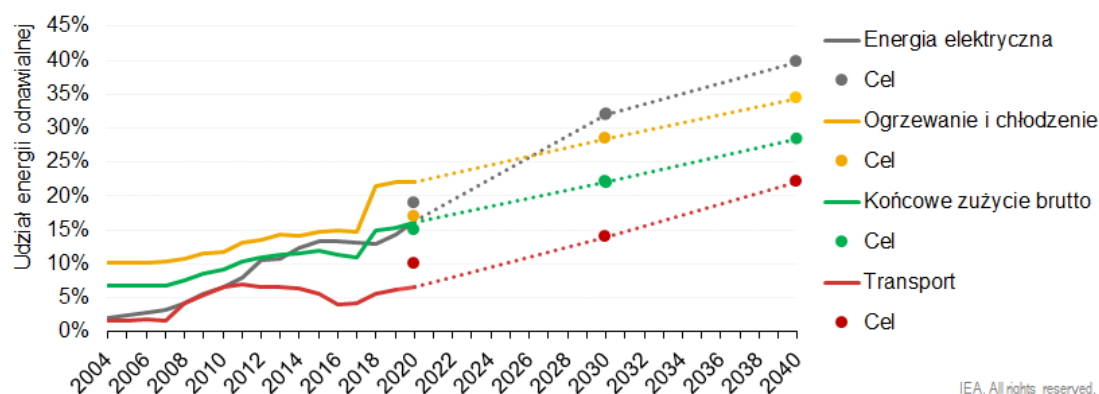
IEA. All rights reserved.

Źródła: EC (2022).

Cele w zakresie energii odnawialnej

Zgodnie z dyrektywą UE w sprawie energii odnawialnej (RED), Polska ma cele na rok 2020 i 2030 w zakresie udziału energii odnawialnej w zużyciu końcowym brutto oraz orientacyjne trajektorie dla energii odnawialnej w elektryczności, ogrzewaniu i chłodzeniu oraz transporcie (Rysunek 5.6). Cele i trajektorie RED mają wspierać realizację ogólnoeuropejskich celów, aby udział energii odnawialnej w zużyciu końcowym brutto osiągnął 20% do roku 2020 i 32% do roku 2030. Cele na rok 2020 i środki wspierające Polska określiła w Krajowym Planie Działania w zakresie energii odnawialnej. Cele na rok 2030 w zakresie energii odnawialnej i środki wspierające są określone w polskim KPEiK i PEP2040.

Rysunek 5.6 Cele i status Polski w zakresie energii odnawialnej w latach 2004-2020



IEA. All rights reserved.

	Status		Cele i trajektorie	
	2020	2020	2030	2040
Udział energii odnawialnej				
Zużycie energii końcowej brutto	16,1%	15%	23%	28,5%
Energia elektryczna	16,2%	19%	31,8%	39,7%
Ogrzewanie i chłodzenie	22,2%	17,4%	28,4%	34,4%
Transport	6,6%	10%	14%	22%

Źródło: EC (2022).

Polska osiągnęła swój cel na rok 2020 w zakresie udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto. Wynikało to jednak w dużej mierze ze zmiany metodologii obliczania wykorzystania biomasy do ogrzewania budynków. Udziały odnawialnych źródeł energii w energii elektrycznej i transporcie w 2020 roku pozostają poniżej swoich orientacyjnych trajektorii.

W październiku 2020 roku Komisja Europejska opublikowała swój przegląd polskiego KPEiK, zauważając, że cel na 2030 rok, jakim jest 23% udział energii odnawialnej w zużyciu końcowym brutto, jest mało ambitny i że udział 25% jest niezbędny do wsparcia ogólnounijnego celu w zakresie energii odnawialnej (KE, 2020). W grudniu 2020 r. ogólnounijny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 został zwiększony z 40% do 55%. UE poinformowała, że zaktualizuje RED, aby zwiększyć ogólnounijny cel dotyczący energii odnawialnej z 32% do 40%. Prawdopodobnie Polska będzie musiała zwiększyć swoje cele w zakresie energii odnawialnej na rok 2030, aby wspierać ogólnounijne cele w zakresie odnawialnych źródeł energii i emisji gazów cieplarnianych.

Polityka w zakresie energii odnawialnej

Odnawialne źródła energii elektrycznej

Polska polityka energetyczna kładzie nacisk na zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w celu wsparcia redukcji produkcji energii z węgla. Polska dąży również do większej elektryfikacji zapotrzebowania na energię (zwłaszcza w transporcie drogowym), aby umożliwić zwiększenie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w celu zwiększenia udziału tych źródeł w całym systemie energetycznym. Polska posiada

szeroki zakres środków wspierających wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Energia elektryczna wytwarzana z energii odnawialnej jest zwolniona z podatku akcyzowego w wysokości 1,1 euro za megawatogodzinę (MWh), nakładanego na wszystkie inne rodzaje produkcji. Projekty energii odnawialnej o mocy mniejszej niż 5 MW otrzymują obniżone opłaty za przyłączenie do sieci, a mikroinstalacje odnawialne (moc 50 kW lub mniejsza z przyłączem poniżej 110 kV) są przyłączane za darmo. Generacja odnawialna jest traktowana priorytetowo przez operatorów systemów.

Polski system zielonych certyfikatów (funkcjonujący od 2005 r.) wymaga od wszystkich dostawców energii elektrycznej uzyskania określonego wolumenu (MWh) zielonych certyfikatów na podstawie ich rocznej produkcji. Udział wymaganych certyfikatów jest ustalany corocznie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska i stale wzrastał z 15% w 2016 r. do 19,5% w 2020 r., pozostał na poziomie 19,5% w 2021 r., a w 2022 r. został zmniejszony do 18,5%. Przedsiębiorstwa przemysłowe o rocznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną powyżej 100 GWh są również zobowiązane do uzyskania ilości (MWh) certyfikatów równej udziałowi ustalonemu dla dostawców energii elektrycznej, ale w oparciu o ich zapotrzebowanie na energię elektryczną. Rząd zapewnia częściową refundację kosztów certyfikatów dla zobowiązanych odbiorców przemysłowych, przy czym refundacja wynosi 29 mln EUR w 2019 r. i 100 mln EUR w 2018 r. (KE, 2019).

Zielone certyfikaty są wydawane przez polski regulator sektora energetycznego, URE, projektom odnawialnym za każdą MWh produkcji. Certyfikaty są wydawane na 15 lat od momentu uruchomienia projektu. Służą one jako dodatkowe źródło przychodów wspierające projekty odnawialne. Zobowiązani dostawcy energii i duzi odbiorcy muszą co roku zakupić wymaganą ilość certyfikatów i dostarczyć je do URE lub uiścić opłatę zastępczą za brakujące certyfikaty. Wysokość opłaty jest ustalana corocznie przez Ministra Klimatu i Środowiska. Od 2017 roku opłata ta wynosi 125% średniej ceny certyfikatu z poprzedniego roku. Certyfikaty są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii, a średnie ceny certyfikatów w 2020 roku wynoszą około 31 euro/MWh. Od września 2021 roku ceny certyfikatów osiągnęły poziom do 60 euro/MWh.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii (przyjęta w 2015 roku i znowelizowana w 2021 roku) wprowadziła istotne zmiany w polskiej polityce wspierania wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Ustawa przewiduje kontynuację obowiązku posiadania zielonych certyfikatów co najmniej do 2035 roku, ale projekty energii odnawialnej oddane do użytku po lipcu 2016 roku nie będą już otrzymywać zielonych certyfikatów. Rząd przyjął również przepisy przedłużające możliwość otrzymania zielonych certyfikatów po upływie 15 lat dla istniejących małych elektrowni wodnych i biogazowych o mocy poniżej 1 MW, które są już objęte systemem zielonych certyfikatów.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii ustanowiła kilka nowych środków wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, w tym coroczne aukcje. Projekty wybrane w aukcjach otrzymują gwarantowaną cenę za wytworzoną energię elektryczną przez 15 lat w ramach kontraktu na różnice (jeżeli cena rynkowa jest niższa od ceny gwarantowanej, różnicę pokrywa rząd). Projekty wybrane w aukcji o mocy poniżej 500 kW mają gwarancję zakupu swojej produkcji. Projekty wybrane w aukcji powyżej 500 kW muszą znaleźć nabywców na swoją produkcję.

Pierwsza aukcja odbyła się w grudniu 2016 roku i rząd planuje przeprowadzać aukcje do 2027 roku. Rząd co roku ustala wolumen (MWh), który ma być przyznany i cenę maksymalną. Całkowity wolumen każdej aukcji jest rozdzielany na osobne przetargi dla

energii wiatrowej, słonecznej, geotermalnej, bioenergii (biogazu i biomasy) oraz wodnej, przy czym każda technologia ma osobne przetargi dla projektów o mocy poniżej i powyżej 1 MW. Projekty spełniające pewne podstawowe kwalifikacje składają oferty na wolumen produkcji (MWh) po określonej cenie. URE prowadzi aukcje i wybiera projekty na podstawie najniższej ceny. Projekty muszą rozpocząć wytwarzanie energii elektrycznej w ciągu 42 miesięcy od wyboru, z wyjątkiem lądowej energii wiatrowej (33 miesiące) i słonecznej (24 miesiące). Projekty, które nie dotrzymają tych terminów lub nie wygenerują przyznanego wolumenu, podlegają karom finansowym.

W aukcjach przeprowadzonych w latach 2016-2021 przyznano wsparcie na 259,9 TWh produkcji 4 253 projektom o łącznej planowanej mocy 11,5 GW, głównie solarnym (6,3 GW, z czego 3,6 GW projektom poniżej 1 MW i 2,7 GW projektom powyżej 1 MW) i lądowym wiatrowym (5,1 GW). Jeżeli wszystkie projekty wybrane w aukcjach zostaną zrealizowane, spowoduje to znaczny wzrost mocy fotowoltaicznych (4 GW w 2020 r. i szacowane na 7,7 GW na koniec 2021 r.) oraz mocy lądowych elektrowni wiatrowych (6,3 GW w 2020 r.). Pomimo przetargów na technologie, w systemie aukcyjnym przyznano wsparcie jedynie 0,3 GW dla technologii innych niż słoneczna i wiatrowa, głównie dla projektów hydroenergetycznych o mocy 0,29 GW powyżej 1 MW.

Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2021 r. pozwala również państwowym krajowym ośrodkom wsparcia rolnictwa na dzierżawę gruntów bez przetargu państwowym przedsiębiorstwom energetycznym w celu realizacji projektów z zakresu energii odnawialnej.- Nowelizacja zwalnia projekty odnawialne o mocy do 500 kW z obowiązku uwzględnienia w gminnych planach zagospodarowania przestrzennego (poprzedni limit zwolnienia wynosił 100 kW) i zwiększyła moc dla projektów odnawialnych zwolnionych z obowiązku koncesyjnego z 500 kW do 1 MW (energia elektryczna) i 0,9-3 MW (kogeneracja).

Ustawa o farmach wiatrowych z 2016 r. postawiła nowe, istotne wymagania wobec nowych projektów wiatrowych na lądzie. Odległość projektu wiatrowego od budynków, gospodarstw rolnych i obszarów naturalnych ustalono na poziomie dziesięciokrotności wysokości turbiny wiatrowej, czyli około 1,5-2 kilometrów. Ustawa zwiększyła również podatki od nieruchomości dla farm wiatrowych. Rząd podjął ostatnio kroki w celu zmniejszenia tych ograniczeń. Podwyższony podatek od nieruchomości został zniesiony w 2018 roku, przy czym rząd przekazał gminom jednorazową płatność w celu zrekompensowania zmniejszonych wpływów podatkowych. Rząd zamierza przyjąć w 2022 r. przepisy, które pozwoliłyby gminom na zmniejszenie zasady dziesięciokrotnej odległości na zasadzie indywidualnego projektu.

Polska polityka energetyczna dąży do tego, aby morska energia wiatrowa odgrywała znaczącą rolę w produkcji energii elektrycznej. PEP2040 wyznacza cele dla morskiej energii wiatrowej w polskiej części Morza Bałtyckiego na poziomie 5,9 GW do 2030 r. i 8-11 GW do 2040 r. Ustawa z 2020 r. o wspieraniu produkcji energii elektrycznej na morskich farmach wiatrowych określa obszary dla rozmieszczenia morskich farm wiatrowych w oparciu o Plan Zagospodarowania Przestrzennego Polskich Obszarów Morskich i stara się zrównoważyć jakość zasobów wiatrowych, kwestie środowiskowe i konkurencyjne sposoby wykorzystania, takie jak rybołówstwo komercyjne i lotnictwo. Ustawa ustanowiła również program wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej. Pomoc będzie udzielana w formie dwukierunkowej premii kontraktowej przez 25 lat lub do momentu, gdy projekt osiągnie 100 000 godzin pełnego obciążenia na MW mocy zainstalowanej. W tym modelu

premia jest obliczana jako różnica między ceną referencyjną a ceną rynkową energii elektrycznej.

Wszystkie projekty związane z morską energią wiatrową muszą pokryć koszty infrastruktury morskiej potrzebnej do podłączenia do sieci lądowej. Operator systemu przesyłowego energii elektrycznej płaci za modernizację sieci lądowej niezbędną do przyłączenia projektów morskich. KE zatwierdziła system wsparcia w maju 2021 roku.

Do czerwca 2021 r. w drodze decyzji administracyjnej przyznano wsparcie dla projektów o mocy 5,9 GW. Projekty te kwalifikują się do otrzymania maksymalnego wsparcia w wysokości 71 euro/MWh i obejmują projekty Baltica 2 i Baltica 3 (2,5 GW) realizowane przez joint venture duńskiego dewelopera morskiej energetyki wiatrowej Ørsted i PGE, spółki państwowej posiadającej największą część aktywów wytwórczych w Polsce. Wybrano również projekt o mocy 1,2 GW realizowany przez joint venture Northland Power (prywatna firma kanadyjska z doświadczeniem w zakresie morskiej energetyki wiatrowej) i państwowy PKN ORLEN, największą polską spółkę naftowo-gazową. Pozostałe projekty to MFW Baltic II i MFW Baltic III realizowane przez joint venture polskiej spółki Polenergia i norweskiego Equinor (1,44 GW), FEW Baltic II (0,35 GW) realizowany przez Baltic Trade and Invest (RWE) oraz BC Wind (0,37 GW) realizowany przez OW Ocean Winds (EDPR i Wngie JV).

Większość wsparcia przyznanego w drodze decyzji administracyjnych otrzymały projekty będące joint venture pomiędzy polskimi firmami energetycznymi i doświadczonymi deweloperami morskiej energii wiatrowej. W przyszłości wsparcie będzie przyznawane w drodze aukcji konkurencyjnych zaplanowanych na rok 2025 (2,5 GW) i 2027 (2,5 GW). Rząd szacuje, że łączne płatności z tytułu wsparcia wyniosą około 7,8 mld euro do roku 2040 i około 22,5 mld euro w całym okresie trwania programu.

Polska zamierza wspierać rozwój morskiej energetyki wiatrowej środkami z Planu Odbudowy i Reakcji (opracowanego w ramach reakcji gospodarczej UE na pandemię wirusa Covid-19). Największa inwestycja w ramach planu jest przeznaczona na rozwój morskiej energetyki wiatrowej (3,25 mld euro), a dodatkowo 437 mln euro na infrastrukturę portową wspierającą morską energetykę wiatrową. Rząd współpracuje również z branżą morskiej energetyki wiatrowej w celu stworzenia solidnego łańcucha dostaw, tak aby Polska mogła utrzymać wysoki poziom rozmieszczenia morskiej energetyki wiatrowej i zmaksymalizować korzyści ekonomiczne. We wrześniu 2021 r. rząd i przedstawiciele branży morskiej energetyki wiatrowej podpisali polską umowę sektorową w sprawie morskiej energii wiatrowej, która określa konkretne obszary współpracy na rzecz rozwoju branży morskiej energii wiatrowej w Polsce.

Polska wspiera również wdrażanie energii odnawialnej poprzez rozbudowę infrastruktury do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Dziesięcioletni plan rozwoju OSP na lata 2021-30 zawiera scenariusze zakładające znacznie wyższe wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, w tym 3,6-10,1 GW z morskiej energii wiatrowej. OSP współpracuje również z OSD w celu zwiększenia połączeń i koordynacji pomiędzy systemami przesyłowymi i dystrybucyjnymi (patrz Rozdział 7).

Polska polityka energetyczna kładzie duży nacisk na zwiększenie liczby prosumentów i wspólnot energetycznych korzystających z energii odnawialnej. W PEP2040 wyznaczono cel osiągnięcia 1 mln prosumentów i 300 wspólnot energetycznych do 2030 r. oraz osiągnięcie przez fotowoltaikę 5-7 GW do 2030 r. i 10-16 GW do 2040 r. (przy czym większość tej mocy ma pochodzić od prosumentów). W grudniu 2021 roku w Polsce było

60 wspólnot energetycznych i 845 505 prosumentów (w porównaniu z zaledwie 4 000 prosumentów w 2015 roku). Łączna moc instalacji prosumenckich w grudniu 2021 r. wyniesie 5 860 MW, przy czym około 99,9% to instalacje fotowoltaiczne, co stanowi 77% całkowitej mocy FV.

Prosumenci otrzymali rekompensatę w ramach systemu net metering, który trwa przez 15 lat od przyłączenia ich instalacji, gdzie każdy kW wytworzonej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dostarczony do sieci daje prosumentowi kredyt na 0,70,8 kW0,8 kW energii elektrycznej z sieci, który może być rozliczony w ciągu 12 miesięcy. W kwietniu 2022 r. system pomiaru netto został zastąpiony systemem rozliczeń netto, w którym nadwyżka produkcji jest wynagradzana według średniej miesięcznej ceny na rynku hurtowym. Prosumenci, którzy podłączyli swoją instalację odnawialną do sieci przed kwietniem 2022 roku, będą nadal korzystać z systemu net metering. W październiku 2021 roku rząd wprowadził definicje prosumentów zbiorowych i wirtualnych z rozliczeniem netto opartym na wsparciu.

Polski program „Moja energia” ma na celu zwiększenie liczby prosumentów poprzez zapewnienie dotacji na współfinansowanie domowych systemów fotowoltaicznych o mocy 2-10 kW. W trzeciej rundzie programu (zakończony w październiku 2021 r.) oferowano dotacje pokrywające do 50% kosztów kwalifikowanych (do 660 euro na odbiorcę mieszkaniowego). Przygotowywana jest czwarta runda. Rząd planuje aktualizację i rozszerzenie programu na okres po 2025 roku. Polski Program Agroenergetyczny pomaga rolnikom energetycznym stać się prosumentami. W ramach programu rolnicy mogą otrzymać dotacje w wysokości do 5 500 euro na pokrycie kosztów wytworzenia 10-50 kW pomp ciepła, instalacji fotowoltaicznej lub wiatrowej. Program został przedłużony w październiku 2021 roku, a jego budżet wynosi 44 miliony euro. Polska zamierza również wspierać społeczności energetyczne środkami w wysokości 97 milionów euro z planu odbudowy i reagowania.

Rząd pracuje nad szeregiem zmian mających na celu zwiększenie udziału prosumentów w rynku i integrację bardziej rozproszonej generacji odnawialnej (patrz Rozdział 7). Obejmują to wprowadzenie agregatorów, którzy będą koordynować transakcje rynkowe prosumentów i oferować inne usługi, zwiększenie rozmieszczenia inteligentnych liczników oraz uruchomienie Centralnego Systemu Wymiany Informacji Rynku Energii (CSIRE) w celu ułatwienia efektywnej i przejrzystej wymiany informacji cyfrowych (w tym danych z inteligentnych liczników). Rząd podejmuje kroki w celu wsparcia zwiększonego wykorzystania magazynów energii, aby ułatwić integrację generacji odnawialnej, w tym plan kolejnej rundy programu „Moja energia”, aby zapewnić finansowanie rozproszonych magazynów oraz plan aukcji energii odnawialnej w 2022 r., aby uwzględnić specjalną kategorię dla generacji odnawialnej z magazynami.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej również wspiera wdrażanie odnawialnych źródeł energii. W latach 2015-2019 prowadził on program dla budynków mieszkalnych, w ramach którego przeznaczono 32,2 mln euro na projekty związane z energią wiatrową, słoneczną, biogazem i biomasą o mocy do 40 kW. Program dla przedsiębiorstw jest przewidziany na lata 2015-2023, z budżetem 133 milionów euro na wsparcie projektów wiatrowych, solarnych, biogazowych, biomasowych i hydroenergetycznych o mocy od 30 kW do 5 MW w zależności od technologii. Oferuje kredyty o obniżonym oprocentowaniu w wysokości do 9,3 mln euro na pokrycie do 85% kosztów projektu.

Polska wspiera wytwarzanie energii elektrycznej z wody, biogazu i biomasy poprzez taryfę gwarantowaną i premię gwarantowaną. Taryfa gwarantowana jest dostępna dla projektów o mocy poniżej 500 kW przez 15-17 lat. Projekty te sprzedają wytworzoną energię elektryczną zobowiązanemu dostawcy za 95% ceny referencyjnej, która jest ustalana corocznie przez rząd. Premia gwarantowana jest dostępna dla projektów o mocy od 500 kW do 1 MW, które otrzymują rekompensatę w wysokości różnicy między ceną rynkową a 90% ceny referencyjnej przez 15 lat. Zarówno taryfa gwarantowana, jak i premia gwarantowana mają zakończyć się w 2035 roku. Program Priorytetowy Polska Geotermia Plus ma na celu zwiększenie wykorzystania energii geotermalnej w Polsce, zarówno do produkcji ciepła, jak i energii elektrycznej. Zapewnia on dotacje i pożyczki dla firm na budowę lub modernizację geotermalnego zakładu produkcji ciepła, energii elektrycznej lub kogeneracji.

Koszty polskich programów wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych są pokrywane z opłaty pobieranej od wszystkich odbiorców energii elektrycznej, która jest obliczana co roku przez URE. W 2021 roku opłata ta wynosiła 0,47 euro/MWh, co odpowiada około 0,08 euro miesięcznie dla przeciętnego odbiorcy domowego. Koszt systemu zielonych certyfikatów jest również przenoszony na konsumentów i w 2021 roku wyniesie 9,7 euro/MWh, czyli około 1,61 euro miesięcznie dla przeciętnego odbiorcy domowego.

Odnawialne źródła energii w transporcie

Polska polityka w zakresie odnawialnych źródeł energii w transporcie koncentruje się na biopaliwach i zwiększeniu wykorzystania pojazdów elektrycznych zasilanych energią elektryczną ze źródeł odnawialnych. W ramach RED Polska ma cele zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w transporcie do 10% do 2020 roku i 14% do 2030 roku; w 2020 roku udział ten wynosił 6,6%. Podobnie jak w wielu państwach członkowskich UE, głównym mechanizmem polityki realizacji celów RED jest mandat na mieszanie biopaliw, który wymaga od wszystkich firm produkujących lub importujących paliwa transportowe minimalnego udziału biopaliw według zawartości energetycznej w ich rocznej sprzedaży paliw dla wszystkich rodzajów transportu (tabela 5.1). Firmy, które osiągnęły 85% wymaganego udziału, mają prawo do uiszczenia opłaty zastępczej zamiast pełnej realizacji celu. Biopaliwa są opodatkowane według tej samej stawki, co paliwa transportowe, z którymi są mieszane.

Tabela 5.1 Wymagany udział biopaliw według zawartości energii w Polsce, 2014-2024

2014-17	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
7,1%	7,5%	8,0%	8,5%	8,7%	8,8%	8,9%	9,1%

RED wymaga, aby określony udział biopaliw stosowanych w transporcie pochodził z biopaliw zaawansowanych (nie opartych na roślinach spożywczych lub paszowych; co najmniej 3,5% do 2030 r.), a także premiuje udziały wyższe niż rzeczywista zawartość energii dla biopaliw zaawansowanych (i odnawialnej energii elektrycznej). Polska włączyła wymagania dotyczące zaawansowanych biopaliw do swojego mandatu na mieszanie biopaliw. Rząd wskazuje, że wymagany udział zaawansowanych biopaliw będzie spełniony głównie poprzez uwodorniony olej roślinny zmieszany z olejem napędowym

oraz biometan stosowany w pojazdach napędzanych gazem ziemnym, głównie w autobusach i transporcie ciężkim.

Polska dąży do maksymalizacji lokalnej produkcji biopaliw w ramach wspierania krajowych źródeł energii. W 2020 roku produkcja bioetanolu wynosiła około 0,3 Mt, w porównaniu z 0,2 Mt w 2015 roku, a zdolność produkcyjna wynosiła około 0,7 Mt. Produkcja biodiesla wynosiła około 0,9 Mt, w porównaniu z 0,75 Mt w 2015 roku, a zdolność produkcyjna wynosiła około 1,4 Mt. Produkcja krajowa pokrywa większość zapotrzebowania Polski na biopaliwa.

Polska kładzie duży nacisk na zwiększenie udziału energii odnawialnej w transporcie poprzez elektryfikację, pomimo wciąż wysokiego udziału produkcji energii z węgla. Rząd opracował kilka działań wspierających upowszechnienie pojazdów elektrycznych i rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych (patrz Rozdział 4). Ministerstwo Klimatu i Środowiska pracuje obecnie nad systemem kredytów na energię odnawialną dla operatorów stacji ładowania.

Odnawialne źródła energii w ogrzewaniu i chłodzeniu

Polska polityka w zakresie odnawialnych źródeł ogrzewania i chłodzenia jest mniej jasna niż w przypadku energii elektrycznej czy transportu. Rząd wskazuje, że największy potencjał w zakresie ogrzewania odnawialnego ma biomasa i zauważa znaczącą rolę pomp ciepła, zwłaszcza w związku z szybkim rozwojem rozproszonej fotowoltaiki. Potencjalna rola termicznej energii słonecznej, geotermii i biogazu nie jest dobrze zdefiniowana. Polska polityka w zakresie ogrzewania ma na celu przede wszystkim zmniejszenie lokalnego zanieczyszczenia powietrza przez indywidualne kotły węglowe. Program Czyste Powietrze przewiduje dotacje na modernizację systemów grzewczych, w tym na pompy ciepła, ale w ostatnich latach większość dotacji przeznaczono na kotły na gaz ziemny (patrz Rozdział 4).

Polska posiada środki wsparcia w celu poprawy efektywności cieplnej nowych i istniejących budynków, z których wiele obejmuje wsparcie dla remontów łączących środki efektywności energetycznej z odnawialnym ogrzewaniem i chłodzeniem (patrz Rozdział 4). Polska kładzie również nacisk na rozbudowę sieci ciepłowniczej zasilanej wysokosprawną kogeneracją. System wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji jest ukierunkowany głównie na przejście z węgla na gaz ziemny, ale wspiera również bioenergię (patrz Rozdział 7).

Gazy odnawialne

PEP2040 widzi rolę gazów odnawialnych i niskoemisyjnych we wspieraniu dekarbonizacji dostaw gazu do Polski i wyznacza cel na rok 2030, aby sieć gazu ziemnego mogła transportować 10% niskoemisyjnego wodoru, który mógłby wspierać dekarbonizację ogrzewania, procesów przemysłowych i pojazdów napędzanych gazem ziemnym. Plany rozwoju niskoemisyjnej produkcji wodoru zostały wyszczególnione w polskiej Strategii Wodorowej i obejmują cel w postaci 2 GW mocy produkcyjnych elektrolizerów i niskoemisyjnego wodoru do 2030 roku (patrz Rozdział 2). Podobnie jak w przypadku pojazdów elektrycznych, produkcja wodoru za pomocą elektrolizy napotyka na wyzwania ze względu na niski udział energii odnawialnej w polskim miksie wytwórczym. PEP2040 wzywa do zwiększenia produkcji biometanu w Polsce, z naciskiem na wtlaczanie do sieci lub wykorzystanie jako paliwa transportowego. Rząd przygotowuje ustawę, która ma

określić niezbędne regulacje wspierające rozwój sektora biometanu, w tym zasady dla producentów biometanu oraz parametry jakościowe biometanu.

Ocena

W latach 2009-2019 udział energii odnawialnej w TFEC Polski wzrósł z 9% do 12%, co było spowodowane wzrostem produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (głównie wiatr i fotowoltaika) oraz zwiększonym wykorzystaniem biomasy stałej, głównie w ciepłownictwie. Jednakże udział energii odnawialnej w Polsce jest nadal niski, zajmując 21 miejsce wśród krajów członkowskich IEA. Polski KPEiK wyznacza cele na rok 2030 w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii na poziomie 21-23% w końcowym zużyciu energii brutto, 32% w energii elektrycznej, 28% w ogrzewaniu i chłodzeniu oraz 14% w transporcie.

Komisja Europejska w przeglądzie polskiego KPEiK zwróciła uwagę na skromne ambicje polskich celów na rok 2030. Od czasu tego przeglądu UE zwiększyła swój cel redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 do 55% (w porównaniu z 1990 r.) i opracowuje bardziej zdecydowane cele w zakresie odnawialnych źródeł energii na rok 2030. Będzie to prawdopodobnie wymagało od Polski zwiększenia ambicji w zakresie odnawialnych źródeł energii. Rząd powinien szybko podjąć działania w celu określenia jasnych opcji przyspieszonego wdrażania odnawialnych źródeł energii we wszystkich sektorach.

Odnawialne źródła energii elektrycznej

PEP2040 kładzie nacisk na zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, aby napędzić transformację energetyczną, zwłaszcza na fotowoltaikę i morską energię wiatrową. Zawiera cele dotyczące mocy fotowoltaicznej w wysokości 5-7 GW do 2030 r. i 10-16 GW do 2040 r., a także osiągnięcie przez Polskę liczby 1 mln prosumentów korzystających z rozproszonych źródeł odnawialnych (głównie fotowoltaika) do 2030 r. Mimo że PEP2040 został wydany w lutym 2021 r., nie odzwierciedla on rzeczywistego stanu wdrożenia fotowoltaiki w Polsce. Na koniec 2021 roku moc instalacji fotowoltaicznych osiągnęła już około 7,7 GW, głównie z prosumentów (5,9 GW). Ten silny rozwój fotowoltaiki prosumenckiej był wspierany przez popularny program Moja Energia i korzystne liczniki netto. Ponadto, instalacje fotowoltaiczne skali użytkowej były głównym zwycięzcą ostatnich aukcji na energię odnawialną. Branża wskazuje, że moc instalacji PV może osiągnąć 10 GW do 2023 roku i 18-20 GW do 2025 roku.

Szybki rozwój PV, zwłaszcza przez prosumentów, jest godnym uwagi sukcesem politycznym Polski. Rząd powinien podjąć kroki w celu zapewnienia, że ten duży sukces PV może być kontynuowany i bezpiecznie włączony do sieci. IEA zachęca rząd do przyspieszenia inwestycji w sieci dystrybucyjne i szybkiego dodania wsparcia dla rozproszonych magazynów energii do programu Moja Energia. Korzystne byłoby również wprowadzenie reform rynkowych, takich jak dynamiczne ceny i silna rola agregatorów. Rząd pracuje nad ustawodawstwem, które wprowadza ramy prawne dla dynamicznych cen i agregatorów. Jednak rząd zaznaczył, że pełne wykorzystanie dynamicznych cen będzie możliwe dopiero po pełnym uruchomieniu systemu danych energetycznych CSIRE w 2024 roku.

Polska opracowała silną politykę w zakresie morskiej energii wiatrowej i podpisano umowy na 5,9 GW farm wiatrowych, które powinny być w pełni operacyjne do 2027 roku. Projekty

te kwalifikują się do otrzymania maksymalnego wsparcia w wysokości 71 euro/MWh. Większość tych projektów to joint venture pomiędzy polskimi spółkami energetycznymi i doświadczonymi deweloperami morskiej energetyki wiatrowej. Kolejne rundy projektów morskiej energetyki wiatrowej zostaną wybrane w drodze aukcji konkurencyjnych zaplanowanych na rok 2025 (2,5 GW) i 2027 (2,5 GW). Rząd powinien podjąć kroki w celu zapewnienia, że te aukcje przyciągną konkurencyjne oferty, które spowodują minimalny poziom dotacji. Niedawne aukcje na projekty związane z morską energią wiatrową na Morzu Północnym odniosły duży sukces, nie oferując przy tym żadnych bezpośrednich dotacji; jednak w większości tych przypadków operator systemu przesyłowego pokrywał koszty przyłącza podmorskiego, podczas gdy w Polsce musi je pokryć wykonawca projektu.

Wiatr lądowy był historycznie głównym motorem wzrostu produkcji energii odnawialnej w Polsce. Jednak rozwój lądowej energetyki wiatrowej znacznie zwolnił, a w latach 2016-2020 moc wzrosła jedynie z 5,8 GW do 6,4 GW. To spowolnienie rozwoju energetyki wiatrowej zbiegło się w czasie z uchwaleniem w 2016 roku ustawy, która nakłada znaczne ograniczenia na budowę farm wiatrowych. Rząd zaproponował niedawno, aby władze miejskie mogły złagodzić wymogi dotyczące lokalizacji generacji wiatrowych, co zostało przyjęte z zadowoleniem przez deweloperów wiatrowych. Rząd powinien szybko przyjąć ustawę łagodzącą wymogi lokalizacyjne dla lądowej energetyki wiatrowej, monitorować rozwój lądowej energetyki wiatrowej i w razie potrzeby podejmować dodatkowe kroki w celu stymulowania rozwoju lądowej energetyki wiatrowej.

Zarówno rozwój morskiej, jak i lądowej energii wiatrowej będzie wymagał znacznych inwestycji w system przesyłowy, aby doprowadzić produkcję wiatrową z północy kraju do ośrodków zapotrzebowania na południu. Rząd powinien ściśle współpracować z operatorem systemu przesyłowego, aby zapewnić, że rozbudowa systemu przesyłowego dotrzyma kroku rozwojowi wiatru.

Chociaż polski system aukcji na energię odnawialną ma oddzielne koszyki dla projektów wytwarzania bioenergii, geotermii i energii wodnej, w ostatnich latach złożono bardzo mało ofert na te technologie i nie uruchomiono żadnych większych projektów. Rząd i URE powinny kontynuować konsultacje z przedstawicielami tych branż, aby lepiej zrozumieć, w jaki sposób system aukcyjny mógłby zostać dostosowany do wspierania bioenergii, geotermii i generacji wodnej.

Polska posiada niewielką pojemność magazynów energii, na którą składają się głównie elektrownie szczytowo-pompowe (o mocy 1,7 GW i 7,6 GWh w 2020 r.). W Polsce w ograniczonym zakresie stosuje się akumulatory, których łączna moc wynosi około 15,4 MW i 35 MWh w 2021 roku. Magazynowanie energii może odegrać kluczową rolę we wspieraniu bezpiecznej integracji zmiennej generacji odnawialnej, zapewniając jednocześnie dodatkowe korzyści dla zwiększenia ogólnej elastyczności systemu. Rząd wyznaczył cele dotyczące 1,0 GW magazynowania energii (z wyłączeniem magazynów pompowych) do 2040 r. i wprowadził znaczące zmiany do Prawa energetycznego, aby wspierać wdrażanie magazynowania. Rząd powinien wykorzystać te wysiłki i opracować kompleksową strategię magazynowania energii, która zawierałaby jasną ocenę roli, jaką magazynowanie energii może odegrać w systemie elektroenergetycznym i na rynkach (zwłaszcza w odniesieniu do integracji odnawialnych źródeł energii), a także identyfikowałaby kluczowe bariery i rozwiązania w celu ich usunięcia.

Rząd powinien zaktualizować krajowe dokumenty strategiczne, takie jak PEP40 i KPEiK, aby uwzględnić nowe realia rynku PV, planowane rozluźnienie przepisów dotyczących lokalizacji lądowych elektrowni wiatrowych oraz zwiększone cele UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zapewniłoby to wszystkim uczestnikom rynku długoterminową widoczność planów rządu i pomogłoby zbudować zrównoważony rynek, zwiększyć konkurencję, obniżyć koszty i pomóc operatorom sieci w skutecznym zintegrowaniu większego udziału odnawialnych źródeł energii.

Odnawialne źródła energii w ogrzewaniu i chłodzeniu

W latach 2010-2020 udział energii odnawialnej w ogrzewaniu i chłodzeniu wzrósł z 4,7 Mtoe do 8,5 Mtoe i z 12% do 22% całkowitego zapotrzebowania na ogrzewanie i chłodzenie; większość tego wzrostu wynika jednak z nowej metodologii obliczania wykorzystania biomasy do ogrzewania budynków. Polska polityka w zakresie ciepłownictwa koncentruje się przede wszystkim na zmniejszeniu wykorzystania węgla oraz poprawie jakości powietrza i efektywności energetycznej, zwłaszcza poprzez rozszerzenie wykorzystania ciepła sieciowego. Duży nacisk kładzie się na przejście na gaz ziemny, ale rola odnawialnych źródeł energii jest mniej jasna. Rząd powinien opracować specjalną strategię dla ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych, opartą na jasnej ocenie potencjału każdej technologii (biomasa, biogaz, pompy ciepła, energia geotermalna, energia słoneczna itp.) oraz uwzględnić silne kryteria zrównoważonego rozwoju dla bioenergii, które jasno określają ograniczenia dotyczące surowców.

Strategia ta powinna obejmować odnawialne źródła ogrzewania i chłodzenia zarówno dla indywidualnych systemów grzewczych, jak i dla sieci ciepłowniczych. Przykładem włączenia energii odnawialnej do dużych systemów ciepłowniczych w Polsce może być projekt badawczy z 2021 r. realizowany przez Krakowskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze (Hałaj i in., 2021). Strategia i programy wsparcia dla ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych powinny być ściśle dopasowane lub zintegrowane z programami na rzecz efektywności energetycznej. Pozwoli to na optymalne wymiarowanie systemów ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych, co zwiększy wydajność i zmniejszy koszty. Rząd powinien opracować podejście, które wspiera głębokie remonty dużej liczby budynków, aby stworzyć korzyści skali, które mogą jeszcze bardziej obniżyć zapotrzebowanie na ciepło i koszty ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych.

Odnawialne źródła energii w transporcie

Od 2009 do 2020 roku udział odnawialnych źródeł energii w transporcie wzrósł tylko nieznacznie, z 5,4% do 6,6%, głównie z powodu zwiększonego mieszania biopaliw. Jest to znacznie poniżej celu na rok 2020 (10%) i nie odpowiada wzrostowi potrzebnemu do osiągnięcia celu na rok 2030 (14%), który prawdopodobnie zostanie zwiększony w ramach zaktualizowanego programu RED.

Polska dąży również do rozwoju energii odnawialnej w transporcie poprzez wprowadzenie pojazdów elektrycznych w połączeniu ze zwiększoną produkcją energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wyzwaniem dla tej ścieżki jest wysoki udział wytwarzania energii z paliw kopalnych w Polsce oraz ograniczone rozpowszechnienie pojazdów elektrycznych i infrastruktury ładowania. Rząd powinien zapewnić, że większość wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną z pojazdów elektrycznych zostanie pokryta przez źródła odnawialne. Konieczne są również dodatkowe działania w celu zapewnienia, że rozwój infrastruktury ładowania dotrzyma kroku i pomoże w osiągnięciu pożądanego

poziomu przyjęcia pojazdów elektrycznych oraz będzie skoordynowany z rozwojem odnawialnych źródeł energii.

Silny rozwój mieszkalnych systemów fotowoltaicznych stwarza dobrą okazję do ładowania pojazdów elektrycznych przy minimalnym wpływie na sieć energetyczną. Rząd powinien rozważyć aktualizację programu Moja Energia, aby uwzględnić wsparcie dla instalacji infrastruktury ładowania w budynkach mieszkalnych w połączeniu z systemami PV. Obniżyłoby to ogólne koszty i pomogło w odpowiednim doborze wielkości systemów PV do ładowania pojazdów elektrycznych. Kluczowe znaczenie ma również zapewnienie dostępu do infrastruktury ładowania w miejscach pracy i dla osób, które nie mają dedykowanych miejsc parkingowych dla swoich pojazdów.

PEP2040 ma na celu zwiększenie wykorzystania biometanu w transporcie (przede wszystkim w autobusach publicznych), aby pomóc w spełnieniu wymogów UE dotyczących zaawansowanych biopaliw. Rząd powinien opracować ocenę potencjału zrównoważonego biometanu wraz z jasnym zrozumieniem barier, które należy pokonać, aby ten potencjał osiągnąć. Powinien również zbadać, czy biometan mógłby być skuteczniej wykorzystany do wsparcia transformacji energetycznej w innych, trudniejszych do dekarbonizacji sektorach. Na przykład Polska jest już liderem we wdrażaniu autobusów elektrycznych, a biometan mógłby pomóc w dekarbonizacji wysokotemperaturowych procesów przemysłowych lub służyć jako surowiec do zastąpienia gazu ziemnego.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Zaktualizować cele w zakresie energii odnawialnej na 2030 r., aby odzwierciedlić szybki rozwój fotowoltaiki i przewidywany rozwój lądowej energii wiatrowej oraz przygotować się na wyższy poziom ambicji niezbędny do realizacji przyszłych celów UE; przyspieszyć dekarbonizację; uwzględnić ciągłe obniżanie kosztów energii wiatrowej, fotowoltaiki, magazynów energii i innych kluczowych technologii.
- Zapewnić, że rozwój systemu elektroenergetycznego zapewni zarówno dodatkową moc, jak i zwiększoną elastyczność w celu wsparcia bezpiecznej integracji odnawialnych źródeł energii.
- Opracowanie strategii przyspieszonego wdrożenia magazynowania energii w celu zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego i wsparcia integracji generacji z odnawialnych źródeł energii.
- Opracować jasną strategię przyspieszenia wdrażania odnawialnych źródeł ogrzewania i chłodzenia, obejmującą zarówno ogrzewanie indywidualne, jak i komunalne, uwzględniającą wszystkie technologie odnawialne oraz dostosowaną do polityki efektywności energetycznej i programów wsparcia.
- Rozmieścić infrastrukturę do wytwarzania energii odnawialnej i ładowania, aby zmaksymalizować potencjał pojazdów elektrycznych w celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w transporcie.
- Opracować strategię wykorzystania bioenergii we wszystkich sektorach energetycznych i wspierać rozwój krajowego przemysłu produkującego zrównoważone surowce.

Odniesienia

KE (Komisja Europejska) (2022), Udziały, Energia ze źródeł odnawialnych (baza danych), <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares> (dostęp 14 marca 2022)

KE (2020), Ocena projektu Krajowego planu energetyczno-klimatycznego Polski, https://energy.ec.europa.eu/document/download/cdb5e342-e932-423d-90a0-abd05bacf333_en

KE (2019), Polityka konkurencji (strona internetowa), https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_37345

Hałaj, E. i in. (2021), Modernizacja systemu ciepłowniczego poprzez integrację modułowych pomp ciepła, wód geotermalnych i fotowoltaiki w celu uzyskania odpornej i zrównoważonej energii miejskiej, *Energies*, Vol. 14/9, <https://doi.org/10.3390/en14092347>

IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Światowe bilanse energetyczne (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (dostęp: 18 lutego 2022)

6. Badania, rozwój i innowacje w dziedzinie energetyki

Dane kluczowe (2020)

Publiczne wydatki na badania i rozwój w dziedzinie energetyki: 78,7 mln euro

Udział badań i rozwoju w energetyce publicznej w PKB: 0,015% PKB (średnia IEA: 0,04%)

* Dane za rok 2020 nie są dostępne dla Australii, Finlandii, Grecji, Włoch, Luksemburga, Nowej Zelandii, Hiszpanii i Turcji.

Podsumowanie

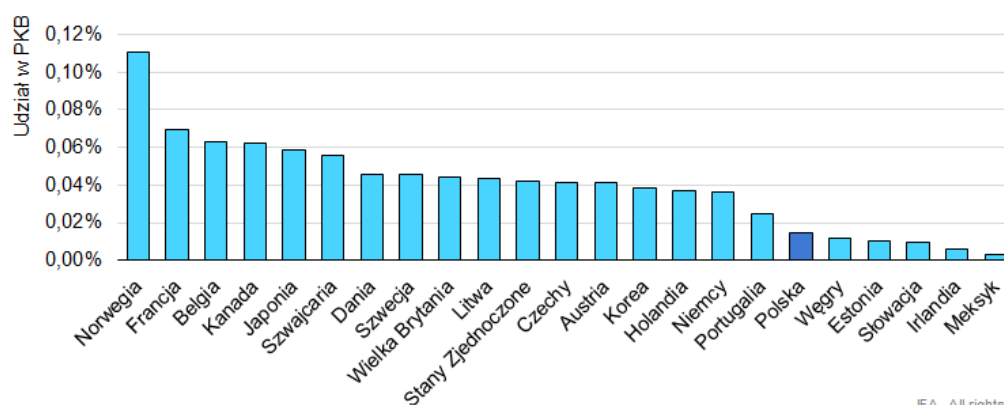
Istnieje wiele dokumentów, które określają podejście Polski do badań energetycznych oraz badań i rozwoju. Dokumenty te są ogólnie zgodne i naciskają na badania i rozwój w dziedzinie energii, które wspierają konkurencyjność gospodarczą, bezpieczeństwo energetyczne i dekarbonizację dostaw energii. Nie ma nadrzędnej strategii dla badań i rozwoju w dziedzinie energetyki ani jednego podmiotu, który byłby za nie odpowiedzialny. Odpowiedzialność za projektowanie i realizację polityki badawczej (w tym w zakresie energii) spoczywa głównie na Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego, natomiast odpowiedzialność za projektowanie i realizację polityki w zakresie demonstracji i rozwoju jest rozłożona na kilka ministerstw sektorowych. Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest odpowiedzialne za ustalanie polityki innowacyjnej dla sektora energetycznego.

Unijna tablica wyników innowacyjności stanowi coroczną ocenę porównawczą wyników w zakresie badań i innowacji państw członkowskich UE oraz relatywnych mocnych i słabych stron ich systemów badań i innowacji. W karcie wyników z 2021 roku zauważono, że mocne strony Polski to cyfryzacja, aktywa intelektualne i wykorzystanie technologii informacyjnych. Od 2014 r. wyniki Polski w zakresie innowacyjności stale rosły każdego roku. W 2021 r. wyniki poprawiły się tylko w ośmiu państwach członkowskich UE, przy czym Polska odnotowała największy wzrost wyników (20%) dzięki silnej poprawie w zakresie innowatorów produktów i procesów biznesowych, penetracji łączy szerokopasmowych, zatrudnienia w innowacyjnych przedsiębiorstwach oraz publicznych wydatków na badania i rozwój.

Pomimo trwałej poprawy, Polska nadal plasuje się w najniższej grupie karty wyników (wschodzący innowatorzy), wskazując na wyniki w zakresie innowacji poniżej 70% średniej UE. Jednakże Polska wyprzedziła dwóch silnych innowatorów i sześciu umiarkowanych innowatorów w odniesieniu do aktywów intelektualnych, co wynika ze stosunkowo dużej liczby znaków towarowych i zgłoszeń wzorów (KE, 2021a).

Pomimo znacznego wzrostu w ostatnim czasie publicznych budżetów na badania i rozwój, Polska nadal wydaje stosunkowo niewiele na wsparcie badań i rozwoju w dziedzinie energii. W 2020 r. wydała 0,015% swojego PKB na badania i rozwój związane z energią, co jest siódmym najniższym udziałem PKB na badania i rozwój związane z energią wśród krajów członkowskich IEA i znacznie niższym od średniej IEA wynoszącej 0,04% PKB (Rysunek 6.1). Znaczna część publicznych środków na badania i rozwój w Polsce (w tym na badania i rozwój związane z energią) pochodzi z różnych mechanizmów finansowania UE. Na przykład, fundusze unijne pokrywają większość wydatków na badania i rozwój Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR), jednego z kluczowych źródeł finansowania badań i rozwoju w Polsce. Fundusze unijne pokryły 75% wydatków NCBR w 2019 r., 79% w 2020 r. i 78% w 2021 r. Polski KPEIK wyznacza cel na 2030 r., aby ogólne wydatki na badania i rozwój osiągnęły 2,5% PKB. W 2019 roku Polska wydała na ogólne badania i rozwój 1,3% PKB. UE ma cel na rok 2030, aby ogólne wydatki na badania i rozwój osiągnęły 3% PKB całej UE. W 2018 roku UE wydała 2,2% PKB na ogólne badania i rozwój. Ani Polska, ani UE nie mają określonego celu w zakresie wydatków na badania i rozwój w dziedzinie energii.

Rysunek 6.1 Wydatki publiczne na badania i rozwój w dziedzinie energetyki na PKB w krajach IEA, 2020 r.



IEA. All rights reserved.

Uwaga: Dane za rok 2020 nie są dostępne dla Australii, Finlandii, Grecji, Włoch, Luksemburga, Nowej Zelandii, Hiszpanii lub Turcji.

Źródło: IEA (2022).

Instytucje badawczo-rozwojowe

W ustalanie i realizację polskiej polityki w zakresie badań i rozwoju w dziedzinie energetyki zaangażowane są liczne ministerstwa i jednostki rządowe. Nie ma jednego podmiotu odpowiedzialnego za badania i rozwój w dziedzinie energetyki. Główną odpowiedzialność za badania związane z energią ponosi Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Ministerstwo Klimatu i Środowiska odpowiada za politykę innowacyjną dla sektora energetycznego oraz za większość programów finansujących projekty demonstracyjne i rozwojowe związane z energią.

Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego i Technologii jest odpowiedzialne za ustalenie ogólnej polityki innowacyjnej Polski. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego określa i realizuje politykę Polski w zakresie badań naukowych i technologicznych oraz zarządza budżetem, który jest podstawowym źródłem finansowania badań naukowych ze środków

publicznych. Jest ono również odpowiedzialne za finansowanie projektów badań podstawowych i stosowanych, rozwój eksperymentów i infrastruktury badawczej. Zajmuje się również współpracą międzynarodową i ułatwia transfer technologii.

W swoich obszarach kompetencji ministerstwa sektorowe (klimatu i środowiska, gospodarki, transportu, rolnictwa, zdrowia) są odpowiedzialne za wspieranie projektów rozwojowych i demonstracyjnych, jak również za wdrażanie nowych technologii. Ministerstwa sektorowe finansują również programy i projekty badawcze na małą skalę. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej odgrywa kluczową rolę w zarządzaniu polskimi funduszami unijnymi (w tym na badania i rozwój) oraz w koordynacji z różnymi agencjami wdrażającymi polskie programy wsparcia badań i rozwoju.

Polska Rada Innowacji została powołana w 2016 roku w celu koordynacji działań związanych z podnoszeniem innowacyjności w Polsce oraz określania ogólnych celów rządowych programów wsparcia innowacji. Przewodniczy jej Minister Rozwoju Gospodarczego, a w jej skład wchodzi przedstawiciele ministerstw: Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Kultury i Dziedzictwa Narodowego, Funduszy Rozwoju i Polityki Regionalnej, Finansów, Cyfryzacji, Zdrowia, Edukacji Narodowej, Rolnictwa i Rozwoju Wsi oraz przedstawiciel Kancelarii Prezesa Rady Ministrów. W skład rady nie wchodzi przedstawiciele środowisk akademickich ani sektora prywatnego.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej zarządza znaczną częścią polskich środków unijnych (w tym na badania i rozwój), a także odpowiada za przeznaczenie znacznej części środków krajowych na realizację projektów badawczo-rozwojowych. Jest to publiczna instytucja finansowa, która współfinansuje projekty zgodne z polityką rządu w zakresie ochrony środowiska i klimatu. Fundusz realizuje programy wdrożeniowe w zakresie badań i rozwoju obejmujące wiele obszarów, w tym energię odnawialną, ogrzewanie, wodór, inteligentne sieci i cyfryzację.

NCBR, agencja wykonawcza w Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego, jest jednym z głównych podmiotów rządowych realizujących programy wsparcia dla stosowanych i przemysłowych badań i rozwoju. Wykorzystuje zarówno oddolne, jak i odgórne systemy finansowania, w tym strategiczne programy badawczo-rozwojowe określone przez Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego. NCBR jest rządowym punktem kontaktowym dla głównych unijnych programów finansowania innowacji (Horyzont 2020 i Horyzont Europa) i jednym z głównych koordynatorów międzynarodowej współpracy w zakresie badań i rozwoju.

Narodowe Centrum Nauki (nadzorowane przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego) jest odpowiedzialne za zarządzanie i finansowanie podstawowych projektów badawczych w różnych sektorach, głównie poprzez podejście oddolne oparte na zaproszeniach do składania wniosków. Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości jest odpowiedzialna za programy wspierające przedsiębiorczość i innowacyjność sektora prywatnego, w tym partnerstwo publiczno-prywatne.

Instytut Energetyki jest jednym z największych w Polsce publicznych instytutów badawczych w dziedzinie technologii energetycznych. Jest nadzorowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska i prowadzi badania obejmujące liczne tematy energetyczne, w tym ogniwa paliwowe, energię odnawialną i niskoemisyjne technologie węglowe. Publiczne badania i rozwój w dziedzinie energetyki prowadzą również inne krajowe instytuty badawcze (w tym badania jądrowe prowadzone przez Instytut Chemii i

6. BADANIA, ROZWÓJ I INNOWACJE W DZIEDZINIE ENERGETYKI

Techniki Jądrowej oraz Narodowe Centrum Badań Jądrowych) oraz liczne polskie uniwersytety.

Inne kluczowe podmioty zajmujące się badaniami naukowymi w Polsce to Agencja Badań Medycznych nadzorowana przez Ministra Zdrowia, pierwsza i jedyna sektorowa agencja finansująca badania naukowe w Polsce; około 100 krajowych instytutów badawczych nadzorowanych przez odpowiednie ministerstwa, w tym Sieć Łukasiewicza obejmująca 32 instytuty badań stosowanych; autonomiczna Polska Akademia Nauk z siecią 69 instytutów badawczych; oraz Fundacja na rzecz Nauki Polskiej.

Polityka badań i rozwoju w dziedzinie energetyki

Liczne dokumenty i strategie określają podejście Polski do badań i rozwoju w dziedzinie energetyki, w tym Krajowy Program Badań, Kierunki Rozwoju Innowacji Energetycznych (KRIE), Krajowa Strategia Inteligentnych Specjalizacji, Agenda Badawcza Ministerstwa Klimatu i Środowiska, PEP2040, KPEiK, Strategia Wodorowa. Krajowy Program Badań z 2011 roku określa siedem priorytetowych obszarów badawczych, w tym priorytet dla nowych technologii energetycznych i kilka innych związanych z badaniami nad energią. Polityka Naukowa Państwa (obecnie w trakcie opracowywania) zastąpi Krajowy Program Badań i określi nowe krajowe priorytetowe obszary badawcze. Wzmocnione zostaną priorytety dotyczące czystej energii i kwestii klimatycznych. PEP2040 służy jako podstawa do określenia, które obszary badań i rozwoju w dziedzinie energii zostaną wzmocnione (patrz Rozdział 2).

W 2017 roku Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało KRIE, którego celem jest ujednoczenie licznych dokumentów strategicznych obejmujących politykę innowacji w energetyce. KRIE opisuje plany ministerstwa w zakresie innowacji energetycznych wspierających bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność polskiego sektora energetycznego, w tym technologie, procesy, źródła i sposób finansowania oraz realizację. W KRIE wykorzystano analizę polskiego sektora energetycznego i zasobów oraz globalnych trendów technologicznych w celu określenia czterech kluczowych obszarów innowacji energetycznych: 1) zintegrowane i połączone systemy energetyczne, w których główną rolę odgrywa użytkownik energii; 2) efektywne i elastyczne wytwarzanie energii i pozyskiwanie surowców, łączące zmniejszenie wpływu na środowisko z bezpieczeństwem energetycznym; 3) dywersyfikacja technologii produkcji i efektywne wykorzystanie energii; oraz 4) ekologiczne i energooszczędne miasta. Ministerstwo wykorzystuje KRIE jako podstawę do dialogu z podmiotami sektora energetycznego w celu zwiększenia ich zaangażowania w projekty innowacji energetycznych (Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2022a).

Agenda badawcza Ministerstwa Klimatu i Środowiska (obecnie w trakcie opracowywania) przedstawia 41 obszarów badawczych w celu wsparcia rozwoju technologii i usług, które rząd uważa za niezbędne do osiągnięcia transformacji energetycznej określonej w PEP2040, Strategii Wodorowej i innych kluczowych dokumentach dotyczących polityki energetycznej i klimatycznej. Ministerstwo Klimatu i Środowiska stworzyło platformę internetową (Innowacje dla Energetyki), na której społeczeństwo może zgłaszać propozycje dotyczące polityki i projektów w zakresie innowacji energetycznych. Opinie społeczeństwa są analizowane przez specjalistów z Departamentu Innowacji i Rozwoju Technologii (Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2022b).

Polska Strategia Inteligentnych Specjalizacji określa 15 specjalizacji (KIS) jako priorytety dla innowacji o największym potencjale zwiększenia konkurencyjności gospodarczej, poprawy jakości życia i ochrony środowiska. Kilka KIS ma znaczenie dla badań i rozwoju w dziedzinie energii, w tym KIS 4 (wysokosprawne, niskoemisyjne i zintegrowane układy wytwarzania, magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii), KIS 5 (inteligentne i energooszczędne budownictwo) i KIS 6 (rozwiązania transportowe przyjazne środowisku). Strategia KIS jest zarządzana przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości i służy do decydowania o tym, jak środki finansowe z określonych mechanizmów UE są kierowane na projekty innowacyjne. W latach 2014-2020 na projekty innowacyjne KIS skierowano około 8,31 mld euro środków unijnych z unijnego Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój (KIS, 2021).

W listopadzie 2021 roku Polska przyjęła Polską Strategię Wodorową do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku (patrz Rozdział 2). Polska Strategia Wodorowa jest dokumentem strategicznym, w którym wyszczególniono plany, finansowanie oraz zmiany prawne i regulacyjne mające na celu wsparcie produkcji, magazynowania, transportu i wykorzystania niskoemisyjnego wodoru, aby pomóc w osiągnięciu celów energetycznych i klimatycznych Polski oraz utrzymać konkurencyjność polskiej gospodarki. Strategia koncentruje się na rozwoju innowacyjnych technologii wodorowych ukierunkowanych na sektory i zastosowania końcowe trudne do obniżenia emisyjności. Rząd zamierza, aby strategia służyła jako dokument przewodni dla priorytetów badawczo-rozwojowych w dziedzinie wodoru. Rząd jest zaangażowany w rozwój Ważnych Projektów UE o Wspólnym Europejskim Interesie w zakresie wodoru w Polsce. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, we współpracy z Ministerstwem Rozwoju i Technologii, koordynuje wnioski Polski do Ważnych Projektów UE o Wspólnym Europejskim Interesie i wybrało dziewięć projektów związanych z wodorem, które będą starały się o dofinansowanie ze środków UE.

Polska zakończyła wsparcie dla badań i rozwoju związanych z CCUS w 2017 roku. Ponadto, polskie ramy prawne dotyczące geologicznego składowania CO₂ dopuszczają jedynie projekty demonstracyjne, natomiast składowanie na skalę przemysłową jest zabronione. Rząd poinformował, że rozważa zmianę tej polityki.

W odpowiedzi na pandemię wirusa Covid-19 UE ustanowiła Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, który dysponuje środkami finansowymi w wysokości 672,5 mld euro na wsparcie planów odbudowy i zwiększania odporności opracowanych przez każde państwo członkowskie UE. Polska złożyła swój plan odbudowy i zwiększania odporności do KE w maju 2021 r., wnioskując o 36 mld euro finansowania (23,9 mld euro w formie dotacji i 12,1 mld euro w formie pożyczek), co jest jednym z największych wniosków o finansowanie w ramach Instrumentu Odbudowy i Zwiększania Odporności. Zatwierdzenie planu Polski przez KE zostało znacznie opóźnione ze względu na kwestie polityczne.

Zgodnie z ustawą Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce z 2018 roku, kompleksowa ocena jakości działalności badawczo-rozwojowej jest przeprowadzana co najmniej raz na cztery lata przez zespoły ekspertów. Ostatnia ocena została przeprowadzona w 2021 roku. Oceny wskazują jednostki badawczo-rozwojowe o wysokim poziomie wyników oraz kroki mające na celu poprawę ogólnych wyników w zakresie badań i rozwoju. Oceny są również wykorzystywane do określenia, które jednostki badawcze powinny otrzymać dodatkowe finansowanie w celu poprawy jakości badań i rozwoju w Polsce oraz zdolności polskich jednostek badawczo-rozwojowych do konkurowania na poziomie unijnym i międzynarodowym.

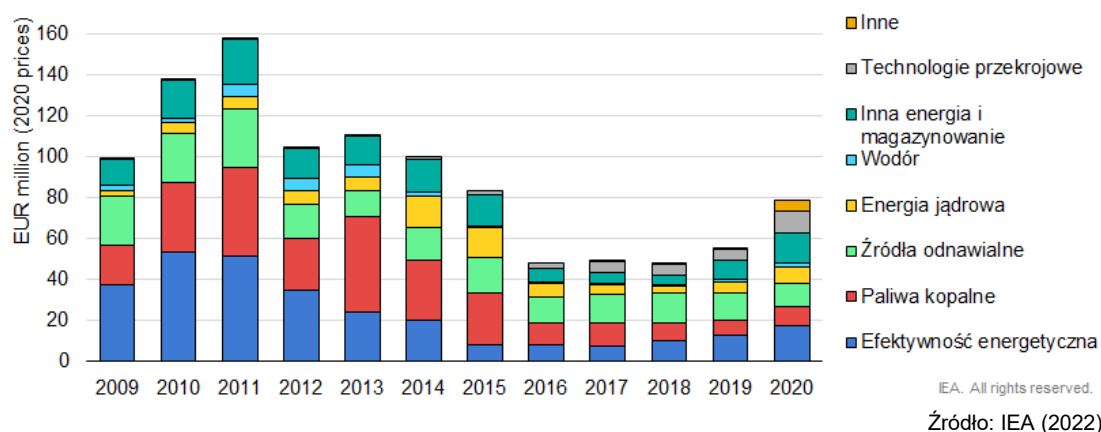
Programy badawczo-rozwojowe w dziedzinie energetyki

Polska posiada szeroki wachlarz programów wspierających badania i rozwój w dziedzinie energii. Większość z nich to programy typu resource-push, które bezpośrednio finansują określone rodzaje badań i rozwoju. Polska posiada również niewielką liczbę programów

typu market-pull, wspierających komercjalizację wyników badań i rozwoju. W sumie budżet Polski na publiczne badania i rozwój w dziedzinie energii osiągnął szczytową wartość 158 mln euro w 2011 r. i znacznie się zmniejszył do 2016 r., przy czym większość tej redukcji wynikała z niższych budżetów na badania i rozwój w zakresie efektywności energetycznej i węgla (Rysunek 6.2). Wydatki publiczne na badania i rozwój w dziedzinie energii pozostały stosunkowo niezmiennym do 2019 roku, ale wyraźnie wzrosły w latach 2020 i 2021. W 2021 r. prawie połowa (47%) budżetu publicznego na badania i rozwój w dziedzinie energetyki zostanie przeznaczona na paliwa kopalne (głównie na węgiel), następnie na efektywność energetyczną (17%), technologie przekrojowe (12%), odnawialne źródła energii (10%), inne technologie zasilania i magazynowania (9%), a 5% nie zostało przydzielone.

Program finansowania badań i innowacji UE jest głównym mechanizmem finansowania innowacji w UE i stanowi ważne źródło finansowania badań i rozwoju w dziedzinie energetyki w Polsce. Program jest aktualizowany co siedem lat. Horyzont 2020, program na lata 2014-20, zapewnił łączną kwotę 80 miliardów euro na badania i rozwój poprzez proces konkurencyjny otwarty dla wszystkich publicznych i prywatnych jednostek badawczo-rozwojowych w UE i miał na celu zwiększenie partnerstwa publiczno-prywatnego i współpracy międzynarodowej. W ramach programu Horyzont 2020 na badania i rozwój w Polsce przeznaczono łącznie 743 mln euro, z czego ponad 178 mln euro na badania i rozwój związane z energią i klimatem, w tym 50 mln euro na zaawansowaną produkcję i przetwórstwo; 47 mln euro na bezpieczną, czystą i wydajną energię; 41 mln euro na inteligentny, ekologiczny i inteligentny transport; oraz 40 mln euro na działania klimatyczne, środowisko, efektywne wykorzystanie zasobów i surowców (KE, 2022).

Rysunek 6.2 Budżet publiczny na badania i rozwój w dziedzinie energetyki według sektorów w Polsce, 2009-2021



Horyzont Europa, program ramowy UE w zakresie badań i innowacji na lata 2021-27, został uruchomiony w lutym 2021 roku. Ma on na celu zapewnienie 95,5 mld euro środków na badania i rozwój dla projektów w całej UE, będzie nadal wspierał badania i rozwój związane z energią i wyznacza cele zwiększenia międzynarodowej współpracy w zakresie badań i rozwoju (KE, 2021b). NCBR, poprzez swoje Biuro Współpracy Międzynarodowej i Krajowy Punkt Kontaktowy ds. programu Horyzont Europa, świadczy szeroki zakres usług pomagających polskim organizacjom w pozyskiwaniu środków z programu Horyzont Europa. Należą do nich szkolenia, wizyty studyjne, kampanie informacyjne i kojarzenie z

krajowymi punktami kontaktowymi programu Horyzont Europa w innych państwach członkowskich UE. NCBR, jako instytucja finansująca, bierze również udział w partnerstwach europejskich, takich jak Europejskie partnerstwo na rzecz przejścia na czystą energię czy Partnerstwo na rzecz zrównoważonych, inteligentnych i sprzyjających integracji miast, które wraz z funduszami krajowymi zapewnią w najbliższych latach finansowanie programów badawczo-rozwojowych w zakresie nowej energii. Takie działania były również prowadzone w ramach programu Horyzont 2020 poprzez ERA-NET i nadal zapewniają środki na nowe programy badawczo-rozwojowe.

Program Operacyjny UE Inteligentny Rozwój jest kolejnym ważnym źródłem finansowania UE dla badań i rozwoju w Polsce. Zapewnia on dofinansowanie przedsiębiorcom i naukowcom w celu wsparcia projektów badawczo-rozwojowych mających na celu komercjalizację technologii, produktów i usług. W latach 2014-2020 w ramach programu na projekty innowacyjne w Polsce przeznaczono około 8,31 miliarda euro (KIS, 2021). Polska otrzymuje również wsparcie na badania i rozwój z programu Europejskiej Agencji Środowiska i Norway Grants (wspieranego przez Norwegię, Islandię i Lichtenstein), który od 2012 roku zapewnił około 150 mln euro środków na badania i rozwój.

Program Nowa Energia dysponuje budżetem w wysokości około 550 mln euro na lata 2021-26, aby wspierać innowacyjne projekty w zakresie zielonej energii w kilku obszarach, w tym klastry energetyczne, inteligentne miasta, technologie wodorowe, wielopaliwowe systemy magazynowania energii i produkcję energii bez emisji. Program jest prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i wykorzystuje konkurencyjny proces przetargowy do przyznawania środków. Pierwszy przetarg został ogłoszony w lipcu 2021 roku z budżetem około 84 milionów euro, a umowy o dofinansowanie mają być podpisane w 2022 roku (Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, b.d.). Drugi przetarg planowany jest na rok 2022 z budżetem 0,45 mld euro. Inne podobne programy są w fazie projektowania, w tym Program Wodorowy i Program Nowe Ciepło/Energia.

Nowe Technologie w Dziedzinie Energii to program finansowania prowadzony przez NCBR, który ma pomóc w osiągnięciu neutralności klimatycznej w Polsce poprzez opracowanie rozwiązań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność polskiej gospodarki. Jego główne cele to: zwiększenie potencjału branży energii odnawialnej, w tym prosumentów; rozwój inteligentnej infrastruktury sieci energetycznej; obniżenie intensywności emisji w sektorze energetycznym poprzez zwiększenie wykorzystania surowców biodegradowalnych i produktów odpadowych. Program dysponuje budżetem 176 milionów euro na wsparcie projektów o poziomie gotowości technologicznej 8-9, związanych z energią słoneczną, lądową i morską energią wiatrową, produkcją i wykorzystaniem wodoru, magazynowaniem energii, mikrosieciami energetycznymi i ciepłymi, przetwarzaniem odpadów na energię oraz energią geotermalną.

Polska posiada godne uwagi programy finansujące badania i rozwój w zakresie paliw kopalnych. Program Bloki 200+ zapewnia 38 mln euro środków na wsparcie badań mających na celu opracowanie rozwiązań w zakresie modernizacji, przebudowy lub zasad eksploatacji polskiej floty elektrowni węglowych o mocy około 200 MW. Celem jest opracowanie rozwiązań technicznych, organizacyjnych i prawnych, które wspierają najmniej kosztowne rozwiązania umożliwiające tym elektrowniom węglowym pracę przy większej zmienności obciążenia i dużej liczbie wyłączeń i rozruchów, tak aby mogły być

eksploatowane w sposób efektywny w systemie z rosnącym udziałem zmiennych źródeł odnawialnych (NCBR, 2022).

INNKARP to projekt o wartości 4,4 mln euro, który wspiera rozwój nowych źródeł ropy naftowej w Polsce poprzez bardziej efektywne obrazowanie sejsmiczne w paśmie górskim Karpat zewnętrznych (INIG, 2022). Projekt DD-MET ma na celu zademonstrowanie zastosowania podziemnych otworów kierunkowych o dużym zasięgu, wierconych nad eksploatowanymi pokładami węgla, do odprowadzania metanu w górnictwie ścianowym węgla (DD-MET, 2019). Projekt SECURe (Subsurface Evaluation of CCS and Unconventional Risks) to projekt z programu Horyzont 2020, którego celem jest opracowanie najlepszych praktyk w zakresie niekonwencjonalnego wydobycia węglowodorów i geologicznego składowania CO₂ w Polsce i kilku innych krajach (Secure, 2020).

Polska posiada również programy finansowania badań i rozwoju w zakresie energii jądrowej. W 2017 r. uruchomiono program Gospostrateg z dofinansowaniem w wysokości 4 mln euro na wsparcie badań nad wysokotemperaturowymi reaktorami chłodzonymi gazem. W 2019 roku Ministerstwo Edukacji i Nauki oraz Narodowe Centrum Badań Jądrowych podpisały umowę na kolejną rundę prac projektowych nad wysokotemperaturowymi reaktorami chłodzonymi gazem. Celem rządu jest, aby reaktory wysokotemperaturowe stanowiły bezemisyjne źródło wysokotemperaturowego ciepła (i energii elektrycznej) dla procesów przemysłowych (WNN, 2021).

Ogłoszony w 2019 r. program NCBR Wielkie Wyzwanie - Energia z budżetem 250 000 euro ma na celu wspieranie rozwoju małych systemów łączących wytwarzanie energii wiatrowej i magazynowanie energii (Nauka w Polsce, 2019).

Polski program Inkubator Innowacyjności 4.0, ustanowiony w 2020 r., zapewnia wsparcie finansowe dla inkubatorów innowacji utworzonych przez publiczne jednostki badawczo-rozwojowe. Program wspiera komercjalizację wyników badań i rozwoju oraz współpracę środowiska naukowego z sektorem prywatnym (Nauka w Polsce, 2019). Akcelerator Zielonych Technologii to program innowacyjny prowadzony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, mający na celu napędzanie krajowej i międzynarodowej komercjalizacji zaawansowanych zielonych technologii opracowanych przez polskich przedsiębiorców. Jego głównym celem jest pomoc polskim małym i średnim przedsiębiorstwom w nawiązaniu kontaktów międzynarodowych oraz dostarczenie im niezbędnych narzędzi umożliwiających ich dynamiczny rozwój.

Polska strategia zamówień publicznych „Saper Innowacji” wspiera innowacyjne projekty, które poprzez przyciąganie rynku odpowiadają na kluczowe wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym i transformacją energetyczną. Poprzez „Saper Innowacji” NCBR uruchomił kilka projektów wspierających transformację energetyczną Polski zgodnie z celami klimatycznymi i energetycznymi UE, w szczególności w zakresie ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych. Istnieją również projekty mające na celu poprawę wydajności systemów grzewczych i chłodniczych oraz inne wspierające gospodarkę cyrkularną, związane z gromadzeniem wody deszczowej i oczyszczaniem ścieków. Projekty w ramach programu „Saper Innowacji” są finansowane z budżetu w wysokości 46 milionów euro z unijnego programu operacyjnego Inteligentny Rozwój. Wyniki projektów muszą zostać dostarczone do końca 2023 roku.

Projekt Ciepłownia Przyszłości ma na celu opracowanie innowacyjnych, przystępnych cenowo i łatwych do powtórzenia rozwiązań w celu zastąpienia domowych systemów

grzewczych opartych na paliwach kopalnych ciepłownictwem opartym na energii odnawialnej. Projekt ma na celu wykazanie wykonalności rynkowej poprzez wdrożenie ciepłowni zasilanej w co najmniej 80% energią odnawialną.

Projekt „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” ma na celu opracowanie innowacyjnych rozwiązań w celu przekształcenia istniejących systemów ciepłowniczych opartych na paliwach kopalnych w przystępne cenowo systemy łączące kogenerację opartą na energii odnawialnej z magazynowaniem energii, co pozwoli na zrównoważenie lokalnych systemów energetycznych. Projekt ma na celu wykazanie wykonalności rynkowej poprzez wdrożenie zakładu kogeneracyjnego zasilanego w co najmniej 80% energią odnawialną.

Projekt „Innowacyjna instalacja do produkcji biometanu” ma na celu opracowanie wysoce wydajnej, bezwonnej i samowystarczalnej instalacji do produkcji biogazu, zdolnej do wykorzystania szerokiej gamy odpadów rolniczych do produkcji wysokiej jakości biometanu (do wtlaczania do sieci gazowej lub wykorzystania w transporcie) oraz masy pofermentacyjnej nadającej się do wykorzystania jako nawóz organiczny. Jako demonstrator technologii zostanie zbudowana pełnowymiarowa instalacja do przetwarzania biometanu.

Celem projektu „Budownictwo efektywne energetycznie i procesowo” jest opracowanie innowacyjnych technologii prefabrykowanych i modułowych do budowy niedrogich i o dodatnim lub zerowym bilansie energetycznym budynków jedno- i wielorodzinnych. Projekt ma na celu zmniejszenie niskoemisyjnego śladu budynków poprzez zastosowanie materiałów z recyklingu i wykorzystanie wody deszczowej do celów użytkowych. Bezpośrednim rezultatem są trzy budynki demonstracyjne: budynek jednorodzinny, budynek wielorodzinny i budynek dla osób starszych.

Projekt „Magazynowanie energii elektrycznej” ma na celu opracowanie nadających się do recyklingu ogniw galwanicznych o wysokiej gęstości energetycznej i długiej żywotności, których produkcja będzie w jak największym stopniu oparta na zasobach krajowych. Projekt ma na celu wdrożenie baterii demonstracyjnej i demonstracyjnego systemu magazynowania energii elektrycznej. Projekt „Magazynowanie ciepła i chłodu” ma na celu opracowanie wysokowydajnych systemów magazynowania, które maksymalizują wykorzystanie odnawialnych źródeł energii zarówno do ogrzewania, jak i chłodzenia w zastosowaniach domowych i przemysłowych.

Innowacyjność sektora prywatnego

Dane dotyczące innowacyjności sektora prywatnego w Polsce pochodzą z Ankiety Innowacyjności, która jest wypełniana on-line przez przedsiębiorstwa (głównie prywatne, ale także publiczne). Badanie obejmuje szereg tematów, w tym poziom wydatków na działalność innowacyjną (w tym na badania i rozwój) Nie ma szczegółowych pytań dotyczących badań i rozwoju w dziedzinie energii. Polska przeprowadza corocznie badania dotyczące innowacji, korzystając z podręcznika Oslo, międzynarodowego przewodnika referencyjnego dotyczącego zbierania i wykorzystywania danych dotyczących innowacji (OECD/Eurostat, 2018). Poczawszy od 2023 roku, Polska będzie przeprowadzać badania innowacyjności co dwa lata, zgodnie z harmonogramem dotyczącym wspólnotowego badania innowacyjności, badania referencyjnego dotyczącego innowacyjności przedsiębiorstw w krajach członkowskich UE (UE, 2018).

Ostatnie badanie innowacyjności Polski obejmuje lata 2018-20 i zostało przeprowadzone w ramach badania wspólnotowego innowacyjności 2020. Wyniki opierają się na odpowiedziach około 63 000 przedsiębiorstw i szacują, że w 2020 roku polski sektor prywatny wydał około 4,3 miliarda euro na działalność innowacyjną (w tym na badania i rozwój) w sektorze produkcyjnym, 3,7 miliarda euro w sektorze usług i 194 miliony euro w transporcie. Główne prywatne inwestycje w innowacje związane z energią wystąpiły w produkcji metali podstawowych (1,2 mld euro); w produkcji samochodów (994 mln euro); w produkcji koksu, chemikaliów i petrochemikaliów (682 mln euro); oraz w górnictwie i kopalnictwie (128 mln euro) (Statystyka Polska, 2021).

Dzielenie się wiedzą

Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest zaangażowane w szereg międzynarodowych inicjatyw wspierających innowacje energetyczne, w tym w Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru oraz Akcelerator Badań i Innowacji dla Nauki i Społeczeństwa Europejskiego. Polska uczestniczy tylko w jednym z 38 programów współpracy technologicznej IEA. Polska została członkiem Ministerstwa Czystej Energii w 2021 r. i wspiera jego inicjatywy w zakresie innowacji jądrowych i pojazdów elektrycznych.

NCBR rozwija współpracę międzynarodową z partnerami z różnych krajów i regionów, w tym: z Chińską Republiką Ludową (dalej „Chiny”), Islandią, Izraelem, Liechtensteinem, Norwegią, Singapurem, RPA, Turcją i Stanami Zjednoczonymi. W maju 2021 r. rządy Polski i Japonii podpisały Plan działań na rzecz realizacji ich partnerstwa strategicznego na lata 2021-25, zakładający wzmocnienie współpracy w sektorze energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem e-mobilności, czystego transportu opartego na energii elektrycznej i wodorze oraz wymiany informacji na temat rozwoju krajowych strategii wodorowych.

Narodowa Agencja Wymiany Akademickiej (nadzorowana przez Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego) wspiera współpracę międzynarodową polskich jednostek szkolnictwa wyższego, w tym międzynarodową mobilność polskich i zagranicznych studentów i naukowców.

Ocena

Liczne dokumenty określają podejście Polski do badań i rozwoju w dziedzinie energetyki. Dokumenty te są generalnie zgodne, naciskając na badania i rozwój w dziedzinie energii, które wspierają konkurencyjność gospodarczą, bezpieczeństwo energetyczne i dekarbonizację dostaw energii. Jednakże dokumenty te w znacznym stopniu pokrywają się ze sobą i nie ma nadrzędnej strategii w zakresie badań i rozwoju w dziedzinie energetyki ani jednego podmiotu odpowiedzialnego za badania i rozwój w dziedzinie energetyki.

Rząd powinien określić jedną nadrzędną strategię dla badań i rozwoju w dziedzinie energetyki, której realizacja powinna być nadzorowana przez pozaministerialny organ koordynacyjny, w skład którego wchodzi ministerstwa, agencje rządowe, środowiska akademickie i przemysł. Wszystkie programy badawczo-rozwojowe związane z energią powinny być spójnie zintegrowane z główną strategią i ją wspierać. Strategia ta może zawierać cele dotyczące zwiększenia udziału całkowitego finansowania badań i rozwoju

skierowanego na badania i rozwój w dziedzinie energii. Strategia ta musi również zająć się koordynacją zarządzania dużą ilością funduszy dostępnych z UE. Obejmuje to większe wysiłki w zakresie informowania naukowców o nadchodzących konkursach i programach, wspierania ich wniosków, ale także pracy nad wyraźnym dostosowaniem badań finansowanych przez UE do celów energetycznych i klimatycznych Polski.

Niezwykle ważne jest, aby wyniki polskich programów badawczo-rozwojowych były monitorowane, oceniane i aktualizowane w razie potrzeby, aby zapewnić, że prowadzą one opłacalne badania zgodne z polskimi celami w zakresie klimatu i energii.

Poza obowiązkową współpracą w ramach programów UE, międzynarodowa współpraca badawcza jest raczej ograniczona. Polska uczestniczy tylko w jednym programie współpracy technologicznej IEA, chociaż wiele innych byłoby bardzo istotnych i pomocnych dla transformacji systemu energetycznego Polski. IEA zaleca Polsce rozszerzenie międzynarodowej współpracy w zakresie badań i rozwoju.

Polska znacznie zwiększyła wydatki na badania i rozwój w latach 2020 i 2021. Pomimo tych wzrostów, Polska nadal wydaje stosunkowo mało na badania i rozwój w dziedzinie energii. Ponadto, paliwa kopalne (zwłaszcza węgiel) otrzymały największą część ograniczonego budżetu na badania i rozwój w Polsce w 2021 roku. Podczas gdy większość polskich badań i rozwoju w zakresie paliw kopalnych ma na celu zmniejszenie emisji, obejmują one również projekty ukierunkowane na zwiększenie produkcji i wykorzystania paliw kopalnych. IEA zaleca Polsce dalsze zwiększanie środków na badania i rozwój, ale z naciskiem na innowacje, które wspierają transformację czystej energii i są dostosowane do możliwości badawczo-rozwojowych Polski. Biorąc pod uwagę utrzymujący się w Polsce duży udział wytwarzania energii z węgla, uzasadnione są dodatkowe badania i rozwój w zakresie CCUS. Polska polityka energetyczna przyznaje energii jądrowej ważną rolę w realizacji celów klimatycznych, w związku z czym uzasadnione są dodatkowe badania i rozwój w zakresie energii jądrowej, zwłaszcza w odniesieniu do obniżenia kosztów.

Większość polskich programów finansowania badań i rozwoju, w szczególności realizowanych przez NCBR, jest ukierunkowana na demonstrację i wdrażanie dojrzałych technologii o poziomie gotowości technologicznej powyżej 7. Jedynie bardzo ograniczone środki są dostępne dla badań i rozwoju o niższych poziomach gotowości technologicznej. Wysoce innowacyjne badania i rozwój na niższym poziomie gotowości technologicznej są potrzebne, aby sprostać wielu trudnym wyzwaniom Polski w zakresie dekarbonizacji. Rząd powinien wdrożyć przejrzysty, otwarty i dostępny system finansowania badań i rozwoju w dziedzinie energetyki w pełnym zakresie poziomów gotowości technologicznej. Do finansowania powinny kwalifikować się wysoce innowacyjne, ale ryzykowne projekty istotne dla polskiej transformacji energetycznej. Ponadto, należy podjąć więcej działań w celu zapewnienia transferu technologii i komercjalizacji badań akademickich oraz wsparcia małych firm i firm rozpoczynających działalność w sektorze energetycznym.

Polska mogłaby skorzystać z klastrów innowacyjnych, które wspierają współpracę, tworzenie sieci i wymianę wiedzy między środowiskiem akademickim, przemysłem, społeczeństwem obywatelskim i sektorem publicznym. Klastry skoncentrowane na kluczowych wyzwaniach, przed którymi stoi Polska w związku z przejściem na czystą energię i bezpieczeństwem energetycznym, pozwoliłyby na bardziej spójną dyskusję na temat tego, jak najlepiej ukierunkować ograniczone zasoby badawczo-rozwojowe i stworzyć możliwości realizacji wspólnych projektów wykorzystujących efekt skali. Takie

klastry powinny obejmować partnerów z całego łańcucha wartości innowacji, aby pomóc obiecującym pomysłom doprowadzić do powstania nowych technologii, produktów i usług odpowiadających potrzebom polskiego systemu energetycznego. Polski program Akcelerator Zielonych Technologii może służyć jako model dla dodatkowych klastrów innowacyjnych.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Zdefiniować jedną nadrzędną strategię badań i rozwoju w dziedzinie energii, która rozdziela fundusze na badania i rozwój zgodnie z celami energetycznymi i klimatycznymi, i która jest wdrażana i nadzorowana przez organ pozamerytoryczny z udziałem interesariuszy z ministerstw, agencji rządowych, środowisk akademickich i przemysłu.
- Wprowadzić przejrzysty, otwarty i dostępny system finansowania badań nad energią na różnych poziomach gotowości technologicznej. Do finansowania powinny kwalifikować się wysoce innowacyjne, ale ryzykowne projekty istotne dla polskiej transformacji energetycznej.
- Wprowadzić program wspierający badania i innowacje w przemyśle, z naciskiem na transfer technologii i komercjalizację badań akademickich, wspierający małe firmy i start-upy w sektorze energetycznym.
- Wspierać projekty na styku technologii i nauk społecznych, które sprzyjają partnerstwu publiczno-prywatnemu, aby przyspieszyć transformację energetyczną poprzez społeczną akceptację nowych technologii, koncepcji i modeli.

Odniesienia

- DD-MET (2019), Zaawansowana strategia odprowadzania metanu - technologia wykorzystująca technologię podziemnych wierceń kierunkowych w celu zapobiegania poważnym zagrożeniom i ograniczania emisji gazów cieplarnianych (strona internetowa), <https://dd-met.inig.pl>
- KE (Komisja Europejska) (2022), H2020 profil kraju - Polska (strona internetowa), <https://webgate.ec.europa.eu/dashboard/sense/app/a976d168-2023-41d8-acec-e77640154726/sheet/0c8af38b-b73c-4da2-ba41-73ea34ab7ac4/state/analysis/select/Country/Poland>
- WE (2021a), Europejska tablica wyników innowacyjności 2021, <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/46013>
- KE (2021b), Horyzont Europa (strona internetowa), https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en
- KE (2018), Badanie innowacyjności społeczności (baza danych), <https://ec.europa.eu/eurostat/web/microdata/community-innovation-survey> (dostęp: 15.03.2022)
- IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Budżety na badania i rozwój technologii energetycznych (strona internetowa), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-technology-rd-and-d-budget-database-2>
- INIG (Instytut Nafty i Gazu) (2022), Opracowanie innowacyjnej koncepcji poszukiwania złóż węglowodorów w głębokich strukturach Karpat zewnętrznych (strona internetowa), <https://www.inig.pl/projekty/13-projekty/924-opracowanie-innowacyjnej-koncepcji-poszukiwania-zloz-weglowodorow-w-glebokich-strukturach-karpat-zewnetrznyc2h>
- KIS (Krajowa Inteligentna Specjalizacja) (2021), Krajowa inteligentna specjalizacja (strona internetowa), <https://smart.gov.pl/en>
- Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (b.d.), Nowa energia (strona internetowa), <https://www.gov.pl/web/nfosigw/nowa-energia>
- NCBR (2022), Program Bloki 200+ (strona internetowa), <https://www.gov.pl/web/ncbr/program-bloki-200>
- OECD/Eurostat (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju) (2018), Podręcznik Oslo 2018: Wytyczne do zbierania, raportowania i wykorzystywania danych dotyczących innowacji, wydanie 4, Pomiar działalności naukowej, technologicznej i innowacyjnej, <https://doi.org/10.1787/9789264304604-en>
- Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2022a), Kierunki rozwoju innowacji energetycznych (strona internetowa), <https://www.gov.pl/web/klimat/kierunki-rozwoju-innowacji-energetycznych>
- Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2022b), Innowacje dla energetyki - zastosowania (strona internetowa), <https://www.gov.pl/web/klimat/innowacje-dla-energii-zgloszenia>
- Nauka w Polsce (2019), Wielkie wyzwanie energia: 1 mln zł dla twórcy kompaktowej instalacji wiatrowej, <https://scienceinpoland.pap.pl/en/news/news%2C79785%2Cgrand-challenge-energy-pln-1-million-compact-wind-power-installation-creator.html>
- Secure (2020), Podpowierzchniowa ocena CCS i zagrożeń niekonwencjonalnych (strona internetowa), <https://www.securegeoenergy.eu>

6. BADANIA, ROZWÓJ I INNOWACJE W DZIEDZINIE ENERGETYKI

Statystyka Polska (2021), Działalność innowacyjna przedsiębiorstw w latach 2018-2020, <https://stat.gov.pl/en/topics/science-and-technology/science-and-technology/innovation-activities-of-enterprises-in-the-years-2018-2020,3,6.html>

WNN (World Nuclear News) (2021), Polska planuje kolejny etap rozwoju HTR (strona internetowa), <https://world-nuclear-news.org/Articles/Poland-plans-next-stage-of-HTGR-development>

7. Energia elektryczna

Dane kluczowe (2020)

Produkcja energii elektrycznej: 157 TWh (węgiel 68,5%, gaz ziemny 10,7%, wiatr 10,1%, woda 1,3%, fotowoltaika 1,3%, ropa 1,2%), +0,02% od 2010 r.

Import netto energii elektrycznej: 13,3 TWh (import 20,6 TWh, eksport 7,4 TWh)

Moc zainstalowana: 51,8 GW, +25% od 2016 r.

Zużycie energii elektrycznej: 148,2 TWh (przemysł 45%, sektor usług 32%, sektor mieszkaniowy 20%, transport 2%), +14,5% od 2010 r.

Podsumowanie

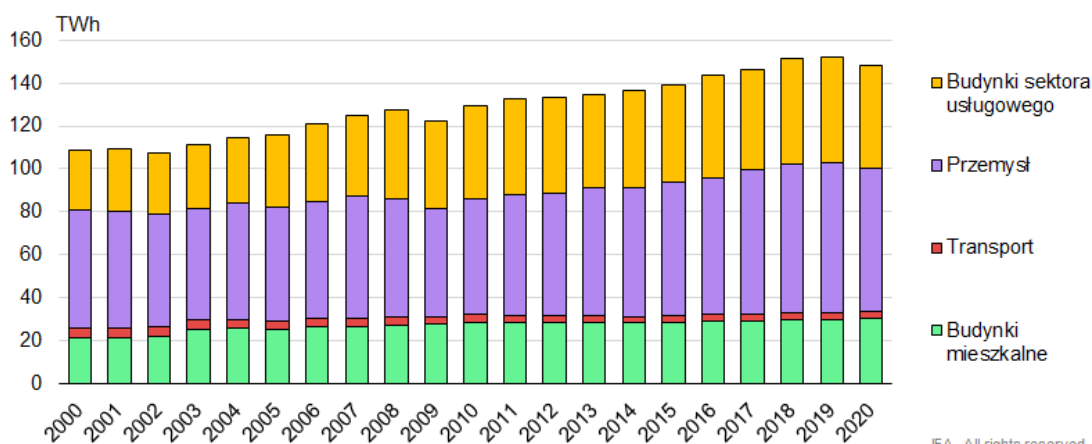
W Polsce obserwuje się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną we wszystkich sektorach, zgodnie z rozwijającą się gospodarką i rosnącą elektryfikacją popytu. Zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o 24% w latach 2009-2019, a następnie spadło o 2,5% w 2020 roku w wyniku pandemii Covid-19. W 2021 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło ponownie o 13,6%. Polska podaż energii elektrycznej jest zdominowana przez krajowe elektrownie węglowe, a kraj kontynuuje inwestycje w nowe elektrownie węglowe, dodając 4,3 GW nowych mocy węglowych w latach 2016-2020. Polska miała drugą po Australii najwyższą intensywność emisji dwutlenku węgla w dostawach energii elektrycznej wśród krajów członkowskich IEA w 2020 roku. Produkcja energii elektrycznej z węgla maleje (spadek z 88,1% do 68,5% całkowitej produkcji w latach 2010-2020) w obliczu rosnących cen ETS, konkurencji ze strony tanich źródeł odnawialnych, importu energii elektrycznej i gazu ziemnego. Jednak udział węgla w całkowitej produkcji energii elektrycznej odbije się od dna do 79,7% w 2021 roku.

Polityka energetyczna Polski zmierza do dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Koncentruje się na zmniejszeniu produkcji energii elektrycznej z węgla poprzez rozbudowę energetyki odnawialnej i gazowej oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Dąży się również do rozwoju energetyki rozproszonej, zwłaszcza fotowoltaiki, aktywnej roli konsumentów na rynkach energii elektrycznej oraz zwiększenia elektryfikacji popytu, zwłaszcza w transporcie drogowym.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną, wytwarzanie i handel

W latach 2010-2019 zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wzrosło ze 129 TWh do 152 TWh, co wynika z wyższego zapotrzebowania we wszystkich sektorach, przy czym największy wzrost zapotrzebowania nastąpił w przemyśle (+16,3 TWh), następnie w budynkach sektora usługowego, (+5,4 TWh), budynkach mieszkalnych (+0,8 TWh) i transporcie (+0,1 TWh, prawie w całości z transportu kolejowego) (Rysunek 7.1). W 2020 roku pandemia Covid-19 spowodowała jeden z największych w historii spadek zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, które zmniejszyło się o 3,8 TWh do 148 TWh. Zapotrzebowanie spadło w większości sektorów, w tym najbardziej w przemyśle (-3,0 TWh), następnie w budynkach usługowych (-1,1 TWh) i transporcie (-0,2 TWh). Nieznacznie wzrósł popyt w budynkach mieszkalnych (+0,6 TWh), prawdopodobnie z powodu skutków pandemii (zwiększona ilość telepracy, zamknięcie przestrzeni publicznej itp.) W Polsce odnotowano niewielki wzrost elektryfikacji zapotrzebowania na energię. Od 2009 do 2019 roku udział energii elektrycznej w TFC wzrósł z 14,8% do 16,2%, w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 21,7%. Udział energii elektrycznej w TFC wzrósł dla budynków (z 21% do 26%, w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 38%) i przemysłu (z 17% do 20%, w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 35%), ale spadł dla transportu (z 1,7% do 1,3%, w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 1,5%).

Rysunek 7.1 Zapotrzebowanie na energię elektryczną według sektorów w Polsce, 2000-2020



IEA. All rights reserved.

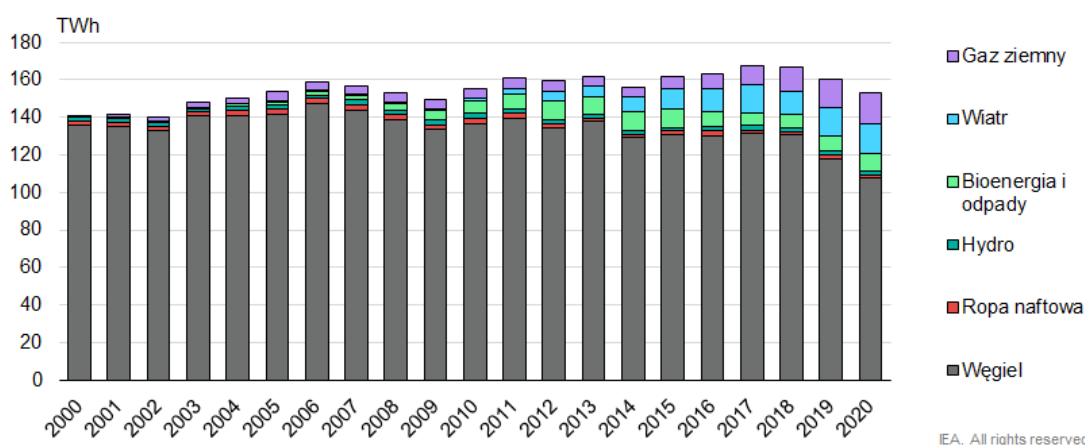
Źródło: IEA (2022).

Od 2010 do 2020 roku szczytowe obciążenie elektryczne Polski wahało się od niskiego poziomu 28,0 GW w 2016 roku do wysokiego poziomu 31,7 GW w 2018 roku. Głównymi czynnikami powodującymi wahania obciążenia szczytowego były roczne wahania zapotrzebowania na ciepło skorelowane z temperaturą oraz zapotrzebowanie przemysłowe związane z działalnością gospodarczą. Obciążenie szczytowe wyniosło 29,4 GW w 2019 roku, ale spadło do 28,9 GW w 2020 roku w wyniku pandemii Covid-19. Obciążenie szczytowe Polski jest znacznie niższe niż jej moc wytwórcza (51,9 GW w 2020 r.). Moc importowa wynosiła 11,8 GW w 2020 roku.

Większość dostaw energii elektrycznej w Polsce pochodzi z produkcji krajowej (głównie węgiel); jednak od 2015 roku coraz większa część dostaw energii elektrycznej jest pokrywana z importu. Produkcja energii elektrycznej w Polsce wzrosła w latach 2010-2017 z 157 TWh do 170 TWh wraz z rosnącym zapotrzebowaniem (Rysunek 7.2). W 2019 roku produkcja spadła do 163 TWh, co odzwierciedla silny wzrost importu energii elektrycznej. W 2020 r. produkcja znacznie spadła do 157 TWh z powodu gwałtownego spadku zapotrzebowania spowodowanego pandemią Covid-19 i dalszego silnego wzrostu importu energii elektrycznej.

Dane S&P Global Platts wskazują na silne odbicie produkcji energii elektrycznej w 2021 roku, osiągając rekordowy poziom 173,6 TWh, przy znacznym wzroście produkcji z węgla rok do roku. Silny wzrost produkcji był spowodowany wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną (wzrost o 13,6% w stosunku do 2020 r.) oraz znacznym spadkiem importu energii elektrycznej, ponieważ wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Europie sprawił, że krajowe wytwarzanie energii z węgla stało się bardziej konkurencyjne cenowo.

Rysunek 7.2 Produkcja energii elektrycznej według źródeł w Polsce, 2000-2021



Źródła: IEA (2022); dane za rok 2021 z S&P Global Platts (2022).

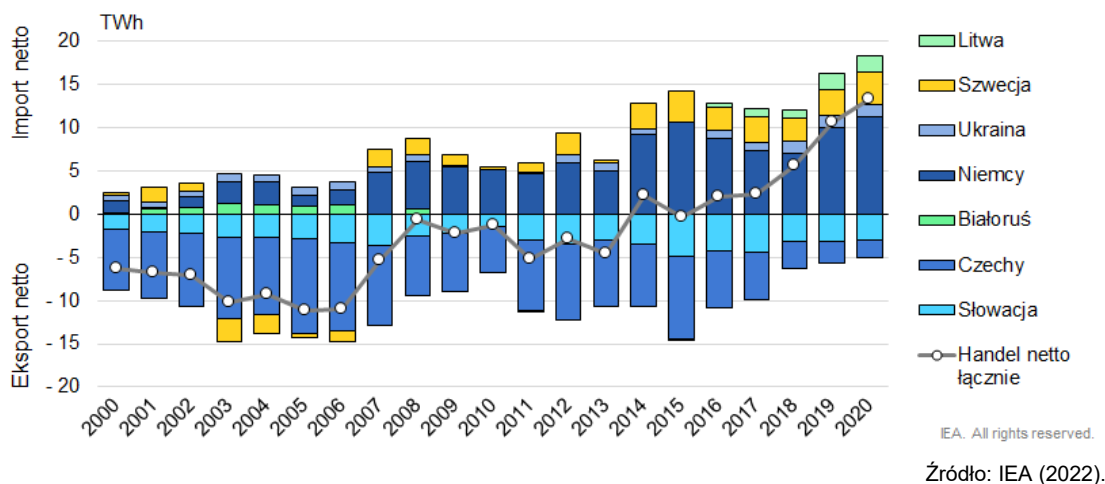
Produkcja energii elektrycznej w Polsce jest nadal zdominowana przez węgiel, ale w latach 2010-2020 udział węgla w całkowitej produkcji zmniejszył się z 86,9% do 68,5%. Zmniejszenie produkcji węglowej wynika ze znacznego wzrostu produkcji z odnawialnych źródeł energii i gazu ziemnego oraz większego importu. Jednak w 2021 r. wytwarzanie energii z węgla odbiło się od dna i osiągnęło 79,7% całkowitej produkcji (S&P Global Platts, 2022). W latach 2010-2020 udział odnawialnych źródeł energii wzrósł z 11 TWh do 28 TWh i 18% całkowitej produkcji, przy czym większość tego wzrostu pochodzi ze zwiększonej produkcji energii wiatrowej na lądzie (1,7 TWh do 15,8 TWh), a następnie bioenergii i odpadów (6,3 TWh do 8,8 TWh). Produkcja z fotowoltaiki jest nadal niewielka, ale w latach 2018-2020 produkcja z fotowoltaiki wzrosła z 0,3 TWh do 2,0 TWh. W latach 2010-2020 produkcja z gazu wzrosła z 4,8 TWh do 16,8 TWh i 10,7% produkcji.

Polska tradycyjnie jest eksporterem netto energii elektrycznej, jednak import energii elektrycznej wzrasta i w 2014 roku Polska po raz pierwszy była importerem netto energii

7. ELEKTRYCZNOŚĆ

elektrycznej (Rysunek 7.3). Import energii elektrycznej netto wzrósł znacząco w latach 2019 i 2020, ponieważ gwałtowny wzrost cen uprawnień w ramach systemu EU ETS zwiększył koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce przy użyciu węgla. W 2020 roku import netto energii elektrycznej osiągnął historycznie wysoki poziom 13,3 TWh.

Rysunek 7.3 Import i eksport energii elektrycznej w Polsce, 2000-2020



Infrastruktura

Polska infrastruktura elektroenergetyczna składa się z dużej floty wytwórczej, rozbudowanej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz połączeń międzysystemowych, które włączają Polskę do europejskiego systemu elektroenergetycznego (Rysunek 7.4). Własność i eksploatacja infrastruktury elektroenergetycznej w Polsce (wytwarzanie, przesył i dystrybucja) jest silnie skoncentrowana w kilku spółkach, które są własnością lub są kontrolowane przez Skarb Państwa. URE odpowiada za nadzór nad eksploatacją infrastruktury elektroenergetycznej, w tym za wydawanie koncesji dla wytwórców i koncesji dla operatorów systemów, a także za zatwierdzanie taryf sieciowych. Doradza również rządowi w sprawie planów rozwoju OSP i pięciu największych OSD.

Rysunek 7.4 System przesyłowy energii elektrycznej w Polsce, 2020 r.



Offshore wind zone	Morska strefa wiatrowa
Power lines	Linie energetyczne
Existing	Istniejące
Under construction/planned	W budowie/planowane
Power plants	Elektrownie
Type	Typ
Hard coal	Węgiel kamienny
Lignite	Węgiel brunatny
Gas	Gaz
Hydro	Hydro

7. ELEKTRYCZNOŚĆ

Wind	Wiatr
Biomass	Biomasa
Nuclear, potential locations	Energia jądrowa, potencjalne lokalizacje
Capacity	Moc
Under construction	W budowie
Poland	Polska
Warsaw	Warszawa
Lithuania	Litwa
Sweden	Szwecja
Ukraine	Ukraina
Germany	Niemcy
Belarus	Białoruś
Czech Republic	Czechy
Slovak Republic	Słowacja

Polska planuje duże inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną, w tym do 6 GW nowej generacji gazowej, do 16 GW nowej generacji ze źródeł odnawialnych (głównie wiatrowych i fotowoltaicznych) oraz znaczną rozbudowę systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w celu zintegrowania nowej generacji i wsparcia większej elektryfikacji popytu. Najnowsze plany rozwoju OSP i pięciu największych OSD (zatwierdzone w czerwcu 2020 r.) obejmują inwestycje o łącznej wartości około 11 mld EUR do 2025 r. W PEP2040 szacuje się, że inwestycje w sieć elektryczną wyniosą łącznie 21 mld euro w latach 2021-2030 i 19 mld euro w latach 2031-2040. Inwestycje w nowe moce wytwórcze szacuje się na 24 mld euro do 36 mld euro do 2030 roku i 71 mld euro do 76 mld euro do 2040 roku.

Moc wytwórcza zainstalowana

W latach 2016-2020 moc zainstalowana w Polsce wzrosła o 10,5 GW, osiągając poziom 51,8 GW (tabela 7.1). Większość tego wzrostu wynikała ze zwiększenia mocy w elektrowniach węglowych (+4,1 GW) i słonecznych PV (+3,8 GW), przy mniejszym wzroście mocy w elektrowniach gazowych (+1,9 GW) i wiatrowych (+0,6 GW). Większość wzrostu w zakresie PV pochodziła z małych, rozproszonych systemów PV, które stanowiły około 75% całkowitej mocy fotowoltaicznej w 2020 roku. Większość mocy zainstalowanej w Polsce pochodzi z węgla (66% w 2020 r.), następnie z odnawialnych źródeł energii (27%) i gazu ziemnego (6%). Znaczna część mocy zainstalowanej w Polsce pochodzi z zakładów kogeneracyjnych, które wspierają rozległą sieć ciepłowniczą w Polsce.

Tabela 7.1 Moc wytwórcza energii elektrycznej w Polsce, 2016 i 2020 r.

Moc (GW)	2016	2020	Zmiana	Udział w 2020 r.
Węgiel (ogółem)	30,0	34,1	+4,1	66%
- Węgiel kamienny	20,7	24,8	+4,1	48%
- Węgiel brunatny	9,3	9,3	–	18%
Gaz ziemny	1,3	3,2	+1,9	6%
Wiatr	5,8	6,4	+0,6	12%
Energia słoneczna PV	0,2	4,0	+3,8	8%
Hydro (ogółem)	2,41	2,40	-0,01	5%
- Elektrownia szczytowo-pompowa	1,42	1,42	-	3%
Bioenergia	1,1	1,2	+0,1	2%
Inne	0,5	0,5	–	1%
Łącznie	41,3	51,8	+10,5	

Polska elektrownia na węgiel brunatny Bełchatów jest największą elektrownią węglową w Europie (5,3 GW) i stanowiła 5,5% mocy wytwórczych Polski oraz 20% całkowitej produkcji energii elektrycznej w 2020 roku. W maju 2021 r. zakończono budowę nowego bloku o mocy 0,5 GW w elektrowni na węgiel brunatny Turów; planuje się, że będzie to ostatni nie wygaszony nowy blok węglowy w Polsce. W PEP2040 szacuje się, że do 2030 r. moc w elektrowniach węglowych może spaść o około 10 GW; zgodnie z tymi prognozami węgiel nadal będzie kluczowym elementem polskiego miksu energetycznego, z 25 GW mocy (17,6 GW węgiel kamienny i 7,4 GW węgiel brunatny).

7. ELEKTRYCZNOŚĆ

Jednakże Polska oczekuje znaczącej zmiany w miksie swoich mocy wytwórczych. Rząd stawia sobie za cel wybudowanie 5,9 GW morskiej energii wiatrowej do 2030 roku i 6-9 GW energii jądrowej w latach 2033-2043. Przedstawiciele branży planują wybudować do 2030 roku około 6 GW nowych mocy w elektrowniach gazowych oraz około 4 GW nowych mocy w elektrowniach wiatrowych na lądzie i 6 GW w elektrowniach fotowoltaicznych. Moc fotowoltaiczna już przekroczyła szacunki PEP2040, osiągając szacunkowo 7,7 GW na koniec 2021 roku.

Połączenia międzysystemowe

Polska posiada sześć połączeń międzysystemowych wysokiego napięcia prądu zmiennego (AC), które łączą ją z Czechami, Niemcami, Słowacją i Ukrainą oraz dwa połączenia międzysystemowe wysokiego napięcia prądu stałego (DC), które łączą ją z Litwą i Szwecją. W 2020 roku łączna moc połączeń międzysystemowych Polski wynosiła 11,8 GW, a do 2025 roku ma wzrosnąć tylko nieznacznie, do 12,5 GW.

Jedynym planowanym nowym połączeniem międzysystemowym jest kabel podmorski DC Harmony Link o mocy 0,7 GW do Litwy. W czerwcu 2021 roku operatorzy systemów przesyłowych Polski i Litwy podjęli ostateczną decyzję inwestycyjną i rozpoczęli wstępne prace nad projektem, którego koszt szacowany jest na 700 milionów euro, z czego około 72% finansowane jest przez UE. Harmony Link jest częścią trwającego projektu mającego na celu pełną integrację krajów bałtyckich (Estonia, Łotwa i Litwa) z europejskim systemem elektroenergetycznym. Projekt ten obejmuje przebudowę istniejącego połączenia prądu stałego między Polską a Litwą na połączenie prądu zmiennego, aby umożliwić synchronizację systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej. Projekt ten ma zostać zakończony w 2025 roku (WE, 2021).

Zgodnie z przepisami UE wszystkie państwa członkowskie muszą osiągnąć cel w zakresie połączeń międzysystemowych w wysokości 10% do 2020 r. i 15% do 2030 r. (cel jest zdefiniowany jako stosunek zdolności importowej do zdolności wytwórczej). Większość państw członkowskich UE nie osiągnęła celu na rok 2020 (Parlament Europejski, 2019). Polska osiągnęła poziom połączeń międzysystemowych wynoszący zaledwie 4% w 2020 roku, a polski KPEiK wyznacza cel na poziomie zaledwie 8,7% do 2030 roku. UE zaktualizowała metodologię dla celu w zakresie połączeń międzysystemowych i przygląda się innym czynnikom w celu zapewnienia odpowiednich połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi UE (ENTSOE, 2016). Przepisy UE wymagają od wszystkich OSP, aby do końca 2025 r. udostępniły uczestnikom rynku co najmniej 70% transgranicznych zdolności przesyłowych. Polski OSP pracuje nad tym, aby cel 70% został osiągnięty.

Przesył i dystrybucja

W 2020 roku polski system przesyłowy i dystrybucyjny dostarczył około 131,5 TWh do ponad 18 milionów odbiorców (tabela 7.2). Największa liczba odbiorców (ponad 99%) jest podłączona do sieci dystrybucyjnej; jednak 19% dostarczonej energii elektrycznej trafiło do dużych odbiorców podłączonych do systemu przesyłowego (220-750 kV).

Tabela 7.2 Przyłączenia odbiorców końcowych i dostarczona energia elektryczna w Polsce, 2020 r.

	Poziom napięcia	Łącznie
--	-----------------	---------

	Wysokie (220-750 kV)	Średnie 110 kV	Niskie 10-30 kV	
Łącznie przyłącza	567	42 115	18 142 218	18 184 900
Nowe połączenia w 2020 r.	27	1 226	248 454	249 707
Dostarczona energia elektryczna (TWh)	24,4	51,7	55,4	131,5

W 2020 roku polska sieć przesyłowa składała się z 15 316 km linii (114 km na napięciu 750 kV, 7 822 km na napięciu 400 kV i 7 380 km na napięciu 220 kV) i 109 stacji elektroenergetycznych. Polski operator systemu przesyłowego, PSE, jest w 100% własnością Skarbu Państwa. W latach 2016-2020 PSE zainwestowały około 1,5 mld EUR, aby dodać 1 661 km nowych linii (głównie 400 kV), wyremontować 93 km linii i zbudować 22 nowe stacje elektroenergetyczne. Plan rozwoju sieci PSE obejmuje nowe inwestycje o wartości około 3 miliardów EUR w latach 2021-2030, przy czym planuje się budowę 6 330 km nowych linii (głównie 400 kV), renowację 4 283 km linii i budowę 65 nowych stacji elektroenergetycznych.

W 2020 roku polska sieć dystrybucyjna składała się z 848 225 km linii (34 085 km na 110 kV, 319 694 km na 1-60 kV i 494 364 km linii niskiego napięcia) i około 271 305 stacji elektroenergetycznych. W 2020 roku w Polsce działało 188 OSD, jednak 5 głównych OSD posiadało około 97% sieci dystrybucyjnej i obsługiwało około 99% odbiorców. Czterech z tych OSD (PGE, TAURON, Enea i ENERGA) jest kontrolowanych przez Skarb Państwa i obsługuje obszary obejmujące większość kraju. Każdy z tych czterech OSD posiada (prawnie wydzielone) przedsiębiorstwo energetyczne, które odpowiada za większość mocy wytwórczych i sprzedaż energii elektrycznej w swoich obszarach obsługi. Prywatna niemiecka firma E.ON jest OSD obsługującym sieć obsługującą Warszawę i jej najbliższe okolice.

W latach 2016-2020 pięciu największych OSD zainwestowało w system dystrybucyjny około 6,8 mld EUR, aby dodać 26 429 km nowych linii i przeprowadzić inne modernizacje systemu. W ramach PEP2040 szacuje się, że nowe inwestycje OSD w latach 2021-2030 wyniosą łącznie 16 mld euro, przy czym duży nacisk zostanie położony na zwiększenie niezawodności systemów dystrybucyjnych poprzez przebudowę linii napowietrznych średniego napięcia na kable podziemne. OSD wykorzystują również fundusze unijne, aby pomóc w integracji rosnącej produkcji fotowoltaicznej, głównie poprzez budowę nowych podstacji wysokiego i średniego napięcia.

Struktura rynku

Polski rynek energii elektrycznej jest w większości zliberalizowany; istnieje prawny rozdział między działalnością handlową a eksploatacją sieci. Sieć energetyczna jest otwarta dla każdego przedsiębiorstwa, które chce dostarczać energię elektryczną, a odbiorcy mają możliwość wyboru dostawcy lub zakupu energii elektrycznej od dostawcy domyślnego (OSD w swoim regionie), którego ceny są regulowane przez URE. Większość odbiorców w gospodarstwach domowych (63% w 2020 roku) kupuje energię elektryczną na podstawie umów z cenami regulowanymi. Ceny dla odbiorców komercyjnych nie są regulowane. URE jest odpowiedzialny za monitorowanie operacji rynkowych i zapewnienie przestrzegania zasad rynkowych. Własność wytwarzania oraz hurtowej i detalicznej sprzedaży energii elektrycznej jest skoncentrowana w czterech spółkach energetycznych kontrolowanych przez państwo (PGE, TAURON, Enea i PKN ORLEN).

7. ELEKTRYCZNOŚĆ

PGE jest największym graczem na polskim rynku energii elektrycznej. W 2020 roku posiadała największy udział w mocy wytwórczej w Polsce (34%, 17,8 GW), miała największy udział w hurtowych dostawach energii elektrycznej (41%) i była największym dostawcą detalicznym pod względem sprzedaży (29%). PGE posiada również drugiego co do wielkości OSD i dużą część polskich kopalni węgla.

TAURON prowadzi działalność w zakresie wydobycia węgla oraz wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej. W 2020 roku posiadał 9% mocy wytwórczych w Polsce (4,6 GW), odpowiadał za 6% hurtowych dostaw energii elektrycznej i był drugim co do wielkości dostawcą detalicznym pod względem sprzedaży (23%). TAURON jest również właścicielem największego OSD i kontroluje około 29% polskich zasobów węgla kamiennego.

Enea prowadzi działalność w zakresie wydobycia węgla, wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej. W 2020 roku posiadała 11% mocy wytwórczych w Polsce (6,3 GW), odpowiadała za 16% hurtowych dostaw energii elektrycznej i była czwartym co do wielkości dostawcą detalicznym pod względem sprzedaży (15%). Enea jest również właścicielem czwartego co do wielkości OSD i kontroluje około 29% polskich zasobów węgla kamiennego.

PKN ORLEN prowadzi działalność w zakresie wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej, zarówno bezpośrednio, jak i poprzez 93,3% udział w spółce ENERGA, dostawcy energii elektrycznej i trzeciego co do wielkości OSD. W 2020 roku PKN ORLEN posiadał 6% mocy wytwórczych w Polsce (3,4 GW), odpowiadał za 9% hurtowych dostaw energii elektrycznej i był trzecim co do wielkości dostawcą detalicznym pod względem sprzedaży (20%).

Rynek mocy

Polski rynek energii elektrycznej funkcjonuje głównie jako rynek wyłącznie energetyczny, na którym dostawcy płacą za energię elektryczną dostarczaną odbiorcom. W 2018 r. Polska wprowadziła rynek mocy w celu rozwiązania problemów związanych z adekwatnością zasobów poprzez zachęcanie do wdrażania nowej generacji, magazynowania energii elektrycznej i reakcji strony popytowej (DSR) oraz utrzymania istniejącej generacji. Rynek mocy zapewnia płatności poza rynkiem energii, w oparciu o gwarantowaną dostępność mocy. Projekty są wybierane do udziału w rynku mocy w drodze konkurencyjnych aukcji, których celem jest przewidywanie mocy niezbędnych do pokrycia szczytowego zapotrzebowania. Polska otrzymała zgodę KE na przeprowadzenie aukcji na dostawę mocy w latach 2021-2030, z możliwością płatności do roku 2047 (PSE, 2021a).

Pierwsze aukcje odbyły się w 2018 roku na dostawy w latach 2021-2023 i przyznały wsparcie w wysokości 55 mln euro na GW dla 22,4 GW mocy. Płatności rozpoczęły się w 2021 roku, przy czym czas trwania zależy od kilku czynników, a najdłuższe kontrakty trwają 15 lat. Około 79% mocy wybranych w aukcjach w 2018 roku przypadło na generację węglową, głównie na jednostki istniejące (Forum Energii, 2019). Płatności za moce są finansowane z opłaty pobieranej od wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W 2021 roku koszt wynagrodzenia za moc wyniósł 1,1 mld euro, a w 2022 roku przewiduje się, że wyniesie 1,08 mld euro (URE, 2021). Całkowity koszt mechanizmu wynagradzania za moce wytwórcze będzie zależał od cen i mocy przyznawanych w przyszłych aukcjach.

Od 2021 roku jednostki przekraczające emisję 550 g CO₂/kWh nie mogą uczestniczyć w aukcjach mocy. Wymaga to, aby jednostki węglowe miały wystarczające współspalanie biomasy lub stosowały wychwytywanie węgla. W roku 2021 ponad 1 GW jednostek współspalających węgiel i biomasę uzyskało wsparcie w aukcji na dostawę mocy w roku 2026. Dodatkowe aukcje będą przeprowadzane do 2025 roku, przy czym aukcje będą się odbywały na pięć lat przed i jeden rok przed rokiem dostawy. Wraz z wprowadzeniem mechanizmu rynku mocy, Polska pracuje nad zakończeniem szeregu istniejących mechanizmów, które zapewniają płatności dla aktywów wytwórczych i DSR w celu rozwiązania problemów związanych z wystarczalnością mocy wytwórczych.

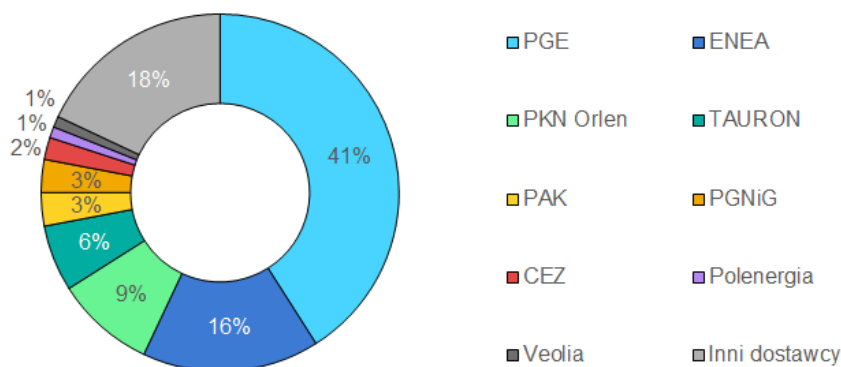
Rynek hurtowy

Polska jest częścią hurtowego rynku energii elektrycznej, który łączy ponad 20 krajów europejskich. Rynek ten jest konsekwentnie rozbudowywany i bardziej zintegrowany w ramach trwającego projektu stworzenia jednolitego europejskiego wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Rynek hurtowy zarządza handlem energią elektryczną z wyprzedzeniem i w ciągu dnia pomiędzy połączonymi europejskimi strefami przetargowymi. Większość stref przetargowych jest skorelowana z granicami państwowymi, a Polska jest jedną strefą przetargową.

Polska podjęła ostatnio kilka działań mających na celu wsparcie zwiększenia sprzężenia rynku hurtowego z resztą Europy. Obejmują one uruchomienie jednolitego mechanizmu łączenia rynków dnia bieżącego (listopad 2019 r.), wdrożenie ustaleń multi-NEMO dla łączenia rynków dnia następnego (styczeń 2021 r.) oraz uruchomienie tymczasowego mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (czerwiec 2021 r.). Planuje się przejście na flow-based market coupling w regionie CORE (Austria, Belgia, Chorwacja, Czechy, Francja, Niemcy, Węgry, Luksemburg, Holandia, Polska, Rumunia, Słowacja i Słowenia) w 2022 r.

W 2020 roku około 63% hurtowych dostaw energii elektrycznej w Polsce było dostarczane poprzez handel na rynku hurtowym, a 37% poprzez kontrakty dwustronne. Większość dostaw hurtowych pochodzi z produkcji krajowej, ale od 2015 roku coraz większa część dostaw pochodzi z importu energii elektrycznej. W 2020 roku czterech dużych, zasiedziały dostawców energii elektrycznej (PGE, Enea, PKN ORLEN i TAURON) posiadało ponad dwie trzecie krajowych mocy wytwórczych i odpowiadało za 72% hurtowych dostaw energii elektrycznej (Rysunek 7.5).

W 2017 r. udziały rynkowe PGE i Enei znacznie wzrosły, gdy zakupiły one wszystkie aktywa wytwórcze EDF i ENGIE (dwóch francuskich firm energetycznych, które całkowicie wyszły z hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce) w Polsce. Te przejęcia spowodowały, że indeks Herfindahla-Hirschmanna (HHI) dla sprzedaży na rynku hurtowym w Polsce skoczył z 1 640 w 2016 roku do 2 281 w 2017 roku. Od tego czasu HHI spadł do 2 020 w 2020 r. (głównie z powodu wzrostu produkcji energii odnawialnej sprzedawanej przez mniejszych uczestników rynku), ale nadal odzwierciedla skoncentrowany rynek.

Rysunek 7.5 Udział w rynku hurtowym według dostawców w Polsce, 2020 r.

IEA. All rights reserved.

Źródło: URE (2022).

Rynek detaliczny

W 2020 r. na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce działało 153 aktywnych dostawców (na podstawie ankiety przeprowadzonej wśród 38 największych OSD). Rynek detaliczny jest zdominowany przez czterech kontrolowanych przez państwo dostawców energii (PGE, Enea, PKN ORLEN i TAURON), którzy są powiązani z czterema największymi OSD (zgodnie z zasadami UE dotyczącymi rozdziału). W 2020 r. te cztery firmy odpowiadały za prawie 90% detalicznych dostaw energii elektrycznej, a wskaźnik HHI polskiego rynku detalicznego energii elektrycznej wynosił 2 315 dla gospodarstw domowych i 2 164 dla odbiorców komercyjnych, co wskazuje na umiarkowany poziom koncentracji rynku. Wskaźnik zmiany sprzedawcy w 2020 roku wyniósł 0,64% dla odbiorców w gospodarstwach domowych i 5,4% dla odbiorców komercyjnych. Wskaźnik zmiany dostawcy dla gospodarstw domowych należy do najniższych w Europie, a wskaźnik zmiany dostawcy dla odbiorców komercyjnych jest również znacznie poniżej średniej europejskiej (ACER, 2020). Operatorzy systemów są zobowiązani do umożliwienia odbiorcom energii elektrycznej zmiany sprzedawcy nie później niż w ciągu 21 dni od dnia, w którym odpowiedni operator został poinformowany o zawarciu umowy z nowym sprzedawcą. Nie istnieje żadna niezależna platforma umożliwiająca odbiorcom porównanie ofert dostawców detalicznych.

W 2020 roku w Polsce będzie nieco poniżej 18 milionów detalicznych odbiorców energii elektrycznej, przy czym zdecydowana większość (99,4%) zużywa mniej niż 50 MWh rocznie (tabela 7.3). Większość odbiorców w gospodarstwach domowych (63% w 2020 r.) otrzymywała dostawy energii elektrycznej od dostawcy domyślnego po cenie regulowanej. W Polsce istnieje obowiązek świadczenia usług publicznych, który uniemożliwia odłączenie odbiorców domowych, jeżeli dotychczasowy dostawca przestanie dostarczać energię elektryczną. Odbiorcy ci są przenoszeni do dostawcy z urzędu, którym zazwyczaj jest dostawca domyślny. W 2020 roku zaledwie 0,1% odbiorców domowych (14 520 odbiorców) było obsługiwanych przez dostawcę z urzędu.

Tabela 7.3 Odbiorcy detaliczni rynku energii elektrycznej według rocznego zapotrzebowania w Polsce, 2020 r.

Roczne zapotrzebowanie konsumentów (MWh)	Liczba konsumentów	Udział konsumentów	Zapotrzebowanie (MWh)	Udział w zapotrzebowaniu
> 2 000	6 073	0,03%	68 392 286	49%
50-2 000	110 803	0,62%	27 643 330	20%
< 50	17 817 588	99,40%	43 682 613	31%
Łącznie	17 934 464		139 718 229	

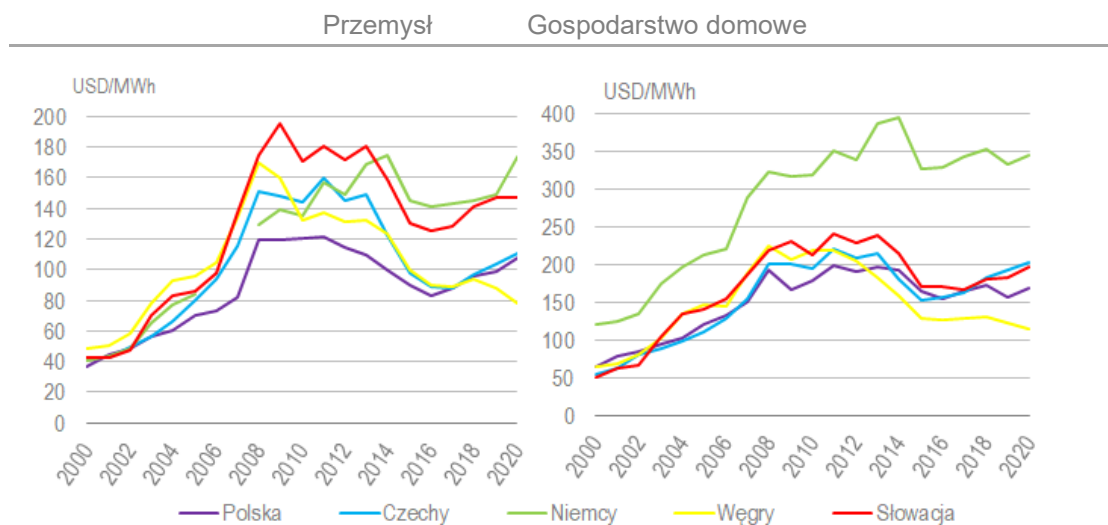
Ceny detaliczne i podatki

Ceny detaliczne energii elektrycznej w Polsce składają się z hurtowych kosztów energii elektrycznej, taryf sieciowych, podatku akcyzowego, podatku VAT w wysokości 23% oraz opłat wspierających energetykę odnawialną, kogenerację i płatności w ramach mechanizmu mocowego. W 2021 r. przeciętny rachunek za energię elektryczną dla gospodarstwa domowego składał się głównie z kosztów energii elektrycznej (40%), następnie z taryf sieciowych (32%), podatku VAT i akcyzy (19%) oraz opłaty wspierającej dopłaty do energii odnawialnej, kogeneracji i mechanizmu mocowego (9%).

Opłata obejmująca dopłaty do energii odnawialnej jest obliczana co roku przez URE. W 2021 roku wynosiła ona 0,47 euro/MWh, co odpowiada około 0,08 euro miesięcznie dla przeciętnego odbiorcy domowego. Koszt systemu zielonych certyfikatów dla energii odnawialnej jest również przenoszony na konsumentów i w 2021 roku wynosił 9,7 euro/MWh, czyli około 1,61 euro miesięcznie dla przeciętnego odbiorcy domowego. Produkcja z odnawialnych źródeł energii jest zwolniona z podatku akcyzowego. Energia elektryczna wykorzystywana przez przemysł energochłonny jest częściowo lub całkowicie zwolniona z akcyzy, przy czym poziom zwolnienia zależy od szeregu czynników. Opłata pokrywająca dopłaty do mechanizmu mocowego jest ustalana co roku przez URE. Wszyscy odbiorcy z gospodarstw domowych i odbiorcy spoza gospodarstw domowych z przyłączem do 16 kW są obciążani zryczałtowaną opłatą miesięczną, która wzrasta wraz ze wzrostem zapotrzebowania i w 2022 roku wynosiła około 0,5-2,75 euro miesięcznie. Wszyscy inni odbiorcy płacą opłatę w wysokości około 200 euro/kWh (URE, 2021). Opłata pokrywająca dopłaty do kogeneracji jest ustalana przez Ministerstwo Klimatu i Energii. W 2021 roku została ustalona na poziomie zerowym (w odpowiedzi na obawy związane z wysokimi cenami energii), a w 2020 roku na poziomie około 900 euro/MWh.

Cena energii elektrycznej dla przemysłu w Polsce była niższa niż ceny w krajach sąsiednich przez większość ostatnich dwóch dekad i podążała za podobną tendencją - ceny spadały od 2011 do 2016 roku, a następnie rosły przez 2019 rok (Rysunek 7.6). W 2020 roku średnia cena detaliczna energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych w Polsce wynosiła 107,5 dolara/MWh, przy stawce podatkowej na poziomie 1%, czyli była zbliżona do mediany cen IEA, ale z jednym z niższych składników podatkowych.

Cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce wykazywała tendencję podobną do cen w krajach sąsiednich, ze stałym wzrostem do 2008 roku, po którym następowały roczne wahania z ogólnym spadkiem do 2019 roku. W 2020 roku średnia cena detaliczna energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce była dziesiątą najniższą wśród krajów członkowskich IEA i wynosiła 169,5 dolara/MWh, przy stawce podatkowej 19%.

Rysunek 7.6 Ceny energii elektrycznej w Polsce i sąsiednich krajach IEA, 2000-2020

Źródło: IEA (2021).

W ostatnim czasie polski rząd podjął doraźne działania w celu rozwiania obaw o wysokie ceny energii. W 2019 roku akcyza na energię elektryczną została obniżona z 4,4 euro/MWh do 1,1 euro/MWh. W listopadzie 2021 roku Polska przyjęła ustawę zapewniającą 1,1 mld euro w 2022 roku na sfinansowanie płatności gotówkowej (do 300 euro rocznie, przy czym kwalifikowalność obejmuje prawie 7 mln gospodarstw domowych) w celu wsparcia gospodarstw domowych w zakupie energii elektrycznej, gazu ziemnego i żywności. Ponadto od stycznia 2021 roku do lipca 2022 roku obniżony zostanie podatek VAT z 23% do 5% na energię elektryczną, a także obniżone zostaną podatki od paliw transportowych, gazu ziemnego i ciepła sieciowego (patrz Rozdział 2).

Polityka energetyczna

Polityka energetyczna Polski ma na celu dekarbonizację dostaw energii elektrycznej, zwiększenie elektryfikacji oraz utrzymanie bezpieczeństwa i przystępności cenowej energii elektrycznej. W PEP2040 określono kilka kluczowych celów dla sektora elektroenergetycznego, koncentrując się na obniżeniu intensywności emisji dwutlenku węgla poprzez zmniejszenie produkcji energii elektrycznej z węgla, zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, gazu ziemnego i wysokosprawnej kogeneracji oraz wdrożenie produkcji energii jądrowej. Nacisk kładzie się również na wytwarzanie rozproszone (zwłaszcza z wykorzystaniem systemów fotowoltaicznych) i aktywną rolę konsumentów na rynkach energii elektrycznej.

PEP2040 zawiera cele dotyczące zmniejszenia produkcji energii z węgla do 37,5% do 2030 r. i 11% do 2040 r. w ramach scenariusza wysokich cen CO₂, który zakłada ceny ETS na poziomie 54 euro/t w 2030 r. i 60 euro/t w 2040 r. Ceny ETS już przekroczyły tę poziom, osiągając 89 euro/t w 2021 roku. Polska dąży do znacznego zwiększenia produkcji energii z gazu, aby zrekompensować zmniejszenie produkcji z węgla. Rząd przewiduje, że produkcja energii z gazu wzrośnie z 16 TWh w 2020 roku do około 54 TWh w 2030 roku i około 70 TWh w 2040 roku.

Polska planuje wydzielić aktywa wytwórcze oparte na węglu z kontrolowanych przez państwo zakładów energetycznych i przekazać je nowemu podmiotowi państwowemu, Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE). NABE miałaby przejąć na własność elektrownie węglowe, natomiast elektrownie kogeneracyjne pozostałyby w państwowych zakładach energetycznych. Proponowane przeniesienie ma na celu poprawę zdolności kontrolowanych przez państwo polskich zakładów energetycznych do uzyskania finansowania inwestycji w gaz ziemny i energię odnawialną. W marcu 2022 roku rząd zatwierdził plany utworzenia NABE i zakończenia transferu odpowiednich elektrowni węglowych do końca 2022 roku. Rząd zaznaczył, że skorzysta z prawa do zwolnienia utworzenia NABE z oceny przez polski organ ochrony konkurencji. Utworzenie NABE jest przedmiotem rozmów z KE dotyczących zasad konkurencji.

Odnawialne źródła energii

Zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest kluczowym aspektem polskiego planu redukcji produkcji energii z węgla i dekarbonizacji dostaw energii elektrycznej (patrz Rozdział 5). Polska postawiła sobie za cel, aby do 2030 roku źródła odnawialne pokrywały 32% produkcji energii elektrycznej (w porównaniu z 18% w 2020 roku), przy czym większość tej produkcji ma pochodzić z wiatru (morskiego i lądowego) oraz fotowoltaiki. Wiatr na lądzie osiągnął w 2020 roku 6,4 GW, a w planach jest co najmniej 4,3 GW projektów. Polska opracowała silną politykę w zakresie morskiej energii wiatrowej i podpisała umowy na 5,9 GW farm wiatrowych, które mają być w pełni operacyjne do 2027 roku. Aukcje planowane są na 2025 r. (2,5 GW) i 2027 r. (2,5 GW), a docelowo do 2040 r. mają osiągnąć 11 GW. Polska ma szybko rozwijający się rynek fotowoltaiczny, którego moc szacuje się na 7,7 GW na koniec 2021 roku (w porównaniu do zaledwie 0,2 GW w 2016 roku).

Polska posiada szeroki zakres środków wspierających wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w tym system zielonych certyfikatów, system aukcyjny, program dedykowany dla morskiej energii wiatrowej, taryfa gwarantowana i premia gwarantowana dla średniej skali energii wodnej i bioenergii, a także kilka programów pożyczek i dotacji na finansowanie małych i średnich projektów w zakresie energii odnawialnej. Koszty dotacji przyznawanych w ramach aukcji energii odnawialnej i innych środków wsparcia dla energii odnawialnej są pokrywane z opłaty pobieranej od wszystkich odbiorców energii elektrycznej.

Energia jądrowa

Wprowadzenie energii jądrowej jest kolejnym kluczowym elementem wspierającym redukcję produkcji energii z węgla i dekarbonizację dostaw energii elektrycznej (patrz Rozdział 11). Program Polskiej Energetyki Jądrowej, przyjęty w 2014 r. i zaktualizowany w 2020 r., określa plany wdrożenia energii jądrowej w Polsce oraz zapewnienia bezpiecznej eksploatacji, likwidacji i składowania odpadów. Program zakłada budowę dwóch elektrowni jądrowych z trzema reaktorami każda, przy czym pierwszy reaktor (1-1,6 GW) ma być uruchomiony do 2033 roku, a wszystkie sześć reaktorów (6-9 GW) do 2043 roku. Rząd szacuje, że do roku 2040 energia jądrowa może stanowić do 16% całkowitej produkcji energii elektrycznej.

Realizacja programu jądrowego wymaga zmian prawnych i regulacyjnych oraz wyboru modelu finansowania. Rząd nadal jest w trakcie wyboru lokalizacji, technologii i wykonawcy budowy elektrowni jądrowych oraz składowiska odpadów radioaktywnych.

Rząd pracuje również nad zapewnieniem odpowiednich zasobów ludzkich do budowy i eksploatacji elektrowni oraz do nadzoru jądrowego.

Kogeneracja

Polityka energetyczna Polski zmierza do zwiększenia udziału kogeneracji w dostawach energii elektrycznej, poprawy sprawności kogeneracji i zmniejszenia udziału kogeneracji węglowej. W 2019 roku kogeneracja stanowiła 17% produkcji energii elektrycznej i 65% dostaw ciepła. W Polsce istnieje szereg działań wspierających rozwój wysokosprawnej kogeneracji. OSP energii elektrycznej i OSD są zobowiązani do zapewnienia przyłącza wszystkim zakładom wysokosprawnej kogeneracji, które spełniają określone warunki.

Do końca 2018 roku kogeneracja była wspierana poprzez system świadectw pochodzenia. Ustawa o promocji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wprowadziła w 2019 roku nowy system wsparcia. Zanim zakład kogeneracyjny otrzyma wsparcie w ramach nowego systemu, musi uzyskać zezwolenie URE, a wsparcie jest dostępne tylko dla zakładów, których emisja CO₂ nie przekracza 450 kg/MWh ciepła i energii elektrycznej. Wyklucza to kogenerację węglową i olejową i wymaga wysokiej sprawności od kogeneracji gazowej. URE prowadzi aukcje w celu przyznania wsparcia dla nowych instalacji kogeneracyjnych. W ramach odrębnego systemu przyznawane jest wsparcie dla istniejących lub zmodernizowanych zakładów. Maksymalne wsparcie wynosi 64 euro/MWh przez 15 lat dla nowych zakładów i 5-7 lat dla zakładów zmodernizowanych. Istnieją limity całkowitego wsparcia, jakie zakład może otrzymać każdego roku. Budżet całego programu wynosi około 8 miliardów euro i jest pokrywany z opłaty pobieranej od wszystkich odbiorców energii elektrycznej.

Elektryfikacja popytu

Polska dąży do zwiększenia elektryfikacji zapotrzebowania na energię, zwłaszcza w transporcie drogowym (patrz Rozdział 4). Program PEP2040 wyznacza cele na rok 2030 w zakresie wprowadzenia 600 000 pojazdów elektrycznych, w tym pojazdów elektrycznych na baterie i pojazdów hybrydowych, 60 000 punktów ładowania pojazdów elektrycznych (49 000 zwykłych i 11 000 szybkich), a także w zakresie zerowej emisji wszystkich pojazdów transportu publicznego w miastach powyżej 100 000 mieszkańców. Polska zapewnia kilka środków wsparcia w celu zwiększenia adopcji pojazdów elektrycznych, w tym dotacje pieniężne. Polska dąży również do elektryfikacji zapotrzebowania na energię w budynkach poprzez programy wsparcia dla renowacji budynków i systemów grzewczych. Polskie działania na rzecz efektywności energetycznej w przemyśle (audyt energetyczny i system białych certyfikatów dla projektów efektywnościowych) również wspierają elektryfikację.

Magazynowanie energii

Polska posiada niewielką pojemność magazynów energii, na którą składają się głównie elektrownie szczytowo-pompowe (1,7 GW i 7,6 GWh w 2020 r.), wykorzystywane przez OSP głównie do bilansowania systemu. W Polsce w ograniczonym zakresie stosuje się akumulatory, których łączna moc wynosi około 15 MW i 35 MWh w 2021 roku. Systemy te są podłączone do systemu dystrybucyjnego i wykorzystywane głównie do stabilizacji napięcia. Polska dąży do zwiększenia pojemności magazynów energii w celu wsparcia integracji zmiennej generacji odnawialnej i zwiększenia elastyczności systemu. PGE (główny dostawca energii elektrycznej) zamierza zbudować 0,8 GW magazynów energii do 2030 roku (Tsanova, 2020).

W maju 2021 r. do polskiego Prawa energetycznego wprowadzono kilka zmian wspierających magazynowanie energii, w tym jasny proces licencjonowania i status regulacyjny, likwidację taryfy za magazynowanie energii elektrycznej i podwójne naliczanie taryf sieciowych, 50% zniżkę w opłatach za przyłączenie do sieci, zwolnienie z opłat wspierających rynek mocy i dopłat do odnawialnych źródeł energii i kogeneracji. Nowelizacja pozwala również na to, aby projekty łączące magazynowanie energii z odnawialnymi źródłami energii, kogeneracją i efektywnością energetyczną otrzymywały wsparcie w ramach istniejących programów dotacyjnych, a także aby OSD mogli odzyskać koszty magazynowania energii elektrycznej poprzez taryfy, jeżeli inwestycja jest zgodna z przepisami UE, które znacznie ograniczają własność i eksploatację magazynów przez operatorów systemów. Zgodnie z nowymi przepisami, systemy bateryjne o mocy powyżej 50 kW muszą być zarejestrowane u właściwego operatora systemu, natomiast systemy o mocy powyżej 10 MW wymagają licencji.

Rząd planuje również, aby kolejna runda programu Mój Prąd (wsparcie dla rozproszonych ogniw fotowoltaicznych) obejmowała finansowanie rozproszonych magazynów (patrz Rozdział 5). W 2021 roku do udziału w polskim rynku mocy wybrano 2 GW magazynów (głównie elektrowni szczytowo-pompowych). Rząd planuje uwzględnić w aukcji energii odnawialnej w 2022 r. specjalny wspornik, aby wesprzeć generację odnawialną wdrożoną z wykorzystaniem magazynów.

Polska dąży również do rozwoju potencjału przemysłowego w zakresie produkcji akumulatorów. W lutym 2021 r. prywatna firma Northvolt ogłosiła plany zainwestowania około 169 mln euro w budowę największej w Europie fabryki modułów akumulatorowych w Gdańsku. Northvolt planuje uruchomienie fabryki w 2022 r. z mocą produkcyjną 5 GWh baterii rocznie, z potencjalnymi planami zwiększenia mocy do 12 GWh rocznie (Northvolt, 2021).

Inteligentne sieci i prosumenci

Polska dąży do przejścia na inteligentne sieci (zwłaszcza na poziomie dystrybucji), aby zwiększyć liczbę prosumentów, poprawić elastyczność i niezawodność systemu oraz wspierać integrację odnawialnych źródeł energii (zwłaszcza fotowoltaiki). Rząd wyznaczył cel, aby do 2028 roku 80% konsumentów posiadało inteligentny licznik. W 2020 roku 14,7% konsumentów (2,7 mln) posiadało inteligentny licznik. PEP2040 stawia za cel osiągnięcie 1 mln prosumentów i 300 wspólnot energetycznych do 2030 roku. W grudniu 2021 roku Polska miała 60 gmin energetycznych i 845 505 prosumentów (w porównaniu do zaledwie 4 000 prosumentów w 2015 roku). Na prosumentów przypada szacunkowo 5 860 MW mocy wytwórczych, z czego około 99,9% to fotowoltaika (co odpowiada 77% całkowitej mocy fotowoltaiki w Polsce w 2021 roku).

Rząd rozwija CSIRE, aby ułatwić efektywną i przejrzystą wymianę informacji cyfrowych (w tym danych z inteligentnych liczników) w celu wsparcia elastyczności systemu i wysokiego udziału prosumentów. W lipcu 2021 r. polski OSP został powołany do nowo utworzonej roli operatora informacji o rynku energii i powierzono mu utworzenie i prowadzenie CSIRE. Działania te podejmowane są we współpracy z OSD i dostawcami energii. Celem rządu jest, aby CSIRE był w pełni operacyjny do lipca 2024 r. (PSE, 2021b).

Polska opracowuje Strategię Energetyki Rozproszonej, aby lepiej zdefiniować rolę energetyki rozproszonej, prosumentów i wspólnot energetycznych. Rząd rozważa szereg zmian mających na celu zwiększenie udziału prosumentów w rynku i ułatwienie integracji rozproszonej generacji odnawialnej. Zmiany te obejmują przejście z pomiaru netto na

prosumentów sprzedających nadwyżki energii elektrycznej zobowiązanemu sprzedawcy po cenie rynkowej (net billing) oraz wprowadzenie agregatorów koordynujących transakcje rynkowe wielu prosumentów i oferujących inne usługi.

Bezpieczeństwo elektryczne

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Polsce jest regulowane przez ustawę Prawo energetyczne, która określa procedury postępowania w przypadku zakłóceń w dostawach energii elektrycznej. Ustawa nakłada odpowiedzialność za utrzymanie bezpieczeństwa dostaw na OSP i upoważnia OSP (we współpracy z OSD) do podejmowania szeregu działań w celu zapobiegania, reagowania i usuwania skutków zakłóceń w dostawach. Ustawa zobowiązuje również wytwórców energii elektrycznej do podejmowania określonych działań w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, np. bloki ciepłne o mocy większej niż 100 MW mają obowiązek regularnego testowania swojej zdolności do pracy wyspowej.

W przypadku zakłóceń w dostawach Polska stawia przede wszystkim na instrumenty rynkowe. Jednak w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP (w koordynacji z OSD) może wprowadzić ograniczenia w wytwarzaniu lub zapotrzebowaniu na energię elektryczną (redukcja obciążenia) na 72 godziny. Dłuższy czas trwania ograniczeń wymaga zezwolenia Rady Ministrów. Prawo energetyczne określa kolejność redukcji obciążenia, przy czym priorytetem jest utrzymanie dostaw do odbiorców chronionych (gospodarstwa domowe; podmioty świadczące usługi społeczne, takie jak kliniki, szpitale i szkoły; oraz małe i średnie przedsiębiorstwa).

Skoordynowane środki DSR mogą być również stosowane w ramach reakcji na sytuacje kryzysowe. Przed rokiem 2021 DSR był wykorzystywany wyłącznie jako mechanizm interwencyjny w celu rozwiązania krytycznych deficytów rezerw wytwórczych. W 2020 roku do tego celu dostępnych było około 700 MW mocy DSR. W 2021 r. program ten został zastąpiony przez udział DSR w rynku mocy, specjalnie po to, aby umożliwić uruchomienie generacji węglowej o długim czasie rozruchu. W 2021 roku 570 MW DSR uczestniczyło w rynku mocy, a w 2022 roku planuje się 950 MW. Tylko odbiorcy komercyjni i przemysłowi mogą eksploatować DSR na rynku mocy, a ponad 98% tej mocy DSR jest kontraktowane przez agregatorów.

Każdego roku OSP ocenia adekwatność środków reagowania kryzysowego i określa, jakie ograniczenia w dostawie i zapotrzebowaniu na energię elektryczną planuje zastosować w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej w kolejnym roku. URE jest odpowiedzialny za przegląd i zatwierdzenie tych środków. W ramach obecnego programu ograniczenia polegają na ograniczeniu szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW. W celu zapewnienia wystarczalności dostaw, OSP organizuje usługi regulacyjne dla jednostek wytwórczych dysponujących centralnie, zawiera umowy na usługi must-run z wytwórcami dysponującymi niecentralnie i jednostkami wodnymi o łącznej mocy 1,7 GW oraz 0,8 GW rezerw zimnych (niepracujących). Umowy dwustronne z OSP w krajach sąsiednich zapewniają dodatkowe 0,3 GW mocy w celu zapewnienia wystarczalności wytwarzania.

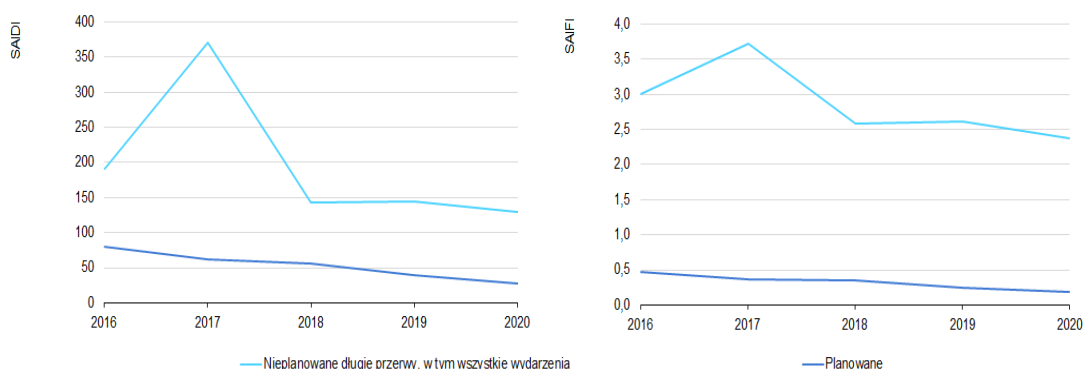
OSP jest zobowiązany do prowadzenia planu odbudowy, który szczegółowo określa sposób odbudowy systemu elektroenergetycznego po całkowitym lub częściowym zaniku

napięcia. Plan ten określa i nakłada pewne wymagania na jednostki zdolne do rozpoczęcia pracy w trybie rozruchu autonomicznego. Zdolność jednostki do rozruchu autonomicznego jest testowana dwa razy w roku, zgodnie z umową podpisaną przez OSP i właścicieli elektrowni. URE monitoruje poziom zapasów węgla w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych, przy czym próg alarmowy ustalono na 20 dni zapotrzebowania. Na koniec października 2021 r. aż dziesięć firm zgłosiło do URE niższe zapasy, co wskazuje na pewne ograniczenia w dostawach, odzwierciedlające wysokie ceny węgla i rosnące zapotrzebowanie.

Wydajność systemu

Polski Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)³ oraz Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI)⁴ opierają się na wydajności pięciu głównych OSD (rysunek 7.7). Polska dąży do poprawy funkcjonowania swoich systemów dystrybucji energii elektrycznej, w szczególności do skrócenia czasu trwania przerw w dostawach energii. W ramach PEP2040 wzywa się OSD do przeprowadzenia inwestycji w celu zmniejszenia SAIDI do 85 minut lub mniej, w porównaniu do 118,7 minut w 2020 r. i średniej UE wynoszącej 61 minut w 2020 r. (Eurelectric, 2020).

Rysunek 7.7 SAIDI i SAIFI w Polsce, 2016-2020



Źródło: PTPIREE (2021).

Ocena

Polityka energetyczna Polski zmierza do dekarbonizacji dostaw energii elektrycznej i zwiększenia elektryfikacji popytu przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego i przystępności cenowej. W najbliższych latach polski sektor elektroenergetyczny przejdzie bezprecedensowe zmiany, wynikające przede wszystkim z planowanej redukcji produkcji energii elektrycznej z węgla. Choć udział węgla w całkowitej produkcji zmniejszył się z 86,9% w 2010 roku do 68,5% w 2020 roku, to w 2021

³ SAIDI to systemowy wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej podany w minutach na odbiorcę rocznie. Mierzy się go, mnożąc średni czas trwania przerw w dostawach dla klientów przez ich całkowitą liczbę, a następnie dzieląc przez całkowitą liczbę klientów w systemie.

⁴ SAIFI to systemowy wskaźnik średniej częstości przerw w dostawie energii elektrycznej, mierzony jako całkowita liczba przerw podzielona przez liczbę wszystkich odbiorców.

7. ELEKTRYCZNOŚĆ

roku odbił się do 79,7%. Od 2010 do 2021 roku udział generacji gazowej wzrósł z 3,1% do 7,7%, a odnawialnych źródeł energii z 6,9% do 12,6%.

Przyjęty w lutym 2021 r. PEP2040 wyznacza kilka kluczowych celów dla sektora elektroenergetycznego, w tym redukcję wytwarzania energii z węgla do 37,5% do 2030 r. i 11% do 2040 r. w scenariuszu wysokiej ceny CO₂, przy czym redukcje te będą wspierane głównie przez zwiększenie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i gazu oraz wprowadzenie wytwarzania energii jądrowej. Jednak scenariusz wysokiej ceny CO₂ zakłada ceny ETS na poziomie 54 euro/t w 2030 roku i 60 euro/t w 2040 roku, które są niższe niż cena w 2021 roku wynosząca 89 euro/t. Wskazuje to, że siły rynkowe mogłyby znacznie przyspieszyć odejście od węgla. Rząd powinien zaktualizować PEP2040 i KPEiK, aby odzwierciedlić prawdopodobne przyspieszenie w zmniejszaniu produkcji energii elektrycznej z elektrowni węglowych, biorąc pod uwagę wyższe ceny ETS i bardziej ambitne cele klimatyczne i energetyczne UE.

W Polsce spodziewana jest znaczna ekspansja produkcji energii elektrycznej z gazu. Podmioty branżowe planują budowę około 6 GW nowych mocy gazowych, w porównaniu do 3,1 GW mocy gazowych w 2020 roku. Chociaż gaz ziemny jest lepszym wyborem niż węgiel do produkcji energii elektrycznej ze względu na niższą emisję, rząd Polski musi pamiętać, że przejście na więcej odnawialnych źródeł energii i energii jądrowej, przyspieszone przez rozwój technologiczny, może nastąpić szybciej niż planowano, może wyprzeć generację gazową i sprawić, że stanie się ona, wraz z towarzyszącą jej infrastrukturą, aktywem osieroconym. Rząd powinien również rozważyć ryzyko związane z bezpieczeństwem energetycznym i zwiększoną zależnością od importu, związaną z większym zapotrzebowaniem na gaz. Zaktualizowane PEP2040 i KPEiK powinny dążyć do zwiększenia elastyczności i bezpieczeństwa przy jednoczesnym zminimalizowaniu inwestycji w elektrownie na gaz ziemny w celu zmniejszenia ryzyka powstania aktywów osieroconych i wsparcia silnych redukcji emisji. Można również podjąć kroki w celu zmniejszenia emisji z istniejących i planowanych nowych elektrowni gazowych poprzez silniejsze wysiłki na rzecz dekarbonizacji dostaw gazu oraz poprzez zbadanie opłacalności wychwytywania dwutlenku węgla.

W 2020 roku łączna moc połączeń międzysystemowych w Polsce wynosiła 11,8 GW, przy czym przewiduje się, że do 2030 roku moc ta wzrośnie tylko nieznacznie do 12,5 GW. Poziom połączeń międzysystemowych (4% w 2020 roku) jest nadal stosunkowo niski i Polska jest daleka od osiągnięcia celu 15% do 2030 roku, wyznaczonego przez prawodawstwo UE. Polska powinna zwiększyć inwestycje w sieć elektroenergetyczną, które wspierają zwiększony handel energią elektryczną i wyższą integrację regionalną (w tym zdolność połączeń międzysystemowych zgodnie z celami UE), ponieważ wspiera to elastyczność systemu i integrację zmiennych źródeł energii odnawialnej.

Większa integracja z resztą Europy zwiększy również bezpieczeństwo energetyczne, stworzy możliwości eksportu energii elektrycznej i obniży koszty energii elektrycznej poprzez bardziej efektywny handel energią elektryczną. Rząd jest w trakcie reformy rynku bilansującego, która, jeśli zostanie prawidłowo wdrożona, może zmniejszyć potrzebę stosowania ograniczeń alokacyjnych. Pierwszy etap aktualizacji rynków bilansujących został zakończony, a drugi etap jest w trakcie realizacji.

W 2018 roku Polska ustanowiła mechanizm rynku mocy w celu rozwiązania problemów związanych z adekwatnością mocy wytwórczych. Mechanizm ten zapewnia płatności poza rynkiem energii w oparciu o gwarantowaną dostępność mocy dla projektów wybranych w

drodze aukcji konkurencyjnych. Pierwsza aukcja mocy odbyła się w 2018 roku i przyznała wsparcie w wysokości 55 mln euro/GW dla 22,4 GW mocy, przy czym około 79% trafiło do generacji węglowej, głównie do istniejących jednostek. Od 2021 roku jednostki przekraczające emisję 550 g CO₂/kWh nie mogą brać udziału w aukcjach mocy. Wymaga to, aby jednostki węglowe miały wystarczające współspalanie biomasy lub były wyposażone w wychwytywanie węgla. W 2021 roku ponad 1 GW jednostek współspalających węgiel i biomasę uzyskało wsparcie w aukcji na dostawę mocy w 2026 roku. Rząd powinien ściśle monitorować wyniki mechanizmu mocowego i w razie potrzeby dostosowywać go, aby zapewnić wsparcie dla szerokiego zakresu technologii (w tym generacji niekopalnej).

Wytwarzanie energii z fotowoltaiki rośnie znacznie szybciej niż przewidywano w PEP2040. Rząd powinien współpracować z OSP, OSD i URE w celu wdrożenia planów rozwoju, aby odzwierciedlić ostatni silny wzrost i potrzebę dalszego wzrostu w zakresie odnawialnych źródeł energii, aby spełnić zwiększone ambicje UE w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

Sieci dystrybucyjne będą musiały odegrać istotną rolę w przejściu do zdekarbonizowanego i bardziej elastycznego systemu elektroenergetycznego. W najbliższych latach spodziewany jest szybki wzrost liczby prosumentów, a OSD będą odgrywać kluczową rolę w umożliwianiu samokonsumpcji, usług inteligentnych sieci, rozproszonego magazynowania i DSR oraz ułatwianiu działalności agregatorów i rozbudowy infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych. W związku z tym należy opracować nowy model operacyjny zgodny ze zmieniającymi się potrzebami rynku, w którym OSD będzie odgrywał rolę zabezpieczenia elastyczności i stabilności poprzez lokalne bilansowanie elastycznej podaży i elastycznego popytu. Rząd powinien współpracować z OSP, OSD i URE, aby zapewnić, że rozwój sieci i rynku wspiera elastyczny system energetyczny, który może bezpiecznie integrować rosnące udziały generacji odnawialnej.

W 2020 roku czterech dużych zasiedziały dostawców energii elektrycznej posiadało ponad dwie trzecie krajowych mocy wytwórczych i odpowiadało za 72% hurtowych dostaw energii elektrycznej. Zdecydowanie największym dostawcą hurtowym była państwowa spółka PGE (z 41% udziałem w rynku). W 2020 roku na rynku detalicznym będzie działać 153 aktywnych dostawców, a najwięksi dostawcy są obsługiwani przez OSD z zachowaniem rozdziału prawnego. W 2020 roku wskaźnik HHI rynku detalicznego energii elektrycznej w Polsce wynosił 2 315 dla gospodarstw domowych i 2 164 dla odbiorców komercyjnych. W segmencie detalicznym przemysłu wskaźnik zmiany sprzedawcy wynosi 5,4% rocznie, co jest bardzo niskim wynikiem w porównaniu międzynarodowym, natomiast w segmencie detalicznym odbiorców indywidualnych zmiana sprzedawcy prawie nie występuje (wskaźnik zmiany sprzedawcy 0,64%). Należy usprawnić procedurę zmiany sprzedawcy, np. poprzez wprowadzenie wiarygodnego narzędzia do porównywania cen.

URE reguluje polski rynek energii elektrycznej, który jest w większości zliberalizowany. Jednak większość odbiorców w gospodarstwach domowych (63% w 2020 r.) kupuje energię elektryczną w ramach umów z cenami regulowanymi. Polska ma niskie ceny detaliczne energii elektrycznej w porównaniu do większości krajów Europy Środkowej, zarówno na poziomie przemysłu, jak i gospodarstw domowych. Jednakże regulowane taryfy dla gospodarstw domowych zniechęcają konsumentów do zmiany dostawcy i stanowią barierę dla rozwoju w pełni funkcjonującego rynku detalicznego, który zapewnia korzyści wynikające z konkurencji, w tym potencjał tańszej energii elektrycznej. Polska

7. ELEKTRYCZNOŚĆ

powinna znieść taryfy regulowane i zwiększyć świadomość konsumentów oraz wprowadzić narzędzia do porównywania cen, aby wywołać konkurencję na rynku detalicznym i zmniejszyć koncentrację rynku.

Przyjęcie szerokiego wachlarza uczestników rynku i technologii, takich jak wspólnoty energetyczne, prosumenci, magazynowanie energii, DSR i pojazdy elektryczne, wymaga stabilnych i przewidywalnych ram prawnych i regulacyjnych z przepisami zapewniającymi zgodność z przepisami. Silny nadzór regulacyjny ma również kluczowe znaczenie dla zapewnienia, że różni gracze wypełniają swoje zobowiązania prawne i umowne w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, handlu i dostaw, aby służyć interesowi publicznemu, zapewnić jakość usług i bezpieczeństwo infrastruktury oraz utrzymać wolną i zdrową konkurencję. Ponadto rząd powinien zainicjować nowe środki polityczne w celu zwiększenia konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym środki regulacyjne ułatwiające wejście na rynek hurtowy i detaliczny.

Polska ma niewielką pojemność magazynów energii, na którą składają się głównie elektrownie szczytowo-pompowe (1,7 GW i 7,6 GWh w 2020 r.). W Polsce w ograniczonym zakresie stosuje się akumulatory, których łączna moc wynosi około 15 MW i 35 MWh w 2021 roku. Magazynowanie energii może odegrać kluczową rolę we wspieraniu bezpiecznej integracji generacji odnawialnej, zapewniając jednocześnie dodatkowe korzyści dla zwiększenia ogólnej elastyczności systemu. Rząd wprowadził znaczące zmiany w ustawie o prawie energetycznym, aby wspierać wdrażanie magazynów. Powinien on wykorzystać te wysiłki i opracować kompleksową strategię magazynowania energii, która zawierałaby jasną ocenę roli, jaką magazynowanie energii może odegrać w systemie elektroenergetycznym i na rynkach (zwłaszcza w odniesieniu do integracji źródeł odnawialnych), a także identyfikowałaby kluczowe bariery i rozwiązania w celu ich usunięcia.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Przyspieszyć rozbudowę systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, aby umożliwić większy udział odnawialnych źródeł energii, planowaną produkcję energii jądrowej i zwiększoną elektryfikację przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw.
- Opracować jasne i skuteczne ramy regulacyjne oraz harmonogram zamykania elektrowni węglowych w tempie odpowiadającym rosnącej produkcji z odnawialnych źródeł energii i planowanej produkcji z energii jądrowej.
- Zapewnić, że przepustowość połączeń międzysystemowych z krajami sąsiednimi zwiększy elastyczność regionu, zapewni dodatkowe narzędzie bilansowania systemu i zwiększy handel transgraniczny.
- Przyjąć kompleksowy plan pobudzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, który zmniejszy dominację przedsiębiorstw zasiedziałych, zlikwiduje ceny regulowane i ułatwi wejście na rynek nowym podmiotom poprzez wprowadzenie dobrze funkcjonującego narzędzia porównywania cen i mechanizmu dostawcy z urzędu, a także zautomatyzowanych procedur zmiany dostawcy przez konsumentów; umożliwić małym i średnim przedsiębiorstwom prywatnym udział w alokacji zdolności przesyłowych i zastosować odpowiednie środki w celu zwiększenia płynności na rynkach hurtowych i detalicznych.

Odniesienia

- ACER (Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki) (2020), ACER Raport z monitorowania rynku 2019 - Sprzedaż detaliczna energii i ochrona konsumentów, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202019%20-%20Energy%20Retail%20and%20Consumer%20Protection%20Volume.pdf
- KE (Komisja Europejska) (2021), Projekt Synchronizacji Bałtyckiej Faza II. Faza przygotowawcza dla interkonektora Harmony Link (strona internetowa), <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/4.8.9-0008-ltpl-s-m-19>
- ENTSOE (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej) (2016), Cele na rok 2030 w zakresie zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych (strona internetowa), <https://tyndp.entsoe.eu/2016/exec-report/sections/chapters/05-2030-targets-for-interconnection-capacities.html>
- Eurelectric (2020), Sieci dystrybucyjne w Europie, <https://cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-6BF237D8.pdf>
- Parlament Europejski (2019), Legislative train schedule (strona internetowa), <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-resilient-energy-union-with-a-climate-change-policy/file-communication-on-achieving-a-15-electricity-interconnection-target>
- Forum Energii (2019), Rynek zdolności przesyłowych do przeglądu, https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Capacity%20market%20for%20review_net.pdf
- IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Światowe bilanse energetyczne (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (dostęp: 18 lutego 2022)
- Northvolt (2021), Northvolt rozszerza działalność w Polsce, tworząc największą w Europie fabrykę rozwiązań do magazynowania energii (strona internetowa), <https://northvolt.com/articles/systems-poland>
- PSE (2021a), Wytyczne dotyczące udziału zagranicznych dostawców mocy w polskim rynku mocy, https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Guideline_on_participation_in_Polish_capacity_market_for_foreign_capacity_providers_Version_1.0.pdf
- PSE (2021b), PSE zostało operatorem informacji o rynku energii (strona internetowa), <https://www.pse.pl/web/pse-eng/-/pse-became-the-energy-market-information-operator>
- PTPiREE (Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej) (2021), Dystrybucja i przesył energii elektrycznej w nowym raporcie PTPiREE, <http://www.ptpiree.pl/opracowania/raporty>
- S&P Global Platts (2022), Europejski dziennik gazowy, Tom 27, Wydanie 8, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/support/delivery-platforms/dimensions-pro>
- Tsanova, T. (2020), Polska PGE ma być neutralna klimatycznie w 2050 r., osiągnąć 50% udziału energii odnawialnej do 2030 r., Renewables Now, <https://renewablesnow.com/news/polish-pge-to-be-climate-neutral-in-2050-reach-50-renewables-by-2030-717981>
- URE (Urząd Regulacji Energetyki) (2021), Rynek mocy: Prezes URE wyliczył wysokość opłaty za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w 2022 roku (strona internetowa), https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9800_Rynek-mocy-Prezes-URE-wyliczył-wysokosc-opłaty-za-utrzymanie-bezpieczeństwa-ener.html

URE (Urząd Regulacji Energetyki) (2022), Sprawozdanie krajowe Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2021, <https://www.ure.gov.pl/download/2/525/Raport2021en.pdf>

8. Węgiel

Dane kluczowe (2020)

Produkcja: 100,4 Mt/39,9 Mtoe, -17% w latach 2009-19, -10% w latach 2019-20

Import netto: 8,0 Mt (12,7 Mt import, 4,6 Mt eksport)

TES: 109,6 Mt/39,8 Mtoe

Udział węgla: 69,5% produkcji energii, 40,2% TES, 68,5% produkcji energii elektrycznej, 11,5% TFC

Zapotrzebowanie na węgiel według sektorów: wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła 75,6%, przemysł 14,5%, budownictwo 9,9%,

Podsumowanie

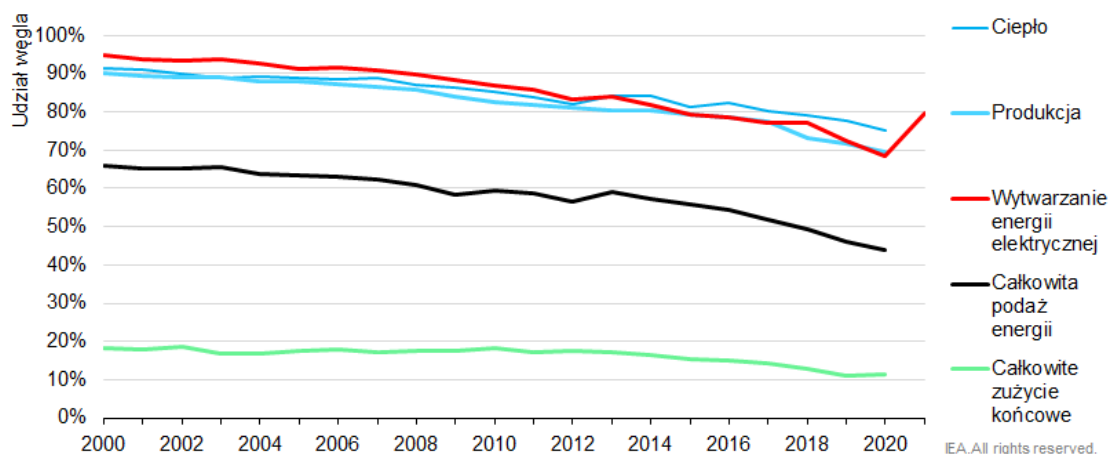
Węgiel dominuje w systemie energetycznym Polski, odpowiadając za najwyższy udział w krajowej produkcji energii, TES, produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju (Rysunek 8.1). Wśród krajów członkowskich IEA, w 2020 roku Polska miała najwyższy udział węgla w krajowej produkcji energii, TES, TFC i produkcji energii elektrycznej oraz drugi co do wielkości udział w produkcji ciepła. Jednak rola węgla w polskim systemie energetycznym maleje. W latach 2010-2020 udział węgla zmniejszył się w krajowej produkcji energii (z 83% do 70%), TES (z 55% do 40%), produkcji energii elektrycznej (z 87% do 69%), ciepłownictwie (z 85% do 75%) i TFC (z 18% do 11%). Trzy czwarte polskiego zapotrzebowania na węgiel pochodzi z elektrowni, kogeneracji i ciepłowni węglowych, następnie z przemysłu (15%, głównie produkcja stali) i indywidualnych systemów ogrzewania budynków z kotłami węglowymi (10%, głównie z budynków mieszkalnych). Polska jest znaczącym producentem węgla, w 2020 roku drugim w Europie, ale produkcja węgla spada i oczekuje się, że nadal będzie spadać.

Polityka energetyczna Polski ma na celu zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel i jego produkcji przy jednoczesnym zapewnieniu sprawiedliwej transformacji dla pracowników i społeczności węglowych. Jednakże kluczowe dokumenty polityki energetycznej Polski wskazują, że węgiel będzie nadal odgrywał kluczową rolę w sektorze energetycznym do 2050 roku. PEP2040 wyznacza cele zmniejszenia udziału węgla w produkcji energii elektrycznej z 70% w 2020 r. do zakresu 37,5-56% do 2030 r. i 11-28% do 2040 r. Rząd i związki zawodowe przemysłu węglowego opracowały plan stopniowego wycofywania krajowej produkcji węgla kamiennego do 2049 r. i zapewnienia świadczeń dla dotkniętych pracowników oraz alternatywnego rozwoju gospodarczego w dotkniętych regionach. Nie istnieją żadne plany ani cele dotyczące wycofania produkcji węgla brunatnego lub wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny. Dodatkowe wysiłki w celu zmniejszenia krajowego zapotrzebowania na węgiel są konieczne, aby wesprzeć

8. WĘGIEL

zaangażowanie Polski w realizację celów klimatycznych UE na rok 2030 oraz celu neutralności klimatycznej UE na rok 2050. Rząd powinien przygotować się na prawdopodobieństwo, że siły rynkowe (w tym ceny węgla w UE) wypchną węgiel z polskiego systemu energetycznego znacznie szybciej niż przewiduje to obecna polityka energetyczna.

Rysunek 8.1 Udział węgla w różnych strumieniach energii w Polsce, 2000-2019/2020

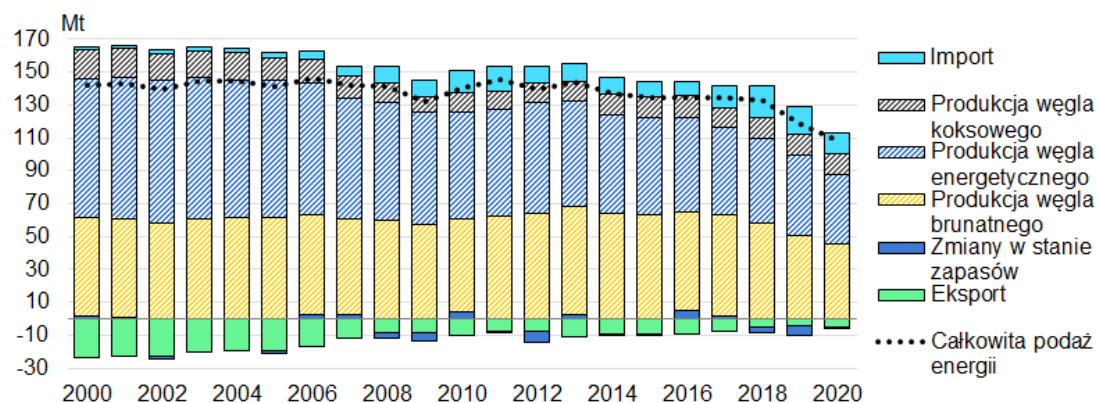


Źródło: IEA (2022), dane za rok 2021 z S&P Global Platts (2022).

Produkcja i podaż węgla

W 2020 roku Polska była dziesiątym co do wielkości producentem węgla na świecie i drugim co do wielkości w UE po Niemczech. Produkcja węgla w Polsce wykazuje tendencję spadkową, w latach 2010-2020 zmniejszyła się z 133 Mt do 100 Mt i oczekuje się, że będzie nadal spadać (Rysunek 8.2). Polska produkuje węgiel kamienny (zarówno energetyczny, jak i koksowy) oraz węgiel brunatny. Większość polskiego zapotrzebowania na węgiel (93% w 2020 roku) jest pokrywana z produkcji krajowej. W 2020 roku Polska odpowiadała za 96% produkcji węgla kamiennego w UE i była drugim po Niemczech największym producentem węgla brunatnego w UE.

Rysunek 8.2 Podaż i produkcja węgla w Polsce, 2000-2020



Źródło: IEA (2022).

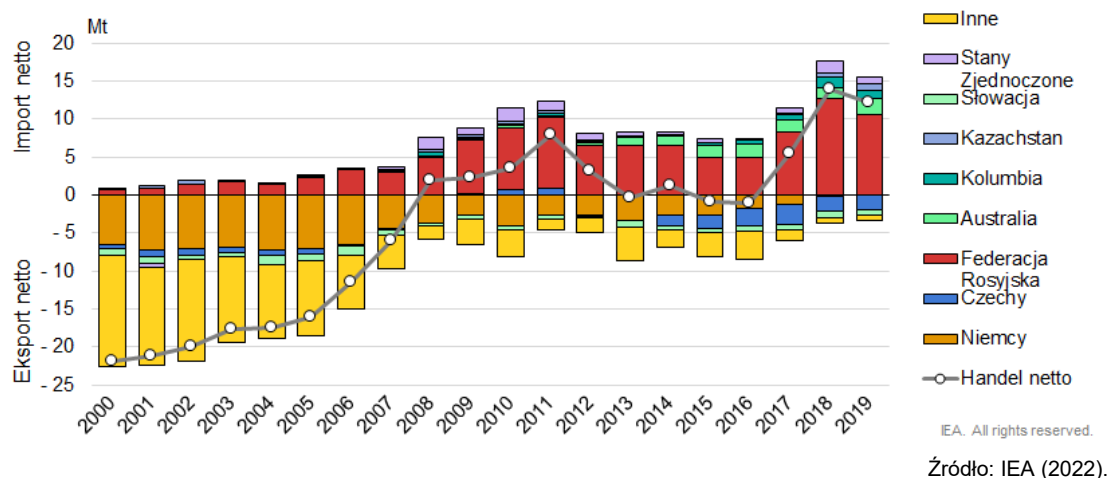
W latach 2010-2020 produkcja węgla kamiennego w Polsce spadła z 76,1 Mt do 54,4 Mt, co było spowodowane zmniejszeniem produkcji węgla energetycznego z 64,5 Mt do 42,1 Mt, podczas gdy produkcja węgla koksowego nieznacznie wzrosła z 11,7 Mt do 12,3 Mt. Spadek produkcji węgla energetycznego przyspieszył w ostatnich latach (spadek o 9 Mt w latach 2018-2020), ponieważ wydobycie węgla kamiennego w Polsce stało się droższe, a popyt na węgiel energetyczny spadł w Polsce oraz w Czechach i Niemczech, głównych rynkach eksportowych polskiego węgla energetycznego. Od 2010 do 2013 roku produkcja węgla brunatnego w Polsce wzrosła z 56,5 Mt do 65,8 Mt, ale od tego czasu spadła do 46 Mt w 2020 roku, przy czym większość tego spadku (12,6 Mt) nastąpiła w latach 2018-2020. Spadek produkcji węgla brunatnego w Polsce był spowodowany zmniejszeniem mocy elektrowni opalanych węglem brunatnym, która w latach 2017-2020 spadła o około 1,3 GW.

W 2020 roku w Polsce było 21 czynnych kopalni węgla kamiennego. Główne spółki wydobywcze węgla kamiennego są własnością państwa, a największym producentem jest Polska Grupa Górnicza (8 kopalń i 36 600 pracowników na koniec 2020 roku), a następnie JSW (5 kopalń i 22 000 pracowników na koniec 2020 roku). Istnieją również prywatne firmy zajmujące się wydobyciem węgla kamiennego. Głównymi firmami zajmującymi się wydobyciem węgla brunatnego są PGE i dwie firmy prywatne, ZEPAK i Kopalnia Węgla Brunatnego Sieniawa.

Wydobycie węgla koncentruje się na kilku obszarach Polski, gdzie jest głównym motorem lokalnej działalności gospodarczej. Większość węgla kamiennego wydobywa się w kopalniach głębinowych na Śląsku i Lubelszczyźnie (90% w 2020 roku). Zatrudnienie w polskim sektorze węgla kamiennego spadło z prawie 400 000 w 1990 roku do około 100 000 w 2015 roku i 73 000 na koniec 2021 roku. Mniejsze jest zatrudnienie w górnictwie węgla brunatnego, które odbywa się w kopalniach odkrywkowych w pobliżu licznych polskich elektrowni opalanych węglem brunatnym. Zatrudnienie w polskim sektorze węgla brunatnego spadło z prawie 400 000 w 1990 roku do około 100 000 w 2015 roku i 73 000 na koniec 2021 roku.

Handel węglem kamiennym

Polska tradycyjnie jest eksporterem netto węgla kamiennego. Jednak import wzrasta, głównie w przypadku węgla energetycznego wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej i ciepła, ponieważ spadła krajowa produkcja węgla energetycznego, a wzrosło zapotrzebowanie na energię elektryczną. W 2008 roku Polska po raz pierwszy była importerem netto węgla kamiennego, a od 2017 roku jest importerem netto, przy czym w 2020 roku import netto wyniósł 8,0 Mt (Rysunek 8.3).

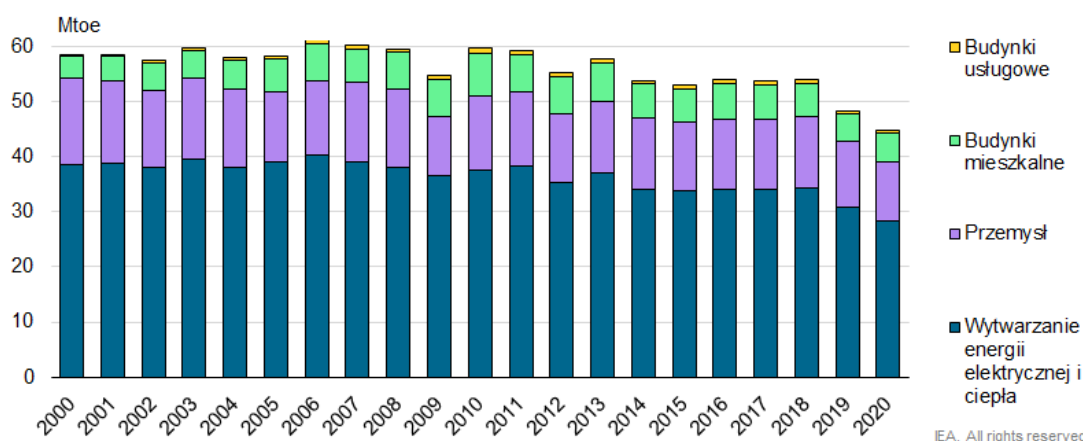
Rysunek 8.3 Handel netto węglem kamiennym w Polsce, 2000-2019

Rosja jest głównym źródłem importu węgla kamiennego (90% w 2020 r.). Polska eksportuje zarówno węgiel koksowy (56% eksportu w 2020 r.), jak i węgiel energetyczny (44%). Niemcy były historycznie największym odbiorcą polskiego eksportu węgla, ale eksport do Niemiec znacznie się zmniejszył, ponieważ Niemcy wycofują się z produkcji energii z węgla. Obecnie głównym odbiorcą polskiego eksportu węgla kamiennego są Czechy.

Zapotrzebowanie na węgiel

Od 2010 do 2020 roku zapotrzebowanie na węgiel w Polsce spadło z 60 Mtoe do 45 Mtoe. Popyt zmniejszył się zarówno na węgiel kamienny (z 85 Mt do 64 Mt), jak i na węgiel brunatny (z 57 Mt do 46 Mt). Większość redukcji wynikała z niższego zapotrzebowania na węgiel energetyczny i brunatny w elektrowniach i ciepłowniach opalanych węglem (z 37 Mtoe do 28 Mtoe), wraz z niższym zapotrzebowaniem na węgiel energetyczny w ogrzewaniu budynków opalanych węglem (z 8,6 Mtoe do 5,8 Mtoe) i niewielkim zmniejszeniem zapotrzebowania przemysłu na węgiel energetyczny i koksowy (z 13,5 Mtoe do 10,8 Mtoe) (Rysunek 9.4).

Większość polskiego zapotrzebowania na węgiel pochodzi z elektrowni, kogeneracji i ciepłowni, które w 2020 r. odpowiadały za 76% całkowitego zapotrzebowania na węgiel i 99% zapotrzebowania na węgiel brunatny. W tym samym roku Polska miała 34,1 GW mocy wytwórczej w elektrowniach węglowych (24,8 GW na węgiel kamienny i 9,3 GW na węgiel brunatny), co stanowiło 68,5% produkcji i 66% mocy zainstalowanej. Polska elektrownia w Bełchatowie jest największą elektrownią węglową w Europie (5,3 GW), która w 2020 roku odpowiadała za 20% produkcji energii elektrycznej i 5,5% mocy zainstalowanej. Kogeneracja i ciepłownie węglowe są głównym źródłem energii dla dużej sieci ciepłowniczej w Polsce. W 2019 roku 40% gospodarstw domowych było podłączonych do sieci ciepłowniczej, a węgiel pokrywał 76% tego zapotrzebowania na energię.

Rysunek 8.4 Zapotrzebowanie na węgiel według sektorów w Polsce, 2000-2020

IEA. All rights reserved.

Źródło: IEA (2022).

Indywidualne systemy ogrzewania budynków są znaczącym źródłem zapotrzebowania na węgiel w Polsce. W 2020 roku 7% zapotrzebowania na węgiel pochodziło z budynków mieszkalnych, a 0,7% z budynków sektora usług. W 2019 r. węgiel pokrywał 49% zapotrzebowania na energię do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych, co stanowi najwyższy udział wśród krajów członkowskich IEA i znacznie wyższy niż średnia IEA wynosząca 5%. Wykorzystanie węgla do ogrzewania budynków jest bardziej powszechne na obszarach wiejskich. W 2020 roku 67% wiejskich gospodarstw domowych używało węgla do ogrzewania (spadek z 78% w 2015 roku), w porównaniu do 19% w przypadku miejskich gospodarstw domowych (spadek z 23% w 2015 roku). Przemysł ma najmniejsze zapotrzebowanie na węgiel (3,6% w 2020 roku), przy czym większość tego zapotrzebowania pochodzi z produkcji żelaza i stali (46% przemysłowego zapotrzebowania na węgiel w 2020 roku).

Polityka węglowa

Polityka energetyczna Polski ma na celu zmniejszenie zapotrzebowania i produkcji węgla, aby osiągnąć cele energetyczne i klimatyczne Polski, przy jednoczesnym zapewnieniu sprawiedliwej transformacji w regionach dotkniętych ekonomicznie poprzez powyższe działania. Kluczowe dokumenty polityki energetycznej Polski wskazują, że produkcja i wytwarzanie energii z węgla będą nadal odgrywać kluczową rolę w sektorze energetycznym do 2050 roku. Minister Klimatu i Środowiska jest odpowiedzialny za politykę klimatyczną i energetyczną, w tym za politykę zmierzającą do zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel. Ministerstwo Aktywów Państwowych, którego głównym zadaniem jest zarządzanie majątkiem państwowym, bezpośrednio nadzoruje państwowe spółki węglowe i jest odpowiedzialne za politykę krajową związaną z produkcją węgla.

Polska planuje obniżyć zapotrzebowanie na węgiel głównie poprzez zmniejszenie produkcji energii elektrycznej z jego wykorzystaniem. PEP2040 wyznacza cele zmniejszenia udziału węgla w produkcji energii elektrycznej z 68,5% w 2020 roku do 37,5-56% do 2030 roku i 11-28% do 2040 roku. Niższe szacunki dotyczące udziału węgla pochodzą ze scenariusza wysokiej ceny ETS, który zakłada ceny ETS na poziomie 54 euro/t w 2030 roku i 60 euro/t w 2040 roku. Cena ETS osiągnęła już 89 euro/t w 2021 roku

8. WĘGIEL

i prawdopodobnie będzie znacznie wyższa do 2030 roku. Rząd powinien opracować scenariusze węglowo-energetyczne dla tak wysokich cen ETS.

Rząd dąży do zmniejszenia produkcji energii z węgla głównie poprzez zwiększenie wykorzystania energii z gazu (patrz Rozdział 9) i energii odnawialnej (patrz Rozdział 6) oraz wdrożenie energetyki jądrowej (patrz Rozdział 11).

Istnieją znaczące programy wsparcia dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, a operatorzy systemów elektroenergetycznych planują duże inwestycje w celu przyłączenia nowej generacji z gazu, energii jądrowej i źródeł odnawialnych (patrz Rozdział 7). Rząd dąży również do zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel z kogeneracji, która w 2019 r. pokrywała 65% zapotrzebowania na ciepło sieciowe i 17% produkcji energii elektrycznej i jest zasilana głównie węglem. W 2019 r. rząd wprowadził program wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, aby przyspieszyć odejście od węgla (patrz Rozdział 7).

Rząd nadał priorytet wymianie indywidualnych systemów ogrzewania węglowego, aby ograniczyć zdrowotne i środowiskowe skutki lokalnego zanieczyszczenia powietrza i pomóc w osiągnięciu celów klimatycznych. PEP2040 zawiera cel odejścia od spalania węgla w indywidualnych systemach ogrzewania do 2030 roku w miastach i do 2040 roku na obszarach wiejskich. Węgiel, który jest poddawany obróbce w celu zmniejszenia zanieczyszczeń ze spalania (określany przez rząd jako „bezdymny”) byłby nadal dozwolony do 2040 roku. Wyjątek dla węgla „bezdymnego” ma na celu wsparcie ciągłego popytu na krajowy węgiel przy jednoczesnym zmniejszeniu lokalnych poziomów zanieczyszczenia powietrza. Polskie prawo pozwala samorządom regionalnym na przyjęcie ograniczeń dotyczących paliw grzewczych, wykraczających poza wymagania prawa krajowego, a kilka sejmików regionalnych przyjęło uchwały zakazujące ogrzewania węglowego.

Unijny Fundusz Sprawiedliwej Transformacji został utworzony w 2019 r., aby wspierać dywersyfikację gospodarczą w regionach zależnych od paliw kopalnych, które najbardziej odczuwają skutki dekarbonizacji, oraz aby pomagać lokalnym pracownikom w zdobywaniu nowych umiejętności. Fundusz dysponuje całkowitym budżetem w wysokości około 17,5 mld euro, który zostanie skierowany na opracowane regionalnie plany transformacji. Oczekuje się, że Polska otrzyma największą część środków (3,5 mld euro); jednak trwające spory polityczne między Polską a KE mogą uniemożliwić dostęp do tych środków.

Umowa społeczna zawarta w maju 2021 r. między rządem a związkami zawodowymi branży węglowej ustala harmonogram stopniowego zamykania wszystkich kopalń węgla kamiennego w Polsce (z wyłączeniem kopalń węgla koksowego) do 2049 r. Umowa gwarantuje również, że pracownicy sektora węgla kamiennego będą mieli zapewnioną pracę do emerytury (pracownicy zamykanych kopalń zostaną przeniesieni do innych kopalń) lub otrzymają odprawę w wysokości 26 800 euro. Umowa zobowiązuje również do udzielenia dotacji na wsparcie przejścia głównych regionów wydobywania węgla kamiennego na inną działalność gospodarczą. Rząd poinformował, że wsparcie finansowe przewidziane w umowie będzie finansowane z dotacji z budżetu państwa. Zanim umowa będzie mogła zostać zrealizowana, musi zostać sprawdzona przez KE pod kątem zgodności z unijnymi przepisami dotyczącymi pomocy państwa (Wilczek, 2021). Umowa nie obejmuje węgla brunatnego i nie wyznacza celów dotyczących stopniowego wycofywania się z wydobywania węgla brunatnego lub wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny.

Polska stara się również ograniczyć ekonomiczne i społeczne skutki odejścia od węgla poprzez lokalizację nowych dużych elektrowni (jądrowych i gazowych) na terenach, gdzie zostaną zamknięte elektrownie węglowe. Ponadto umowa społeczna zawiera plany gazyfikacji węgla z wychwytem CO₂.

Sektor węglowy już teraz otrzymuje duże wsparcie finansowe, zarówno na wydobycie, jak i na wytwarzanie energii. Wsparcie to jest udzielane zarówno w formie bezpośredniej pomocy publicznej, jak i poprzez różne mechanizmy, które zapewniają strumienie dochodów i uspołecniają koszty i ryzyko działalności sektora węglowego. KE odnotowała, że od 2008 do 2018 r. dotacje do paliw kopalnych w Polsce wzrosły z 0,5 mld euro do 1,8 mld euro rocznie, przy czym większość odnotowanego przyrostu pochodziła ze zwiększonego wsparcia dla sektora węglowego (KE, 2020).

Inwentarz OECD dotyczący środków wsparcia dla paliw kopalnych (w którym stosuje się definicje dotacji różniące się od definicji stosowanych przez UE) wskazuje, że w latach 2010-2019 dotacje do paliw kopalnych w Polsce wzrosły z 1,15 mld euro do 1,76 mld euro rocznie, przy czym większość wzrostu wynika z dużego spotęgowania dotacji do węgla w 2018 roku. W 2019 roku 1,35 mld euro dotacji do paliw kopalnych przeznaczono na węgiel, następnie na ropę (0,4 mld euro) i zaledwie 3,1 mln euro na gaz ziemny (OECD, 2022). W raporcie OECD zauważono, że dotacje do paliw kopalnych w Polsce mają głównie formę rekompensat za likwidację kopalń węgla i za rozwiązanie długoterminowych umów na zakup energii z elektrowniami węglowymi. W 2018 roku udzielono znacznej pomocy na restrukturyzację sektora górnictwa węglowego.

Energetyka węglowa jest również największym beneficjentem polskiego mechanizmu rynku mocy. Rząd szacuje, że mechanizm rynku mocy ustanowiony w 2018 roku zapewni elektrowniom węglowym prawie 20 miliardów euro płatności do 2035 roku. Od 2021 roku jednostki przekraczające emisję 550 g CO₂/kWh nie mogą uczestniczyć w aukcjach mocy. Wymaga to od jednostek węglowych wystarczającego współspalania biomasy lub stosowania wychwytywania dwutlenku węgla (patrz Rozdział 7).

Spółki węglowe w Polsce nie są zobowiązane do pokrycia kosztów likwidacji, oczyszczania i rekultywacji kopalń węgla po zakończeniu produkcji. Zamiast tego, miejsca te są zazwyczaj przekazywane polskiej publicznej Spółce Restrukturyzacji Kopalń (SRK), która pokrywa wszystkie koszty likwidacji ze środków publicznych (SRK, 2000). W związku z tym cena węgla krajowego nie odzwierciedla pełnego kosztu wydobycia.

Ponadto, Polska planuje wydzielenie aktywów wytwórczych opalanych węglem należących do państwowych zakładów energetycznych i przekazanie ich nowemu podmiotowi kontrolowanemu przez państwo, NABE. NABE miałoby przejąć na własność elektrownie, natomiast elektrownie kogeneracyjne pozostałyby w rękach państwowych zakładów energetycznych. Proponowane przeniesienie ma na celu poprawę zdolności polskich przedsiębiorstw państwowych do finansowania nowych elektrowni gazowych i projektów związanych z energią odnawialną poprzez usunięcie elektrowni węglowych z ich portfela. W marcu 2022 roku rząd zatwierdził plany utworzenia NABE i zakończenia transferu odpowiednich elektrowni węglowych do końca 2022 roku. Rząd zaznaczył, że skorzysta z prawa do zwolnienia utworzenia NABE z oceny przez polski organ ochrony konkurencji. Utworzenie NABE jest przedmiotem rozmów z KE dotyczących zasad konkurencji.

W 2021 roku prawie 40% publicznych wydatków na badania i rozwój było przeznaczonych na projekty związane z węglem. Program Bloki200+ zapewnił 38 milionów euro środków

na wsparcie badań nad modernizacją, przebudową lub eksploatacją elektrowni węglowych o mocy około 200 MW. Celem jest opracowanie rozwiązań technicznych, organizacyjnych i prawnych, które pomogą wskazanym elektrowniom węglowym pracować z większą zmiennością obciążenia i większą liczbą wyłączeń i rozruchów, tak aby można je było eksploatować w sposób efektywny w systemie z rosnącym udziałem zmiennych źródeł odnawialnych (NCBR, 2022). Prowadzone są również prace badawczo-rozwojowe nad wykorzystaniem metanu z pokładów węgla do produkcji energii elektrycznej i ciepła (metan ten jest często spalany lub wydostaje się na zewnątrz jako emisja niezorganizowana). W zakres wchodzi projekty pilotażowe wychwytywania i wykorzystania metanu z wydobycia węgla oraz projekty mające na celu wydobycie metanu z pokładów węgla, nawet jeśli węgiel nie jest wydobywany.

Ocena

Węgiel dominuje w polskim systemie energetycznym, odpowiadając za największy udział w produkcji i dostawach energii, wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. Jednak udział węgla maleje w całym systemie energetycznym. Elektrownie węglowe i kogeneracyjne stanowią większość mocy zainstalowanej w Polsce (68% w 2020 r.) i są zdecydowanie głównym źródłem zapotrzebowania na węgiel (64% w 2020 r.). Jednak produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych wyraźnie spada, ponieważ staje się mniej opłacalna ze względu na wyższe ceny węgla i uprawnień w ramach systemu ETS oraz silniejszą konkurencję ze strony tanich źródeł odnawialnych i importu energii elektrycznej.

W 2020 roku Polska odpowiadała za 96% produkcji węgla kamiennego w UE i była drugim największym producentem węgla brunatnego, ale produkcja węgla w Polsce spada. Od 2010 do 2020 roku produkcja węgla kamiennego w Polsce spadła z 76 Mt do 54 Mt. Ten trend przyspieszył w ostatnich latach. Polska tradycyjnie jest eksporterem netto węgla kamiennego. Jednak import wzrasta, głównie węgla energetycznego z Rosji, ponieważ zmniejszyła się jego krajowa produkcja, a wzrosło zapotrzebowanie na energię elektryczną. Eksport również zmalał, ponieważ Niemcy (dawniej główny odbiorca polskiego eksportu węgla kamiennego) i inne kraje wycofują się z węgla. Spada również produkcja węgla brunatnego w Polsce, z dużym spadkiem z 63 Mt w 2015 r. do 46 Mt w 2020 r., spowodowanym zamknięciem elektrowni na węgiel brunatny w Adamowie i Pątnowie.

Polityka energetyczna Polski ma na celu zmniejszenie produkcji i zapotrzebowania na węgiel, aby obniżyć emisję gazów cieplarnianych i lokalne zanieczyszczenie powietrza, przy jednoczesnym zapewnieniu sprawiedliwej transformacji dla regionów dotkniętych ekonomicznie w wyniku zamknięcia elektrowni i kopalni węglowych. W PEP2040 wyznaczono cel zmniejszenia udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 37,5% do 2030 roku i do 11% do 2040 roku. Udziały te opierają się jednak na scenariuszu, w którym ceny ETS wynoszą 54 euro/t w 2030 roku i 60 euro/t w 2040 roku. Cena ETS już w 2021 roku osiągnęła 89 euro/t, a do 2030 roku będzie prawdopodobnie wyższa. Ponadto PEP2040 (opublikowany w lutym 2021 r.) nie uwzględnia zwiększonego celu 55% redukcji emisji w całej UE w 2030 r., ani celu neutralności klimatycznej UE w 2050 r. Rząd powinien zaktualizować PEP2040 o cele i środki dla węgla (i innych obszarów systemu energetycznego), które wspierają zwiększone ambicje UE w zakresie klimatu i energii oraz odzwierciedlają rozwój rynku energetycznego, innowacje techniczne i wzrost cen ETS.

Umowa społeczna zawarta w maju 2021 r. między rządem a związkami zawodowymi branży węglowej ustala harmonogram stopniowego zamykania wszystkich polskich kopalni węgla kamiennego (z wyłączeniem kopalni węgla koksowego) do 2049 r. i zawiera plany wsparcia finansowego dla dotkniętych regionów i pracowników. Umowa społeczna gwarantuje pracę do emerytury lub odprawę i wzywa do utworzenia Funduszu Transformacji Śląska, który będzie wykorzystywał środki publiczne na dofinansowanie odejścia od węgla. Umowa społeczna dopuszcza zmiany w planowanym systemie wsparcia w celu przeciwdziałania znaczącym wpływom na sektor węgla kamiennego, w tym drastycznie rosnącym cenom ETS lub dalszemu zaostrzeniu polityki klimatycznej. Umowa nie obejmuje wydobycia węgla brunatnego, a Polska nie wyznaczyła celów dotyczących zakończenia wydobycia węgla brunatnego.

IEA zaleca aktualizację umowy społecznej tak, aby obejmowała ona cały sektor węglowy (w tym węgiel brunatny), oraz aby określała harmonogram zamknięcia całej generacji węglowej w celu wsparcia zaangażowania Polski w realizację celów klimatycznych UE. Umowa musi również odzwierciedlać rzeczywistość gospodarczą związaną z cenami ETS i innymi siłami rynkowymi, które sprawiają, że wytwarzanie energii z węgla jest działalnością przynoszącą straty i drenującą zasoby państwowe (np. ciągły wzrost kosztów krajowej produkcji węgla w porównaniu z ciągłym obniżaniem kosztów odnawialnych źródeł energii, magazynowania energii i innych technologii czystej energii).

Polska stara się również ograniczyć ekonomiczne i społeczne skutki odchodzenia od węgla, lokując nowe duże elektrownie na obszarach, gdzie elektrownie węglowe zostaną zamknięte. Ponadto, PGE (która posiada największą część mocy węglowych w Polsce) wyraziła zainteresowanie projektami pilotażowymi polegającymi na przekształceniu zamkniętych elektrowni węglowych w magazyny energii cieplnej o długim okresie eksploatacji. IEA zauważa, że lokalizowanie nowych projektów wytwarzania i magazynowania energii w miejscach zamkniętych elektrowni węglowych ma wiele zalet. Należą do nich efektywne wykorzystanie istniejących połączeń sieciowych i mocy przesyłowych, utrzymanie stabilności sieci poprzez zastąpienie zamkniętych elektrowni podobnym poziomem mocy w tym samym miejscu. Ponadto, nowe elektrownie mogą ponownie wykorzystać infrastrukturę na miejscu, skorzystać z istniejących pozwoleń i ograniczyć wpływ ekonomiczny na okoliczne społeczności.

Sektor węglowy otrzymuje duże wsparcie finansowe, zarówno na wydobycie, jak i na wytwarzanie energii. Wsparcie to ma charakter zarówno pomocy bezpośredniej (np. restrukturyzacja i wykupy finansowane przez rząd), jak i wielu mechanizmów, które zapewniają strumienie dochodów i uspołecniają koszty i ryzyko działalności sektora węglowego, jak np. płatności za zdolności produkcyjne. Ponadto polskie spółki górnicze nie są zobowiązane do pokrycia kosztów zamknięcia kopalni lub rekultywacji; państwowa SRK przejmuje własność kopalń, które nie są już produktywne i jest odpowiedzialna za pokrycie wszystkich kosztów likwidacji, które są przenoszone na podatników. Generacja węglowa otrzymuje największą część płatności z polskiego rynku mocy. Szacunki KE i OECD wskazują, że łańcuch wartości węgla korzysta z rosnącego poziomu dotacji, który zbliża się do 2 miliardów euro rocznie. Zapewniając bezpieczeństwo energetyczne, rząd powinien zbadać, jak ograniczone środki finansowe można skuteczniej skierować na transformację energetyczną.

W kwietniu 2021 r. Polska ogłosiła plan wydzielenia aktywów wytwórczych opartych na węglu z państwowych zakładów energetycznych i przeniesienia ich do nowego podmiotu kontrolowanego przez państwo - NABE. Przeniesienie to ma na celu poprawę zdolności

kontrolowanych przez państwo polskich przedsiębiorstw energetycznych do uzyskania finansowania inwestycji w gaz ziemny i energię odnawialną. W marcu 2022 roku rząd zatwierdził plany utworzenia NABE i zakończenia transferu odpowiednich elektrowni węglowych do końca 2022 roku. Rząd zaznaczył, że skorzysta z prawa do zwolnienia utworzenia NABE z oceny przez polski organ ochrony konkurencji. Utworzenie NABE jest przedmiotem rozmów z KE dotyczących zasad konkurencji.

IEA zaleca, aby NABE został utworzony tylko wtedy, gdy wyraźnie wspiera opłacalne i przyspieszone wycofywanie się z produkcji energii elektrycznej z węgla. NABE musi również unikać zakłóceń rynku, które mogłyby łatwo powstać w wyniku posiadania przez jeden podmiot tak dużej części mocy wytwórczych. IEA zaleca, aby polski urząd ds. konkurencji ocenił skutki utworzenia NABE i zachęca rząd do współpracy z Komisją Europejską w zakresie NABE i unijnych zasad konkurencji. NABE nie powinien być wykorzystywany do przedłużania pracy elektrowni węglowych dłużej niż jest to konieczne dla zapewnienia wystarczalności mocy wytwórczych, a jego struktura i działanie muszą być dostosowane do transformacji energetycznej Polski.

PEP2040 wyznacza cele polegające na zakazie stosowania ogrzewania węglowego na obszarach miejskich po 2030 roku i na obszarach wiejskich po 2040 roku. Jednak zakaz ten nadal dopuszcza stosowanie „bezdymnych” paliw węglowych do 2040 roku. Paliwa te mają niższy poziom zanieczyszczeń w porównaniu ze standardowym węglem i mogłyby zmniejszyć negatywny wpływ na zdrowie ludzi. Są jednak droższe w produkcji i nie przyczynią się do zmniejszenia emisji CO₂. Producenci węgla w Polsce wykazali zainteresowanie produkcją tych paliw, ale jednocześnie zaznaczyli, że rynek na nie jest niewielki. Rząd powinien przyspieszyć wycofanie systemów grzewczych zasilanych węglem, kładąc nacisk na głębokie remonty budynków, które łączą lepszą izolację z wykorzystaniem pomp ciepła.

W 2021 roku prawie 40% publicznych wydatków na badania i rozwój było przeznaczonych na projekty związane z węglem. IEA zaleca Polsce dalsze zwiększanie nakładów na badania i rozwój, ale z wyraźnym naciskiem na innowacje wspierające przejście na czystą energię, zwłaszcza efektywność energetyczną i źródła odnawialne. Biorąc pod uwagę duży udział produkcji energii z węgla w Polsce, uzasadnione są dodatkowe badania i rozwój w zakresie CCUS.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Opracować jasny harmonogram zamknięcia wszystkich elektrowni węglowych, który wspierałby zaangażowanie Polski w realizację celów klimatycznych UE na rok 2030 oraz celu neutralności klimatycznej na rok 2050, a także uwzględniałby zmniejszoną konkurencyjność ekonomiczną wytwarzania energii z węgla.
- Ocenić szeroki zakres wsparcia finansowego skierowanego do łańcucha wartości węgla i określić, w jaki sposób środki te można skuteczniej skierować na transformację energetyczną, zapewniając jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne.

- Zapewnić, że nabycie i eksploatacja przez rząd generacji węglowej za pośrednictwem NABE wspiera przyspieszone wycofanie generacji węglowej i nie zakłóca konkurencji na rynku energii elektrycznej.

Odniesienia

KE (Komisja Europejska) (2020), Dotacje na energię, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/92ae71b0-173a-11eb-b57e-01aa75ed71a1/language-en>

IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Światowe bilanse energetyczne (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (dostęp: 18 lutego 2022)

NCBR (Narodowe Centrum Badań i Rozwoju) (2022a), Program Bloki 200+ (strona internetowa), <https://www.gov.pl/web/ncbr/program-bloki-200>

OECD (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju) (2022b), Wykaz środków wsparcia dla paliw kopalnych OECD: Notatki o krajach: Polska, https://www.oecd-ilibrary.org/sites/5a3efe65-en/1/3/39/index.html?itemId=/content/publication/5a3efe65-en&_csp_=2ffa7a733148fec42dccf926d7619e1c&itemIGO=oecd&itemContentType=book#section-d1e6210

S&P Global Platts (2022), Europejski dziennik gazowy, Tom 27, Wydanie 8, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/support/delivery-platforms/dimensions-pro>

SRK (Spółka Restrukturyzacji Kopalń) (2000), strona internetowa SRK, <https://srk.com.pl/english/index>

Wilczek, M. (2021), Polski rząd i górnicy zawierają porozumienie o wycofaniu węgla, ale pozostają wątpliwości co do zgody UE (strona internetowa), Notatki z Polski, <https://notesfrompoland.com/2021/05/31/polish-government-and-miners-reach-coal-phaseout-deal-but-doubts-remain-over-eu-approval>

9. Gaz ziemny

Dane kluczowe (2020)

Produkcja krajowa: 5,6 mld m³, -8% od 2010 r.

Import netto: 16,0 mld m³ (17,4 mld m³ importu, 1,4 mld m³ eksportu), +48% od 2010 r.

Udział gazu: 6% produkcji energii, 17% całkowitych dostaw energii, 11% produkcji energii elektrycznej, 10% ogrzewania miejskiego, 15% TFC

Zużycie według sektorów: przemysł 49%, budynki mieszkalne 23%, kogeneracja 19%, budynki sektora usług 7%, transport 2%-

Podsumowanie

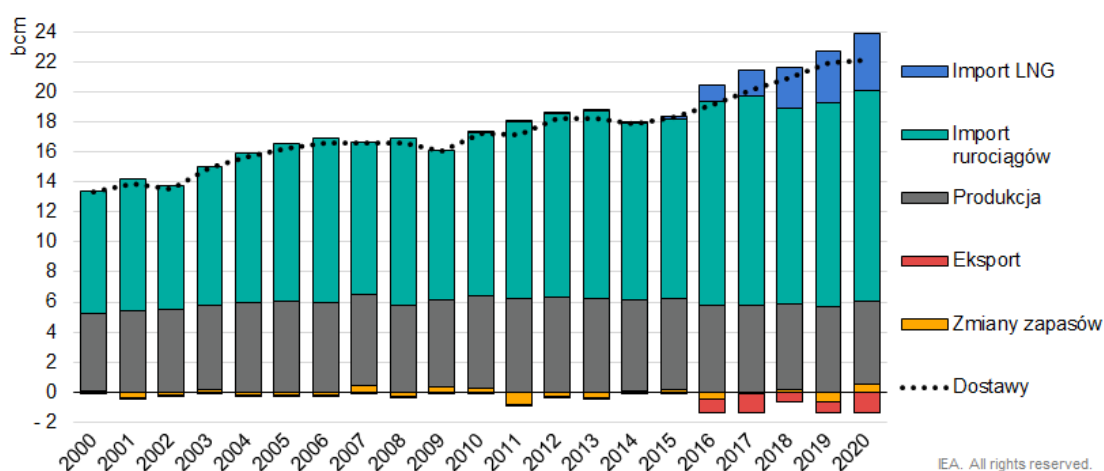
Ze względu na historyczne uzależnienie Polski od węgla, gaz ziemny odgrywa stosunkowo mniejszą rolę w systemie energetycznym kraju, szczególnie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ogrzewania budynków. Jednak rola gazu w polskim systemie energetycznym rośnie. Od 2010 do 2020 roku zapotrzebowanie Polski na gaz stale rosło z 17,2 mld metrów sześciennych (mld m³) do 21,3 mld m³. Wzrost ten wynikał głównie z większego zapotrzebowania na gaz ze strony przemysłu, który jest największym użytkownikiem gazu (49% zapotrzebowania na gaz w 2020 roku), następnie budynków (30%), wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (19%) oraz niewielkiego wykorzystania w transporcie (2%). W latach 2010-2020 udział gazu w produkcji energii elektrycznej wzrósł znacząco z 3% do 11%, ale nadal jest znacznie poniżej średniej IEA wynoszącej 23%. Polska jest stosunkowo małym producentem gazu ziemnego, a produkcja krajowa maleje, zmniejszając się z 6,1 mld m³ do 5,6 mld m³ w latach 2010-2020.

Polska polityka energetyczna przyznaje gazowi ziemnemu ważną rolę w procesie odchodzenia od węgla, zwłaszcza w produkcji energii elektrycznej i ogrzewaniu budynków. Rząd postrzega również wytwarzanie energii elektrycznej z gazu jako główną opcję zrównoważenia rosnącej produkcji ze zmiennych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Rząd szacuje, że zapotrzebowanie na gaz wzrośnie do 2030 r. do 27,4-31,6 mld m³ (w porównaniu z 21,3 mld m³ w 2020 r.). Planuje się znaczną rozbudowę infrastruktury gazowej, zwiększenie zdolności importowych gazu i dywersyfikację dostaw gazu. Polska uważa gaz ziemny za paliwo przejściowe, ale obecne plany nie przedstawiają jasnej ścieżki dekarbonizacji dostaw gazu lub zmniejszenia zapotrzebowania na gaz. Polska wyznaczyła ogólne cele zwiększenia wykorzystania biometanu i rozwoju rynku niskoemisyjnego wodoru. Polska pracuje nad stworzeniem zliberalizowanego rynku gazu; obecnie dominującą pozycję w polskim sektorze gazowym ma państwowa spółka PGNiG.

Dostawy gazu i handel gazem

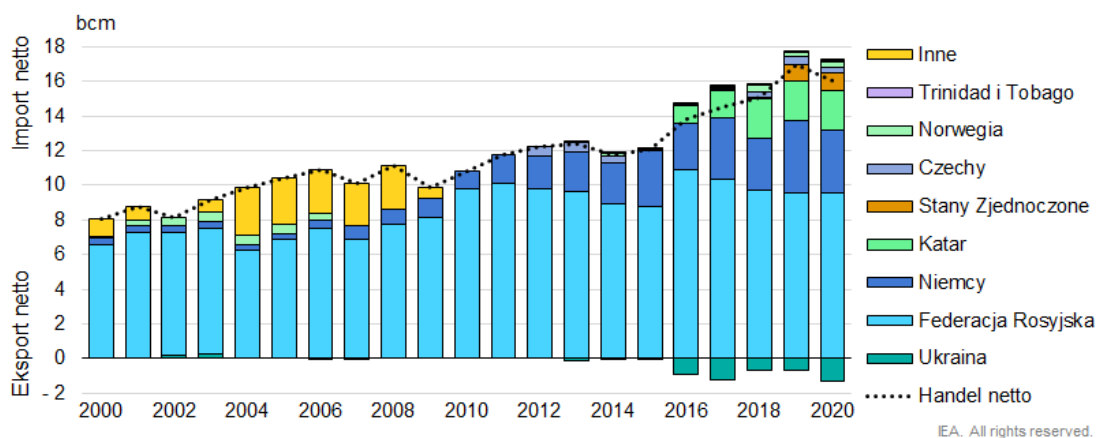
Polska opiera się na imporcie w zakresie większości dostaw gazu. W latach 2010-2020 udział importu w dostawach gazu wzrósł z 63% do 72%, ponieważ zapotrzebowanie na gaz znacznie wzrosło, a produkcja krajowa nieznacznie spadła (Rysunek 9.1). Większość dostaw gazu do Polski jest dostarczana rurociągami (78% w 2020 roku), ale od czasu otwarcia w Polsce terminalu regazyfikacyjnego LNG w 2016 roku, udział LNG w dostawach gazu wzrósł z 8% do 22% w 2020 roku. W latach 2010-2020 import gazu ziemnego do Polski wzrósł z 10,3 mld m³ do 16,5 mld m³ (Rysunek 9.2). Import z Rosji jest nadal dominującym źródłem dostaw gazu do Polski, ale dywersyfikacja dostawców, źródeł i tras dostaw oraz wzrost obrotów handlowych zostały wsparte przez rozbudowę połączeń z innymi państwami członkowskimi UE oraz otwarcie terminalu LNG.

Rysunek 9.1 Dostawy gazu ziemnego w Polsce, 2000-2020



Źródło: IEA (2022a).

Rysunek 9.2 Handel netto gazem ziemnym w Polsce według krajów, 2000-2020



Źródło: IEA (2022a).

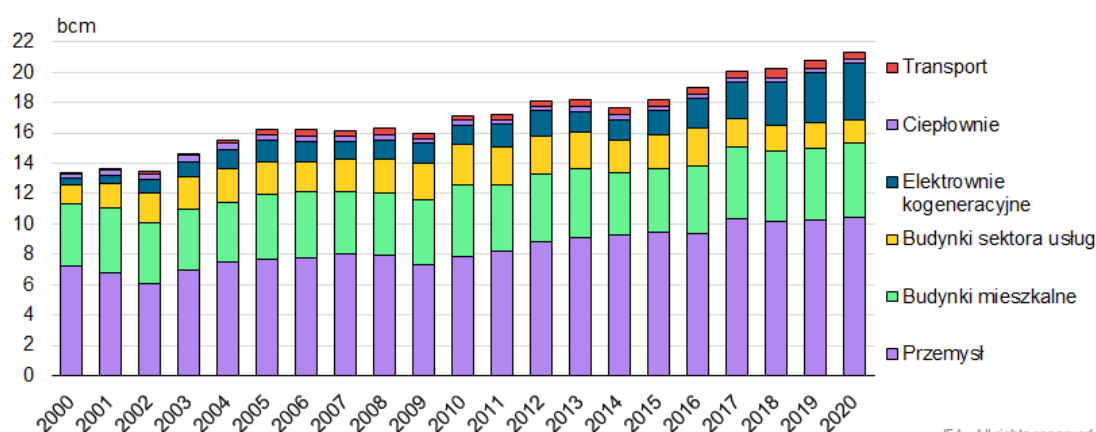
W 2020 roku import netto pochodzi głównie z Rosji (9,0 mld m³), a następnie z Niemiec (3,6 mld m³) oraz import LNG z Kataru (2,3 mld m³) i Stanów Zjednoczonych (1,0 mld m³). Polska eksportuje również stosunkowo niewielką ilość gazu na Ukrainę (1,3 mld m³ w 2020 roku). 27 kwietnia 2022 r. Gazprom (rosyjski państwowy koncern gazowy) podjął jednostronną i łamiącą umowy decyzję o odcięciu dopływu gazu do Polski i Bułgarii.

Import rurociągowy z Rosji odbywa się na podstawie długoterminowego kontraktu "take or pay" z Gazpromem, który obowiązuje od 1996 roku, ale wygaśnie z końcem 2022 roku (PGNiG, 2019). Zgodnie z rozporządzeniem o dywersyfikacji dostaw, udział gazu ziemnego, który może być importowany z jednego źródła, zostanie zmniejszony z 70% (limit od 2017 roku) do 33% w 2022 roku. W celu wsparcia dywersyfikacji dostaw i zwiększenia regionalnego handlu gazem, Polska zwiększa zdolności importowe LNG oraz zdolności importowe gazociągów z innych państw członkowskich UE.

Zapotrzebowanie na gaz

W latach 2010-2020 zapotrzebowanie na gaz w Polsce wzrosło z 17,2 mld m³ do 21,4 mld m³, głównie z powodu większego zapotrzebowania ze strony przemysłu (z 7,9 do 10,4 mld m³) i kogeneracji (z 1,3 do 3,8 mld m³). W transporcie odnotowano niewielki wzrost zapotrzebowania (z 0,3 mld m³ do 0,5 mld m³), podczas gdy zapotrzebowanie ze strony budynków mieszkalnych pozostało zasadniczo bez zmian (z 4,69 mld m³ do 4,72 mld m³), a zapotrzebowanie ze strony budynków usługowych spadło (z 2,6 mld m³ do 1,7 mld m³) (Rysunek 9.3). Większość zapotrzebowania na gaz do produkcji energii elektrycznej i ciepła pochodzi z zakładów kogeneracyjnych (3,8 mld m³ w 2020 r.), natomiast zapotrzebowanie z zakładów produkujących wyłącznie ciepło wyniosło zaledwie 0,3 mld m³ (w Polsce nie ma zakładów produkujących wyłącznie energię elektryczną).

Rysunek 9.3 Zapotrzebowanie na gaz ziemny według sektorów w Polsce, 2000-2020



IEA. All rights reserved.

Źródło: IEA (2022a).

W PEP2040 szacuje się, że roczne zapotrzebowanie na gaz może wzrosnąć do 26,2 mld m³ do 2025 r. i do 27,431,6 mld m³ do 2030 r., i utrzymać się na tym poziomie co najmniej do 2040 r. Pomimo znacznego wpływu na system energetyczny, zapotrzebowanie na gaz

9. GAZ ZIEMNY

w rzeczywistości wzrosło w 2020 roku do 21,4 mld m³. Rząd spodziewa się większego zapotrzebowania na gaz we wszystkich sektorach, przy czym największy wzrost nastąpi w przemyśle i nowej energetyce gazowej (do 2030 r. powstanie do 6 GW nowej mocy opalanych gazem); większe zapotrzebowanie na gaz w ogrzewaniu budynków, przy oczekiwanym dodatkowym 1,5 mln indywidualnych przyłączy gazowych do 2024 r. w porównaniu z 2018 r.; oraz niewielki wzrost wykorzystania LNG i sprężonego gazu ziemnego (CNG) w transporcie (do 2025 r. planuje się stworzenie 32 ogólnodostępnych stacji tankowania pojazdów CNG i 14 stacji tankowania pojazdów LNG).

Infrastruktura

Polska sieć gazu ziemnego (Rysunek 9.4) składa się głównie z systemu E, który zapewnia większość dostaw gazu (96% w 2020 r.) za pomocą standardowego gazu ziemnego, który jest klasyfikowany jako klasa E o minimalnej wartości opałowej 38,0 megadżuli na metr sześcienny (MJ/m³). System E jest zaopatrywany w gaz przez liczne transgraniczne połączenia gazociągowe, terminal LNG oraz z produkcji krajowej. Niewielki system w zachodniej Polsce jest przeznaczony dla produkowanego w kraju gazu ziemnego o wysokiej zawartości azotu (L-gaz) o minimalnej wartości opałowej 30,0 MJ/m³. System L-gazowy dostarcza gaz bezpośrednio do ograniczonej liczby odbiorców i włącza gaz do systemu E po uszlachetnieniu L-gazu do klasy E. Istnieje również wiele mniejszych sieci gazowych, które nie są podłączone do sieci głównej, ale są obsługiwane przez własny gazociąg transgraniczny lub przez LNG dostarczany ciężarówkami do małych jednostek regazyfikacyjnych. Polska planuje znacznie zwiększyć zdolności importowe, przesyłowe, dystrybucyjne, regazyfikacyjne i magazynowe w celu zaspokojenia wyższego zapotrzebowania na gaz, aby zdywersyfikować dostawy gazu od uzależnienia od Rosji i pomóc Polsce w pełnieniu roli węzła handlu gazem i tranzytu w ramach korytarza północ-południe biegnącego przez Polskę, Republikę Czeską, Republikę Słowacką i Węgry do nowego terminalu LNG w Chorwacji.

Rys. 9.4 System przesyłowy gazu ziemnego w Polsce, 2020 r.



Mapa ta nie narusza statusu ani suwerenności żadnego terytorium, nie narusza granic międzynarodowych ani nazwy żadnego terytorium, miasta lub obszaru.

Terminal LNG

Jedyny w Polsce terminal LNG (zlokalizowany w Świnoujściu i otwarty w 2016 roku) jest własnością i jest obsługiwany przez Gaz-System, polskiego operatora gazowego. W kwietniu 2022 roku zakończono projekty zwiększające moc regazyfikacyjną terminalu LNG z 5 mld m³ do 6,3 mld m³, dalsze inwestycje mają na celu osiągnięcie 8,3 mld m³ mocy do końca 2023 roku. Koszt projektu wyniesie około 425 milionów euro, z czego 105 milionów euro pochodzi z UE z Programu Operacyjnego Środowisko i Infrastruktura. PGNiG posiada umowy na 100% mocy terminalu LNG do 2038 roku. Gaz-System planuje dalszą rozbudowę zdolności importowych LNG poprzez budowę pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej o pojemności do 6,1 mld m³, który ma zostać oddany do użytku w 2027 lub 2028 roku.

Połączenia rurociągowo

W 2020 roku łączna przepustowość połączeń gazociągowych w Polsce wynosiła 73 miliony metrów sześciennych (mcm) dziennie w imporcie i 13 mcm/dobę w eksporcie. Istnieje siedem głównych punktów wejścia do gazociągu: połączenia transgraniczne w Lasowie (Niemcy), Cieszynie (Czechy), Drozdowiczach i Hermanowicach (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś); oraz trzy punkty odbioru z gazociągu Jamał-Europa we Włocławku i Lwówku w centralnej Polsce. Ponadto istnieją gazociągi transgraniczne o mniejszej przepustowości, obsługujące obszary niepodłączone do głównej sieci gazowej: Tietierowka (Białoruś), punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Niemcy) i Branice (Czechy).

Polski odcinek gazociągu tranzytowego Jamał-Europa przebiega od granicy polsko-białoruskiej do granicy polsko-niemieckiej. Jest on głównym źródłem importu gazu z Rosji do zachodnich państw członkowskich UE, a także umożliwia wirtualny rewers z Niemiec do Polski. Właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa jest Europol Gaz, który jest współwłaścicielem rosyjskiego koncernu gazowego Gazprom (48%), PGNiG (48%) i polskiej spółki Gas-Trading (4%). Długoterminowa umowa tranzytowa dla gazociągu Jamał-Europa wygasła w maju 2020 r.; od tego czasu przepustowość jest sprzedawana na aukcjach zgodnie z przepisami UE (ICIS, 2019).

W celu zwiększenia i dywersyfikacji dostaw oraz wsparcia większej integracji regionalnej opracowywanych jest kilka projektów połączeń międzysystemowych. Największym z nich jest Baltic Pipe, który doda 10 mld m³ zdolności importowej dla gazu wydobywanego w Norwegii poprzez tranzyt przez Danię, powinien rozpocząć działalność od 1 października 2022 r., a pod koniec 2022 r. będzie w pełni sprawny.

Połączenie gazowe Polska-Litwa (GIPL) wspiera integrację sieci gazowych krajów bałtyckich (Estonia, Łotwa i Litwa) z Polską i resztą Europy i ma na celu zmniejszenie zależności krajów bałtyckich od importu gazu z Rosji. Dwukierunkowy GIPL ma przepustowość 1,9 mld m³ do Polski i 2,4 mld m³ do Litwy, a rozpoczął działalność 1 maja 2022 roku. Koszt GIPL szacuje się na 509 mln euro, z czego 277 mln euro pochodzi ze środków unijnych.

Dwukierunkowy interkonektor gazowy Polska-Republika Słowacka będzie miał przepustowość 5,7 mld m³ do Polski i 4,7 mld m³ do Republiki Słowackiej, a jego uruchomienie planowane jest na czerwiec 2022 roku. Koszt projektu szacuje się na 406 milionów euro, z czego 100 milionów euro pochodzi z funduszy UE.

Sieć przesyłowa

Polski system przesyłowy gazu jest obsługiwany przez państwowego operatora sieci przesyłowej, Gaz-System. Polska sieć przesyłowa składa się głównie z systemu E (11 056 km rurociągów w 2020 roku, z wyłączeniem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego), który obsługuje większość odbiorców gazu i transportuje większość dostaw gazu do Polski. Oddzielne systemy L-gazowe (551 km rurociągów w 2020 roku) dostarczają gaz ziemny o wysokiej zawartości azotu, wydobywany w Polsce Zachodniej. Większość gazu dostarczanego przez polską sieć przesyłową (około 2/3 dostaw w 2020 roku) jest dostarczana bezpośrednio do dużych odbiorców gazu, w tym do elektrociepłowni gazowych i przemysłu ciężkiego, głównie chemicznego i petrochemicznego. Sieć przesyłowa dostarcza również gaz do sieci dystrybucyjnej, która dostarcza go do gospodarstw domowych, budynków komercyjnych i przemysłu lekkiego. W 2020 roku OSP doda do systemu E około 280 km nowych rurociągów. OSP planuje znaczną rozbudowę

sieci przesyłowej, do 2025 roku dodając do systemu E około 2 000 km nowych rurociągów w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski.

Sieć dystrybucyjna

W 2020 roku polska sieć dystrybucji gazu miała łączną długość 206 357 km i 52 673 przyłącza. W 2020 roku w Polsce było 51 OSD gazowych, jednak PSG (spółka zależna PGNiG) zarządza 95% sieci dystrybucyjnej. W 2020 roku do sieci dystrybucyjnej dodano prawie 3 600 km nowych gazociągów i 930 nowych przyłączy (94% nowych przyłączy przez PSG), co zwiększyło udział gospodarstw domowych podłączonych do sieci gazowej z 69% (w 2019 roku) do 72%. PSG planuje dodać ponad 13 000 km nowych rurociągów do 2030 roku. Polska posiada również stacje regazyfikacji LNG, które zasilają satelitarne systemy dystrybucji, które nie są podłączone do systemu przesyłowego gazu. W 2020 roku sieci satelitarne dostarczyły 14,4 mln m³ gazu poprzez 52 stacje regazyfikacji LNG, z których 35 zostało dodanych w 2020 roku. PSG obsługuje sieci satelitarne i planuje wybudować dziesięć dodatkowych stacji regazyfikacji LNG do 2024 roku.

Magazynowanie

W 2020 roku Polska miała 3,17 mld m³ pojemności magazynowych podłączonych do systemu E (co odpowiada 16,7% rocznego zapotrzebowania na gaz klasy E w 2020 roku). Magazyny systemu E składają się z pięciu magazynów w wyeksploatowanych zbiornikach gazu ziemnego (Husów, Wierzchowice, Swarzów, Brzeźnica i Strachocina) oraz dwóch magazynów w kawernach solnych (Mogilno i Kosakowo). Polska posiada również 0,2 mld m³ pojemności magazynów gazu podłączonych do systemu L-gas (co odpowiada 20% zapotrzebowania na gaz klasy L w 2020 r.). Magazyny gazu Polska (spółka zależna PGNiG) zarządzają magazynami systemu E. PGNiG jest bezpośrednim właścicielem i operatorem magazynów systemu L-gazowego. Ostatnio zainwestowało w rozbudowę pojemności magazynowych systemu E. W 2020 roku do magazynu w Wierzchowicach dodano 0,1 mld m³ pojemności. W 2021 roku w magazynie Kosakowo przybyło 0,06 mld m³ pojemności. PGNiG rozważa dalszą rozbudowę pojemności podziemnych magazynów gazu systemu E w celu utrzymania równowagi systemu zgodnie z oczekiwaniami wyższego zapotrzebowania na gaz. Dalsze decyzje dotyczące rozbudowy pojemności magazynów zostaną podjęte po dokładnej analizie sytuacji rynkowej i kwestii bezpieczeństwa dostaw.

Struktura rynku

Polski rynek gazu ziemnego jest wysoce skoncentrowany, z ograniczoną konkurencją na poziomie hurtowym i detalicznym. Państwowe przedsiębiorstwo naftowo-gazowe PGNiG ma dominującą pozycję w całym polskim sektorze gazowym. Posiada długoterminowy kontrakt "take or pay" z Gazpromem, który obejmuje większość hurtowych dostaw gazu w Polsce. PGNiG jest również wyłącznym importerem LNG, posiadającym kontrakty na 100% polskich możliwości regazyfikacji LNG do 2038 roku. Spółki zależne PGNiG są głównymi producentami gazu w Polsce. PSG (100% udziałów PGNiG) jest głównym OSD gazu i największym detalicznym dostawcą gazu (po wydzieleniu z działalności dystrybucyjnej). Polska jest również nadal w trakcie liberalizacji rynku gazu ziemnego. Od stycznia 2017 roku URE nie reguluje już cen na poziomie hurtowym, cen na LNG i CNG ani cen na gaz kupowany w punkcie wirtualnym lub w drodze przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. Od października 2017 roku URE nie reguluje już cen detalicznych dla odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi. Regulowane ceny detaliczne

gazu dla wszystkich odbiorców domowych miały zakończyć się w 2023 r., aby dalej rozwijać konkurencję na rynku. Ze względu na obawy dotyczące zmienności cen, rząd zdecydował się przedłużyć regulację cen detalicznych dla odbiorców domowych do 2027 roku.

Rynek hurtowy

Hurtowy rynek gazu w Polsce jest bardzo skoncentrowany. W 2020 roku 185 dostawców energii miało koncesje na obrót gazem na poziomie hurtowym, a 94 firmy uczestniczyły w obrocie. Dominowała jednak Grupa Kapitałowa PGNiG z 91% udziałem w rynku, następnie Fortum (2,5%), Handen (1,6%), TAURON Sprzedaż i PGE (po 1%) oraz inni dostawcy z udziałami poniżej 1%. Hurtowy obrót gazem odbywa się za pośrednictwem zorganizowanej platformy obrotu (OTF) oraz Rynku Towarów Giełdowych, prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii. Od 2015 roku polskie prawo wymaga, aby 55% sprzedaży sprzedawców hurtowych mających ponad 10% udziału w rynku odbywało się na platformach handlowych prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii. W praktyce wymóg ten dotyczy tylko PGNiG.

OTF obsługuje handel poprzez rynek dnia bieżącego, rynek dnia następnego i rynek terminowy towarów. Platforma Rynku Towarów Giełdowych umożliwia sprzedawcom hurtowym zawieranie kontraktów dwustronnych z kupującymi z wykorzystaniem benchmarku Towarowej Giełdy Energii jako ceny referencyjnej. W latach 2015-2020 obrót na OTF odpowiadał za ponad 60% hurtowych dostaw gazu. W 2020 roku obrót na OTF zaowocował dostawą 12,6 mld m³ gazu ziemnego po średniej cenie 16,96 euro/MWh, z czego 1,8 mld m³ na rynku dnia następnego po średniej cenie 12,86 euro/MWh, 0,53 mld m³ na rynku dnia bieżącego po średniej cenie 12,11 euro/MWh i 10,3 mld m³ na rynku terminowym towarowym po średniej cenie 18,70 euro/MWh (URE, 2021).

Kluczowi interesariusze zgłaszali bariery dla rozwoju rynku gazu w Polsce. Do najważniejszych z nich należały niekorzystne warunki taryfowe, nadmierne obowiązki sprawozdawcze w zakresie obrotu gazem ziemnym, skomplikowane procesy koncesyjne, obowiązek utrzymywania zapasów gazu, brak angielskich wersji przepisów i dokumentów, brak określonych produktów na rynku spot i terminowym, kwestie związane z funkcjonowaniem animatorów rynku, usługi pomocnicze oraz brak opcji handlowych na przyszłość (opcje na dostawy gazu i instrumenty handlowe na okres po roku +2, moce wiązane). Po tych konsultacjach zaproponowano nowe rozporządzenia związane z taryfami gazowymi i funkcjonowaniem rynku gazu. Pierwsza zmiana rozporządzenia jest w trakcie konsultacji społecznych. Rząd przygotował propozycje legislacyjne mające na celu sprostanie wyzwaniom zidentyfikowanym podczas konsultacji, w tym zmianę przepisów dotyczących systemu magazynowania. Analizowana jest potrzeba dalszych działań.

Rynek detaliczny

W 2020 roku liczba odbiorców detalicznych wzrosła o ponad 98 000 i wyniosła ponad 7,3 mln. W tym roku dostawcy detaliczni gazu sprzedali 18,5 mld m³, co stanowi wzrost o 3,5% w porównaniu z 2019 r., przy czym 67,0% sprzedaży detalicznej trafiło do odbiorców przemysłowych, 25,2% do gospodarstw domowych, 6,1% do sektora usług, 1,4% do sektora użyteczności publicznej i 0,3% do rolnictwa.

Podobnie jak w przypadku rynku hurtowego, detaliczny rynek gazu w Polsce jest wysoce skoncentrowany. W 2020 roku 240 dostawców energii miało koncesje na sprzedaż gazu na poziomie detalicznym, jednak tylko 48 działało na rynku, a PGNiG Obrót Detaliczny (członek Grupy Kapitałowej PGNiG) odpowiadała za 85,6% detalicznej sprzedaży gazu, co oznacza wzrost o 2,9% w porównaniu z 2019 rokiem. Łączny udział w rynku detalicznym wszystkich pozostałych dostawców gazu wyniósł 27,8% w sektorze komercyjnym i 4,3% dla gospodarstw domowych. PGNiG OD posiadało tylko 12,5% rynku detalicznego w sieciach satelitarnych LNG. W latach 2018-2020 kilku dostawców gazu zakończyło swoją działalność w Polsce z różnych powodów, w tym z powodu braku środków finansowych i naruszenia warunków koncesji. Klienci wychodzących dostawców byli zaopatrywani przez PGNiG OD tymczasowo, do czasu podpisania przez nich nowych umów.

Wskaźnik HHI dla detalicznego rynku gazu wyniósł 9 372, co wskazuje na bardzo dużą koncentrację rynku (10 000 to maksymalna wartość wskaźnika HHI i oznacza jednego dostawcę). Oprócz wysokiej koncentracji rynku, Polska ma jeden z najniższych w UE współczynników zmiany sprzedawcy w gospodarstwach domowych - mniej niż 1% odbiorców zmienia sprzedawcę. Ze względu na skutki pandemii, wskaźnik zmiany dostawcy wyniósł w 2020 roku zaledwie 0,4% (spadek z około 0,9% w 2019 roku). Wskaźnik zmian dostawców dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe jest wyższy, ale nadal należy do najniższych w UE i w ostatnich latach spadł z około 18% w 2018 r. do około 7% w 2019 r. (ACER, 2021).

Ceny detaliczne i opodatkowanie

Ceny detaliczne gazu ziemnego w Polsce składają się z kosztów hurtowych gazu, taryf sieciowych, podatku akcyzowego i innych podatków, w tym 23% VAT. VAT jest zwracany za komercyjne wykorzystanie gazu. Gaz używany do ogrzewania gospodarstw domowych jest w większości przypadków zwolniony z akcyzy. Gaz wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i w procesach przemysłowych jest zwolniony z akcyzy. CNG i LNG wykorzystywane do transportu są zwolnione z akcyzy, ale podlegają podatkowi drogowemu.

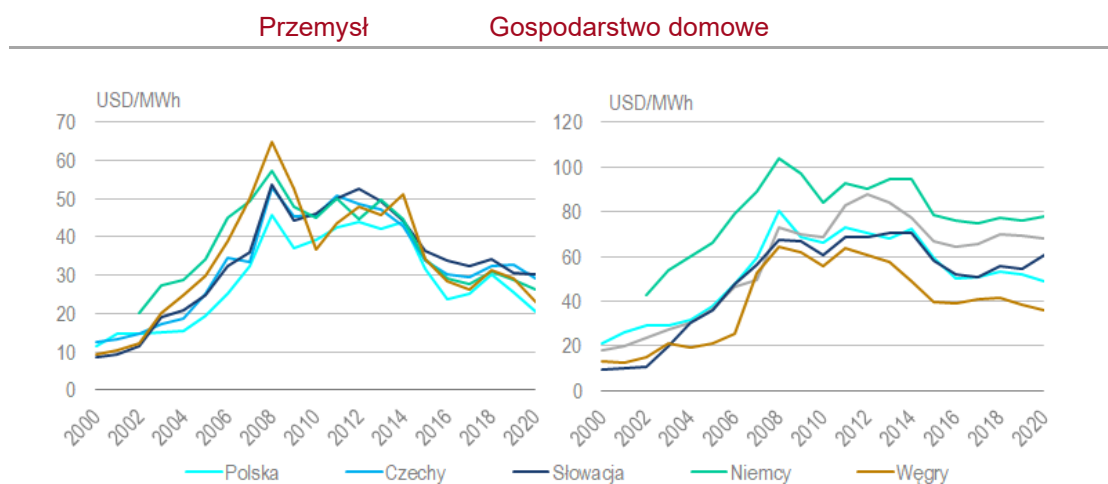
W 2020 roku średnia cena gazu ziemnego dla przemysłu w Polsce wynosiła 20,6 dolara/MWh przy niskiej stawce podatkowej 1%. Była to czwarta najniższa cena wśród krajów członkowskich IEA, w których średnia cena dla przemysłu wynosiła 29,1 dolara/MWh przy średniej stawce podatkowej 11%. W 2020 roku średnia cena gazu dla gospodarstw domowych w Polsce wynosiła 49,0 dolara/MWh przy 19% stawce podatkowej. Była to siódma najniższa cena wśród krajów IEA, w których średnia cena dla gospodarstwa domowego wynosiła 71,3 dolara/MWh przy średniej stawce podatkowej 22%. Ceny gazu dla przemysłu w Polsce podlegały podobnej tendencji jak ceny w krajach sąsiednich, z ogólnym spadkiem od 2012 do 2020 roku (Rysunek 9.5). Cena gazu dla gospodarstw domowych w Polsce była stosunkowo stabilna od 2008 do 2015 roku, kiedy to nastąpił zauważalny spadek zgodny z trendami obserwowanymi w krajach sąsiednich. Od 2016 roku ceny dla gospodarstw domowych w Polsce są stosunkowo stabilne.

Rząd podjął szereg działań mających na celu zmniejszenie wpływu gwałtownego wzrostu cen energii obserwowanego w całej Europie w 2021 roku. W listopadzie 2021 roku uchwalono pakiet środków o łącznym budżecie 1,1 miliarda euro. Obejmował on bon energetyczny (wypłata gotówki za pośrednictwem systemu pomocy społecznej) oraz oddzielną miesięczną wypłatę gotówki (do 300 euro rocznie, przy szerokiej kwalifikowalności obejmującej 5,2 mln gospodarstw domowych). Ponadto od stycznia 2022 roku do marca 2022 roku obniżono podatek VAT z 23% do 8% na gaz, a także

9. GAZ ZIEMNY

obniżono podatki na paliwa transportowe, energię elektryczną i ogrzewanie komunalne (patrz Rozdział 2). Parlament rozważa nową ustawę, której celem jest zamrożenie cen dla gospodarstw domowych i podstawowych jednostek społecznych, przy czym dostawcy gazu otrzymają zwrot kosztów, aby ograniczyć zakłócenia na rynku.

Rysunek 9.5 Ceny gazu ziemnego dla przemysłu i gospodarstw domowych w Polsce, 2000-2020



Uwaga: Dane dla Niemiec za lata 2000 i 2001 są niedostępne.
Źródło: IEA (2022b).

Polityka gazowa

Polska polityka energetyczna przyznaje gazowi ziemnemu ważną rolę w zmniejszaniu zapotrzebowania na węgiel, szczególnie w zakresie ogrzewania i energii elektrycznej. Rząd postrzega również wytwarzanie energii z gazu jako kluczową opcję dla integracji zmiennej generacji z wiatru i fotowoltaiki. W celu wsparcia zwiększonej roli gazu prowadzone są prace i planowane są przyszłe plany znacznej rozbudowy infrastruktury gazowej. Zwiększone zapotrzebowanie na gaz będzie musiało być zaspokojone głównie przez zwiększony import i istnieją aktywne i planowane projekty rozbudowy zdolności importowych LNG i rurociągów, aby zapewnić dostęp do potrzebnej dywersyfikacji źródeł dostaw, tras i dostawców. Rząd dąży również do utrzymania obecnego poziomu produkcji krajowej.

Dokumenty dotyczące polityki energetycznej Polski odnoszą się do gazu ziemnego jako paliwa przejściowego i określają wyraźną rolę gazu w zmniejszaniu zapotrzebowania na węgiel. Mniej jasna jest kwestia długoterminowej dekarbonizacji dostaw gazu lub zmniejszenia zapotrzebowania na gaz zgodnie z celami klimatycznymi, przy czym PEP2040 wskazuje na wysoki poziom zapotrzebowania na gaz utrzymujący się w latach 2040 i 2050.

Rząd wyznaczył cele dotyczące zwiększenia produkcji biometanu, przy czym preferowane jest wykorzystanie biometanu przede wszystkim w transporcie publicznym i ciężkim, aby pomóc w spełnieniu wymogów UE dotyczących zaawansowanych biopaliw (patrz Rozdział 5). PEP2040 wskazuje, że produkcja biometanu osiągnie około 2 mld m³ do 2030 roku (co odpowiada około 10% zapotrzebowania na gaz w 2020 roku). Jednak analiza przeprowadzona przez KE wskazuje, że Polska ma czwarty co do wielkości potencjał

techniczny produkcji biometanu w UE, około 9 mld m³ rocznie, co odpowiada około 43% zapotrzebowania Polski na gaz w 2020 r. (KE, 2020).

Polska strategia w zakresie wodoru, przyjęta w listopadzie 2021 r., wskazuje, że niskoemisyjny wodór jest kluczową opcją dla sektorów trudnych do obniżenia emisyjności i wyznacza cele, aby sieć gazu ziemnego była zdolna do obsługi 10% mieszanki wodoru do 2030 r., a także co najmniej 50 MW mocy produkcyjnych niskoemisyjnego wodoru do 2025 r. i 2 GW mocy produkcyjnych elektrolizerów i niskoemisyjnych mocy produkcyjnych do 2030 r. (patrz Rozdział 2).

Polska posiada programy, które zapewniają wsparcie dla ogrzewania gazowego i wytwarzania energii elektrycznej. Głównym programem wspierającym odejście od indywidualnego ogrzewania węglowego jest program Czyste Powietrze, który zapewnia dotacje dla właścicieli jednorodzinnych budynków mieszkalnych na modernizację systemów grzewczych. Dotacje udzielane są na różne technologie, ale najwięcej przeznaczono na kotły gazowe. Do listopada 2021 roku do programu Czyste Powietrze wpłynęło około 340 000 wniosków o dotacje na modernizację systemów grzewczych, przy czym większość (45%) dotyczyła kotłów gazowych, następnie kotłów na biomasę (20%), kotłów węglowych (16%), pomp ciepła wykorzystujących powietrze (14%), pomp ciepła wykorzystujących grunt (3%), ogrzewania elektrycznego (2%), ogrzewania miejskiego (0,3%) i kotłów olejowych (0,1%) (patrz Rozdział 4).

Ustawa o promocji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wprowadziła w 2019 r. nowy system wsparcia dla kogeneracji. W ramach tego systemu przyznawane są premie na różnych zasadach w zależności od mocy i tego, czy instalacja jest nowa, zmodernizowana czy istniejąca. Zanim elektrownia kogeneracyjna będzie mogła otrzymać wsparcie, musi uzyskać zezwolenie URE. Wsparcie przysługuje wyłącznie zakładom o emisji CO₂ nie przekraczającej 450 kg/MWh energii (ciepło i energia elektryczna). Wyklucza to kogenerację opartą na węglu i oleju, a wymaga wysokiej sprawności od generacji gazowej (patrz Rozdział 8).

Bezpieczeństwo gazowe

Bezpieczeństwo dostaw gazu w Polsce jest regulowane przez Prawo energetyczne i ustawę o zapasach oraz podlega rozporządzeniu UE 2017/1938 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu. Prawo energetyczne zobowiązuje operatorów systemów gazowych do utrzymania zdolności urządzeń, instalacji i sieci do dostarczania gazu w sposób ciągły i niezawodny w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu, w szczególności utrzymania dostaw do odbiorców chronionych. Prawo energetyczne nakłada na URE obowiązek kontroli wypełniania tego obowiązku przez podmioty gazowe, w tym monitorowania połączeń pomiędzy OSP i OSD oraz przepływu informacji pomiędzy nimi.

Ustawa Prawo energetyczne określa również sprzedawcę awaryjnego gazu, który jest odpowiedzialny za dostarczanie gazu do odbiorców, jeśli sytuacja awaryjna uniemożliwi to stałemu dostawcy odbiorcy. Ustawa wskazuje, że PGNiG OD jest sprzedawcą awaryjnym dla odbiorców. Sprzedawca awaryjny rozlicza się z odbiorcami w gospodarstwach domowych zgodnie z taryfami zatwierdzonymi przez URE. Odbiorcy biznesowi rozliczani są zgodnie z aktualnymi cennikami PGNiG OD. Zgodnie z ustawą o zapasach, przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do posiadania procedur postępowania w przypadku zakłóceń w dostawach gazu oraz nieprzewidywalnego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Procedury te muszą określać sposób

9. GAZ ZIEMNY

zapewnienia dodatkowych dostaw gazu oraz sposób zmniejszenia zapotrzebowania na gaz zgodnie z umowami, jakie dostawcy mają ze swoimi odbiorcami.

W 2017 roku zmieniono ustawę o zapasach, tworząc dla wszystkich sprzedawców i odbiorców końcowych importujących gaz ziemny wymóg utrzymywania obowiązkowych rezerw gazu ziemnego do wykorzystania w sytuacjach awaryjnych. Ustawa dopuszcza przechowywanie wymaganej ilości poza Polską, ale importer musi zarezerwować transgraniczne zdolności przesyłowe zapewniające dostawy w sytuacjach awaryjnych. Ustawa wymaga utrzymywania zapasów na poziomie co najmniej 30 dni średniego dziennego przywozu na podstawie przywozu w roku rozpoczynającym się 31 marca roku poprzedzającego rok powstania obowiązku. URE weryfikuje wielkość zapasów obowiązkowych i sankcjonuje nieprawidłowości.

W listopadzie 2019 roku KE wydała opinię prawną na temat obowiązującego w Polsce wymogu rezerwowania przez importerów gazu przesyłu transgranicznego dla pojemności magazynowych, zgłaszając obawy, że przepisy te mogą być niezgodne z niektórymi regulacjami UE dotyczącymi bezpieczeństwa dostaw gazu (KE, 2019). Polska odpowiedziała na początku 2020 r., zauważając, że wymóg ten jest niezbędny do zagwarantowania dostępu do zapasów gazu, ponieważ Polska nadal pracuje nad dywersyfikacją dostaw gazu, a historia zakłóceń w dostawach sprawia, że magazynowanie jest kluczowe dla bezpieczeństwa. KE przyjęła odpowiedź Polski i wskazała, że dopóki trwają wysiłki na rzecz dywersyfikacji, zawiesza wyzwanie. UE jest w trakcie rewizji przepisów dotyczących rynku gazu w odpowiedzi na skoki cen i problemy z dostawami, które miały miejsce w 2021 roku.

Zapotrzebowanie Polski na gaz jest silnie skorelowane z sezonowym zapotrzebowaniem na ciepło, a zapasy gazu odgrywają kluczową rolę w pokryciu tego zapotrzebowania. Szczytowe zapotrzebowanie na gaz w 2020 roku wystąpiło 2 grudnia i wyniosło 72,6 mcm/dobę (w porównaniu do średniego zapotrzebowania wynoszącego 45 mcm/dobę i najniższego zapotrzebowania wynoszącego 29 mcm/dobę). Szczytowe zapotrzebowanie na gaz w 2019 roku wystąpiło w styczniu i wyniosło 74,2 mcm/dobę (w porównaniu do średniego zapotrzebowania wynoszącego 43 m³/dobę i najniższego zapotrzebowania wynoszącego 26 m³/dobę). Aby zapewnić możliwość zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania, przed rozpoczęciem zimowego sezonu gazowego podziemne magazyny są zwykle wypełnione prawie do pełna. Na początku sezonu zimowego 2020/21 (1 października 2020 r.) podziemne magazyny gazu były wypełnione w 98,2% (3,15 mld m³). 30 grudnia 2020 roku, po szczycie zapotrzebowania, podziemne magazyny gazu były wypełnione w 74,3% (2,33 mld m³). Na koniec sezonu zimowego 2020/21 (31 marca 2021) magazyny gazu były wypełnione w 38,3% (1,23 mld m³). Na początku sezonu grzewczego 2021/22 podziemne magazyny gazu były wypełnione w 98,8%.

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego ma na celu dostosowanie istniejących procedur postępowania w sytuacjach kryzysowych dotyczących gazu do wymogów UE i aktualnych warunków rynkowych. Wprowadziło ono zmiany, m.in. definiując odbiorców chronionych jako gospodarstwa domowe; podmioty świadczące usługi społeczne, takie jak kliniki, szpitale i szkoły; oraz małe i średnie przedsiębiorstwa. W 2019 roku ci chronieni odbiorcy odpowiadali za 33% zapotrzebowania Polski na gaz. Rozporządzenie określa, którzy odbiorcy chronieni nie podlegają żadnym ograniczeniom w dostępie do gazu, którzy podlegają ograniczeniom tylko w bardzo poważnych ograniczeniach, a którzy podlegają ograniczeniom tylko dla części zapotrzebowania na gaz. Rozporządzenie dopuszcza awaryjne ograniczenia gazu dla wszystkich odbiorców

niezakwalifikowanych do grupy odbiorców chronionych z obowiązkiem podania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości z dziesięciogodzinnym wyprzedzeniem.

Kluczowymi dokumentami, mającymi znaczenie dla polskiej polityki w zakresie sytuacji kryzysowych związanych z gazem, są Krajowa Ocena Ryzyka dla Bezpieczeństwa Dostaw Gazu Ziemnego, Plan Działań Prewencyjnych oraz Plan Działań w Sytuacjach Nadzwyczajnych. Przepisy UE wymagają, aby wszystkie te trzy plany były aktualizowane co najmniej co cztery lata. Krajowa Ocena Ryzyka ocenia wszystkie istotne ryzyka mające wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu. Najnowsza ocena została zakończona w 2019 r. i wskazała, że w warunkach N-1 wynikających z utraty największego elementu infrastruktury dostaw gazu, pozostała infrastruktura dostaw pozwoli Polsce na pokrycie 118% przewidywanego zapotrzebowania. Plan działań zapobiegawczych określa inwestycje, które mają znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw gazu. Przedsiębiorstwa energetyczne z sektora gazowego muszą składać Ministrowi Klimatu i Środowiska kwartalne sprawozdania z realizacji inwestycji wskazanych w planie.

Plan działań w sytuacjach kryzysowych określa środki i procedury mające na celu zmniejszenie lub zatrzymanie zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w sytuacjach kryzysowych. Najnowszy plan został przyjęty w 2019 roku i wskazuje, że w sytuacjach kryzysowych rząd polega w pierwszej kolejności na instrumentach rynkowych w celu rozwiązania problemu zakłóceń w dostawach. Plan określa również środki nierynkowe, które można podjąć, jeśli środki rynkowe są niewystarczające do utrzymania dostaw (zwłaszcza dla odbiorców chronionych). Obejmują one uwolnienie zapasów obowiązkowych i ograniczenia w zapotrzebowaniu na gaz.

Ocena

Polska polityka energetyczna widzi dużą rolę dla gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, wspierającego długoterminowy cel, jakim jest zeroemisyjny system energetyczny. Koncentruje się na rozbudowie infrastruktury gazowej i wytwarzaniu energii z gazu w celu wsparcia bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji dostaw gazu i stopniowego ograniczania wytwarzania i ogrzewania z wykorzystaniem węgla. Zapotrzebowanie Polski na gaz ziemny już teraz wzrasta wraz ze zmniejszeniem wykorzystania węgla. Od 2010 do 2020 roku zapotrzebowanie na gaz w Polsce stale wzrasta z 17,2 mld m³ do 21,3 mld m³, głównie z powodu większego zapotrzebowania ze strony przemysłu i kogeneracji. Przewiduje się, że do 2030 roku zapotrzebowanie na gaz ziemny znacznie wzrośnie do 27,4-31,6 mld m³.

Polska prowadzi i planuje duże inwestycje w celu zwiększenia roli gazu w systemie energetycznym, przy czym rząd szacuje potrzeby inwestycyjne na ponad 40 mld euro w latach 2021-2040. Oczekuje się, że większość tych inwestycji będzie pochodzić od dużych spółek państwowych. Główne projekty obejmują plany zwiększenia mocy wytwórczych w elektrowniach gazowych z 3,1 GW do 9 GW w latach 2020-2030 (przy czym 2,6 GW jest już w budowie) oraz dodanie około 2 000 km nowych rurociągów przesyłowych do 2025 roku i około 13 000 km nowych rurociągów dystrybucyjnych do 2030 roku. Mniejsze projekty wspierają wzrost infrastruktury paliwowej dla pojazdów zasilanych LNG i CNG.

Polska prowadzi również duże projekty mające na celu zwiększenie dostaw gazu, koncentrując się na dywersyfikacji źródeł i tras przesyłowych w celu uniezależnienia się od importu z Rosji. Obejmują one rozbudowę połączeń gazociągowych, w tym poprzez nowy gazociąg Baltic Pipe oraz zwiększenie zdolności importowej LNG (celem jest

9. GAZ ZIEMNY

podwojenie zdolności importowej do 2030 roku). Rząd dąży również do utrzymania poziomu produkcji krajowej. Jednak produkcja krajowa powoli spada i nawet przy zwiększeniu inwestycji, większość nowego zapotrzebowania na gaz będzie musiała być pokryta przez zwiększony import.

Polska polityka rozszerzania wykorzystania gazu w celu zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel prawdopodobnie przyniesie znaczące redukcje emisji gazów cieplarnianych i znacznie zmniejszy ryzyko zdrowotne związane z lokalnym zanieczyszczeniem powietrza. Jednak duża ekspansja gazu przewidziana w ramach obecnej polityki stwarza również istotne ryzyko, w tym w zakresie aktywów osieroconych, większego uzależnienia od importu energii, większego narażenia na zmienność cen (zwłaszcza w przypadku wrażliwych konsumentów i przemysłu energochłonnego) i może być jedynie tymczasowym rozwiązaniem w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, które nie jest zgodne z celami UE w zakresie neutralności węglowej. Polska powinna dokładnie przeanalizować pełen zakres ryzyka związanego z dużymi inwestycjami w infrastrukturę gazową i zbadać, w jaki sposób ograniczony kapitał inwestycyjny mógłby zostać skuteczniej skierowany na dekarbonizację wytwarzania energii elektrycznej, elektryfikację popytu, efektywność energetyczną i zwiększenie produkcji gazów niskoemisyjnych, w tym biometanu i niskoemisyjnego wodoru.

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych w połączeniu z magazynowaniem energii, zarówno w skali komunalnej, jak i rozproszonej, mogłoby w wielu przypadkach stanowić alternatywę dla zwiększonego wytwarzania energii z gazu. Modernizacja istniejących ciepłowni węglowych w celu zasilania ich gazem ziemnym jest prawdopodobnie dobrym rozwiązaniem, szczególnie tam, gdzie można to osiągnąć przy minimalnych inwestycjach w sieci gazowe. Jednak długoterminowe plany rozwojowe rządu muszą zawierać jasną ścieżkę dojścia do bezemisyjnego ogrzewania komunalnego, na przykład poprzez pompy ciepła na dużą skalę, ogrzewanie słoneczne i gazy odnawialne. Planowane w Polsce wykorzystanie energii jądrowej stanowi również istotną szansę na wsparcie zeroemisyjnego ciepłownictwa.

Planowany duży wzrost liczby kotłów gazowych do ogrzewania domów indywidualnych, który wymaga kosztownej rozbudowy sieci dystrybucyjnej, można w dużej mierze uniknąć poprzez podłączenie większej liczby domów do sieci ciepłowniczej i zwiększenie zastosowania pomp ciepła. Konieczna jest również lepsza izolacja cieplna, aby zapewnić prawidłowe dobranie wielkości i efektywne wykorzystanie wszystkich systemów grzewczych.

Konieczne są również większe wysiłki na rzecz dekarbonizacji dostaw gazu poprzez większe wykorzystanie biometanu i rozwój rynku odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru. Biometan jest szczególnie przydatny, ponieważ jest bezpośrednio kompatybilny z istniejącymi instalacjami kogeneracyjnymi, sieciami gazowymi i magazynami gazu. Biometan oferuje dodatkową wartość poprzez tworzenie wartości ekonomicznej ze strumieni odpadów (np. z rolnictwa, przemysłu rolno-spożywczego, odpadów zwierzęcych lub odpadów komunalnych ulegających biodegradacji). PEP2040 szacuje, że produkcja biometanu może osiągnąć około 2 mld m³ do 2030 roku; jednakże techniczna produkcja biometanu w Polsce została oszacowana przez Komisję Europejską na poziomie do 9 mld m³ i pozostaje w dużej mierze niewykorzystana. Polska pracuje nad wprowadzeniem rozporządzenia umożliwiającego włączanie biometanu do sieci gazowej. Rząd powinien podjąć bardziej zdecydowane kroki w celu wspierania wzrostu produkcji i wykorzystania biometanu.

Efektywne i konkurencyjne rynki dla gazów odnawialnych i niskoemisyjnych (w tym biometanu i wodoru) są również potrzebne, aby gazy te mogły odegrać znaczącą rolę w dekarbonizacji dostaw gazu. Rząd powinien wspierać rozwój tych rynków, biorąc pod uwagę wnioski wyciągnięte z liberalizacji sektorów gazu i energii elektrycznej w państwach członkowskich UE i innych krajach. Rozwój gazów odnawialnych byłby również wspomagany przez bardziej zintegrowane planowanie sieci elektrycznych i gazowych, niedyskryminacyjny dostęp stron trzecich do sieci gazowych (w tym magazynów) oraz dostęp do hurtowego rynku gazu. Rząd powinien również ściśle monitorować postępy w realizacji celów określonych w Polskiej Strategii Wodorowej.

Polska jest nadal w trakcie tworzenia zliberalizowanego rynku gazu ziemnego. Ceny gazu dla gospodarstw domowych nadal podlegają taryfom zatwierdzanym przez URE do końca 2023 roku. Państwowa Grupa Kapitałowa PGNiG dominuje w polskim sektorze gazowym, kontrolując większość produkcji krajowej, większość importu, wszystkie magazyny gazu, a w 2020 roku posiadała 91% rynku hurtowego i 86% rynku detalicznego. Według raportu rocznego URE, kluczową przyczyną rosnącej dominacji PGNiG na polskim rynku jest wprowadzenie obowiązku magazynowania, także dla firm, które nie zaopatrują odbiorców chronionych lub importują gaz wyłącznie na własny użytek.

Dominująca pozycja Grupy Kapitałowej PGNiG w całym łańcuchu wartości rynku gazu oraz obowiązek magazynowania dla wszystkich dostawców stanowią bariery dla wzrostu konkurencji, a planowana zmiana tych ram ułatwi wzrost konkurencji.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Unikać długotrwałego blokowania gazu ziemnego w miksie energetycznym i finansowania aktywów, które mogą stać się osierocone. Rozbudowywać infrastrukturę gazową (w tym wytwarzanie, przesył i dystrybucję oraz produkcję ciepła) w sposób przyszłościowy, umożliwiając wykorzystanie gazów odnawialnych i niskoemisyjnych (w tym wodoru), gdy tylko będą dostępne na rynku.
- Wspierać inwestycje w produkcję gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, w tym biometanu i wodoru. Stopniowo wycofywać gaz ziemny z bilansu energetycznego poprzez wiarygodne plany lub zobowiązania do zwiększenia wykorzystania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, szczególnie w produkcji energii elektrycznej, magazynowaniu energii i produkcji ciepła, aby dać inwestorom jasną perspektywę.
- Wspierać rozwój konkurencji na powstających rynkach gazu odnawialnego i niskoemisyjnego (w tym biometanu i wodoru) oraz uwzględnić wnioski wyciągnięte z liberalizacji sektorów gazu i energii elektrycznej w państwach członkowskich UE i innych krajach.
- Rozważyć pełne rozdzielenie własnościowe magazynów gazu. Poprawiłoby to warunki rynkowe poprzez stworzenie równych szans dla wszystkich uczestników rynku.
- Wspierać konkurencję w hurtowych i detalicznych segmentach rynku poprzez obniżenie barier dla nowych uczestników, usunięcie barier regulacyjnych dotyczących magazynowania oraz aktywne promowanie wyboru dla konsumentów poprzez zapewnienie obiektywnych i aktualnych narzędzi do porównywania cen.

Odniesienia

- ACER (Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki) (2021), Raport roczny ACER dotyczący wyników monitorowania wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego w 2020 r, https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Energy%20Retail%20and%20Consumer%20Protection%20Volume.pdf
- KE (Komisja Europejska) (2020), Wpływ wykorzystania potencjału biometanu i wodoru na infrastrukturę transeuropejską, https://energy.ec.europa.eu/impact-use-biomethane-and-hydrogen-potential-trans-european-infrastructure_en
- KE (2019), Listopadowy pakiet dotyczący naruszeń - Komisja podejmuje dalsze kroki w celu zapewnienia przestrzegania przez państwa członkowskie przepisów energetycznych UE (strona internetowa), https://ec.europa.eu/info/news/november-infringements-package-commission-takes-further-steps-ensure-member-states-respect-eu-energy-rules-2019-nov-27_en
- ICIS (Independent Commodity Intelligence Service) (2019), Polski OSP wystawi na aukcję przepustowość rur jamalskich po zakończeniu umowy tranzytowej (strona internetowa), <https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/06/04/10374390/polish-tso-to-auction-yamal-pipe-capacity-as-transit-deal-ends>
- IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022a), Informacje o gazie ziemnym (baza danych) <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/natural-gas-information> (dostęp 9 marca 2022)
- IEA (2022b), Ceny energii (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-prices> (dostęp 9 marca 2022)
- PGNiG (2022), Oświadczenie woli o wypowiedzeniu kontraktu jamalskiego skuteczne (strona internetowa), <https://en.pgnig.pl/news/-/news-list/id/declaration-of-will-to-terminate-yamal-contract-effective-december-31-2022/newsGroupId/1910852?changeYear=2019¤tPage=1>
- URE (Urząd Regulacji Energetyki) (2021), Charakterystyka rynku paliw gazowych (strona internetowa), <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-ryнку/9662,2020.html>

10. Ropa naftowa

Dane kluczowe (2020)

Krajowa produkcja ropy naftowej: 19,6 kb/d w 2019 roku, +42% od 2010 roku; 18,8 kb/d w 2020 roku

Import netto ropy naftowej: 541 kb/d w 2019 roku, +16% od 2010 roku, 503 kb/d w 2020 roku

Krajowa produkcja produktów naftowych: 599 kb/d w 2019 roku, +22% od 2010 roku, 568 kb/d w 2020 roku

Import netto produktów naftowych: 94 kb/d w 2019 roku, +46% od 2010 roku, 85 kb/d w 2020 roku

Udział ropy naftowej: 26% TES, 1% w produkcji energii elektrycznej i 2% w krajowej produkcji energii, 37% TFC (2020)

Zapotrzebowanie na ropę według sektorów: 675 kb/d w 2019 r., 631 kb/d w 2020 r. (transport krajowy 72%, przemysł wraz z konsumpcją nieenergetyczną 22%, budynki 4%, bunkrowanie międzynarodowe 2%, sektor energetyczny wraz z wytwarzaniem energii mniej niż 1%)

Podsumowanie

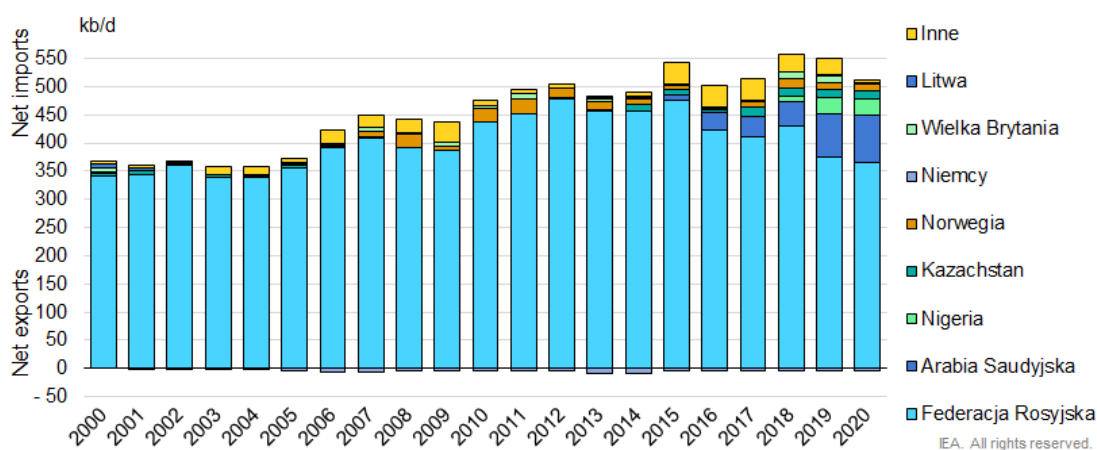
Ropa naftowa odgrywa kluczową i rosnącą rolę w polskim sektorze energetycznym. Ropa naftowa pokrywa większość zapotrzebowania na energię w transporcie (92% w 2020 r.) oraz znaczną część zapotrzebowania na energię w przemyśle (27%). Ze względu na historyczną zależność od krajowego węgla w zakresie ogrzewania budynków (zwłaszcza w sektorze mieszkaniowym), ropa naftowa pokrywa niewielki udział w zapotrzebowaniu na energię w budynkach (4% w 2020 roku). Pandemia Covid-19 spowodowała spadek zapotrzebowania na ropę o 6% w 2020 roku, osiągając pięcioletnie minimum i zatrzymując trend wzrostowy. Od 2010 do 2020 roku udział zapotrzebowania na energię pokrywanego przez ropę wzrósł z 33% do 37%, co było spowodowane silnym wzrostem zapotrzebowania na ropę w transporcie, podczas gdy zapotrzebowanie na ropę we wszystkich innych sektorach spadło.

Polityka energetyczna Polski kładzie wyraźny nacisk na inwestycje w infrastrukturę naftową w celu zapewnienia bezpieczeństwa naftowego i zmniejszenia zależności od importu z Rosji. Polska dąży do zmniejszenia zapotrzebowania na ropę naftową zgodnie z celami transformacji energetycznej i celami klimatycznymi. Kładzie się nacisk na elektryfikację transportu drogowego, który ma największy udział w zapotrzebowaniu na ropę (72% w 2020 r.).

Handel ropą naftową

Większość polskiego handlu ropą naftową stanowi import w celu zaopatrzenia krajowych rafinerii i przemysłu petrochemicznego. Od 2010 do 2020 roku krajowa podaż ropy naftowej w Polsce wzrosła z 547 tysięcy baryłek dziennie (kb/d) do 616 kb/d. Import stanowi większość zużycia ropy naftowej (98% w 2020 roku) i pochodzi głównie z Rosji (Rysunek 10.1). Import ropy naftowej odbywa się za pośrednictwem rurociągu „Przyjaźń” (połączonego z produkcją w Kazachstanie i Rosji) oraz za pośrednictwem żeglugi międzynarodowej w terminalu naftowym Naftoport w Gdańsku. Dzięki znacznej rozbudowie infrastruktury Naftoportu od 2014 roku, w latach 2015-2020 udział importu ropy naftowej dostarczanej drogą morską wzrósł z 35% do 42%, podczas gdy udział importu z Rosji spadł z 89% do 70%. Polska ma niewielkie wydobycie ropy naftowej, które od 2010 do 2020 roku wzrosło z 13,9 kb/d do 18,9 kb/d. Większość krajowej produkcji ropy naftowej jest dostarczana do rafinerii lub magazynów w Polsce. Polska eksportuje również niewielką ilość ropy naftowej do Niemiec (4,0 kb/d w 2020 roku).

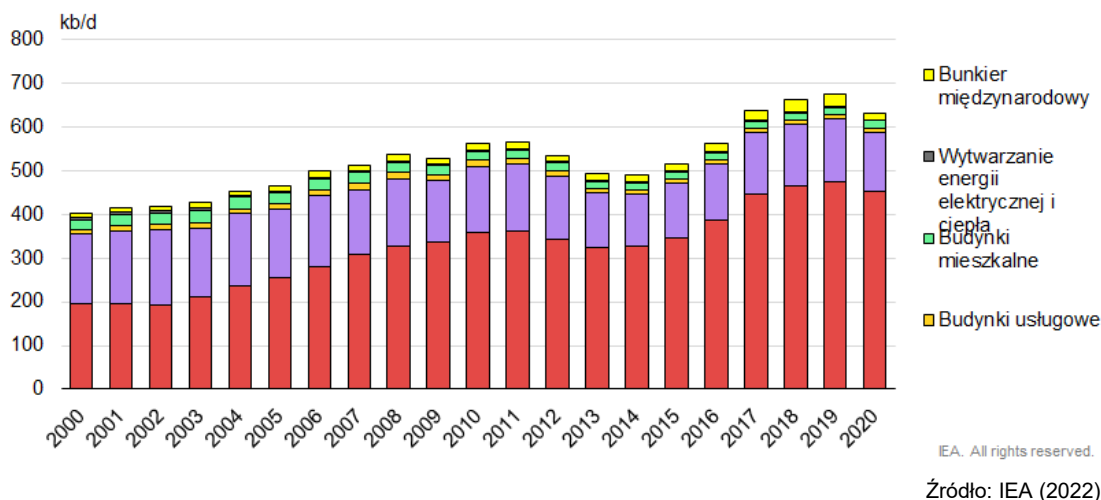
Rysunek 10.1 Ropa naftowa w Polsce, handel według krajów, 2000-2020



Źródło: IEA (2022).

Zapotrzebowanie na produkty naftowe, produkcja i handel

Większość polskiego zapotrzebowania na produkty naftowe pochodzi z sektora transportowego (72% w 2020 r.), głównie z drogowego transportu towarowego (42%) i drogowego transportu pasażerskiego (30%), a następnie z przemysłu (22%), międzynarodowych bunkrów paliwowych (5%), budynków mieszkalnych (3%), budynków sektora usługowego (1%) i wytwarzania energii elektrycznej (mniej niż 1%) (Rysunek 10.2).

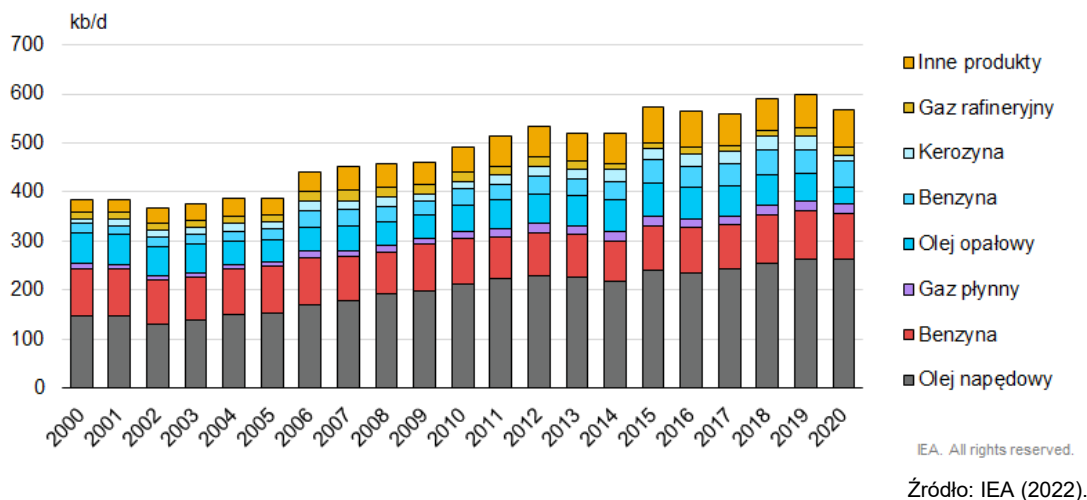
Rysunek 10.2 Zapotrzebowanie na produkty naftowe według sektorów w Polsce, 2000-2020

W latach 2010-2020 zapotrzebowanie na produkty naftowe w Polsce ogólnie wzrosło z 561 kb/d do 631 kb/d, co było spowodowane wyższym zapotrzebowaniem sektora transportowego (357 kb/d do 452 kb/d), podczas gdy zapotrzebowanie we wszystkich innych sektorach spadło: w przemyśle (129 kb/d do 119 kb/d), w budynkach (35 kb/d do 25 kb/d) oraz w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (3,4 kb/d do 2,6 kb/d). Sektor transportowy w Polsce wyróżnia się wysokim udziałem pojazdów zasilanych LPG, które stanowiły 15% floty samochodów osobowych i 74% zapotrzebowania na LPG w 2020 roku.

Znaczny spadek i wzrost zapotrzebowania na produkty naftowe w transporcie w latach 2010-2015 nie odzwierciedla dokładnie rzeczywistego zapotrzebowania na energię w transporcie, lecz był spowodowany sprzedażą na szarym rynku nielegalnie importowanych paliw transportowych, głównie oleju napędowego. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego szacuje, że szara strefa mogła stanowić do 20% całkowitej sprzedaży paliw w latach 2011-2015 (POPiHN, 2015). Działania legislacyjne i wzmożone działania służb kontrolnych podjęte w 2016 roku pomogły znacznie ograniczyć sprzedaż w szarej strefie, co znajduje odzwierciedlenie w znaczącym wzroście popytu obserwowanym w 2016 i 2017 roku.

Pandemia Covid-19 znacząco wpłynęła na zapotrzebowanie na paliwa transportowe. Całkowite zapotrzebowanie na ropę naftową spadło w 2020 roku o 5% w stosunku do roku 2019. Pandemia szczególnie dotknęła popyt na benzynę, który w kwietniu 2020 roku spadł do minimalnego poziomu, aby w czerwcu 2020 roku ponownie osiągnąć poziom popytu z roku 2019. W porównaniu z 2019 r. popyt na benzynę w 2020 r. spadł o 6,1%, a na olej napędowy o 1,8%. W pierwszej połowie 2021 roku zapotrzebowanie na olej napędowy wzrosło o 3% w porównaniu z rokiem 2019.

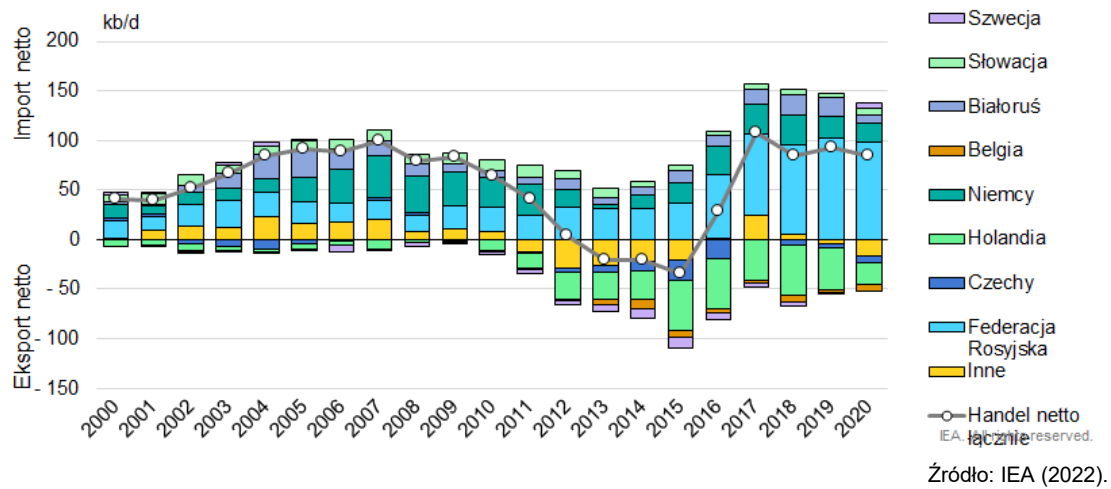
Od 2010 do 2020 roku produkcja produktów naftowych w Polsce wzrosła z 491 kb/d do 568 kb/d, przy czym większość tego wzrostu wynika z większej produkcji oleju napędowego (212 kb/d do 263 kb/d), przy mniejszym wzroście produkcji benzyny, LPG (13 kb/d do 21 kb/d), benzyny (33 kb/d do 52 kb/d) i nafty (Rysunek 10.3).

Rysunek 10.3 Produkcja produktów naftowych według rodzajów w Polsce, 2000-2020

Produkcja krajowa wystarcza do pokrycia większości zapotrzebowania na produkty naftowe i wspiera znaczny poziom eksportu; jednak nadal potrzebny jest import, głównie paliw do transportu drogowego. W 2020 roku import pokrywał 8% zapotrzebowania na benzynę, 28% zapotrzebowania na olej napędowy i 82% zapotrzebowania na LPG. Przez większość ostatnich dwóch dekad Polska była importerem netto produktów naftowych (Rysunek 10.4).

Znacząca zmiana w handlu netto z importu na eksport w latach 2010-2015 wynikała głównie z tego, że polskie rafinerie szukały rynków eksportowych dla paliw transportowych, ponieważ sprzedaż szarej strefy miała tak duży udział w rynku krajowym. Środki podjęte w 2016 roku w celu rozwiązania problemu szarej strefy spowodowały znaczące przesunięcie z powrotem w kierunku importu netto. Od szczytu na poziomie 108 kb/d w 2017 roku, import netto spadł do 85 kb/d w 2020 roku, ale nadal jest na historycznie wysokim poziomie.

Rosja jest głównym źródłem importu produktów naftowych, a zależność od importu rosyjskiego rośnie. W 2020 roku Rosja odpowiadała za 54% całkowitego importu, a następnie Niemcy (17%). W ciągu ostatniej dekady Holandia była głównym odbiorcą polskiego eksportu produktów naftowych.

Rys. 10.4 Handel netto produktami naftowymi w Polsce według krajów, 2000-2020

Infrastruktura

Polska infrastruktura naftowa obejmuje jeden duży port naftowy, dwie duże rafinerie, dwa główne rurociągi ropy naftowej, cztery główne rurociągi produktów naftowych oraz znaczące możliwości magazynowania ropy naftowej i produktów naftowych (Rysunek 10.5).

Rys. 10.5 Infrastruktura naftowa w Polsce, 2020 r.

Mapa ta nie narusza statusu ani suwerenności żadnego terytorium, nie narusza granic międzynarodowych ani nazwy żadnego terytorium, miasta lub obszaru.

Rafinacja

Polska posiada dwie duże rafinerie o łącznej zdolności przerobowej 556 kb/d ropy naftowej w 2020 roku. Największa rafineria (343 kb/d) znajduje się w Płocku w centralnej Polsce i należy do PKN ORLEN. Druga (213 kb/d) znajduje się w Gdańsku w pobliżu Morza Bałtyckiego i jest własnością LOTOSU. W 2019 r. projekt o wartości 600 mln euro zwiększył moce produkcyjne rafinerii w Gdańsku o około 20 kb/d, głównie dla oleju napędowego i paliwa lotniczego. W 2021 roku PKN ORLEN rozpoczął projekt rozbudowy Kompleksu Olefin w Płocku o wartości 2 mld euro, który jest kluczowym projektem w ramach strategicznego Programu Rozwoju Petrochemii i największą inwestycją petrochemiczną w Europie w ciągu ostatnich 20 lat. Zakończenie inwestycji planowane jest na pierwszy kwartał 2024 roku, a rozpoczęcie produkcji na początku 2025 roku. W ostatnich latach zarówno rafineria w Płocku, jak i w Gdańsku niemal w pełni wykorzystywały swoje moce przerobowe. W południowej Polsce znajdują się również

cztery małe rafinerie, wykorzystywane głównie jako magazyny i do produkcji asfaltu. W 2020 roku rafinerie te przerobiły tylko 5,5 kb/d ropy.

Porty

Terminal naftowy Naftoport, zlokalizowany w Gdańsku, jest jedynym dużym portem naftowym w Polsce. Obsługuje import ropy naftowej oraz import i eksport produktów naftowych. W 2020 roku zdolność przeładunkowa portu wynosiła 847 kb/d ropy naftowej i produktów ropopochodnych, a przez port przewieziono około 239 kb/d ropy naftowej i 31 kb/d produktów ropopochodnych. Port może przyjmować bardzo duże tankowce o maksymalnej ładowności 2,3 mln baryłek (mb) i jest połączony rurociągami ze zbiornikami na ropę i produkty naftowe w rafinerii w Gdańsku. PERN jest większościowym właścicielem terminalu naftowego Naftoport; innymi udziałowcami są PKN ORLEN, LOTOS Port Północny, J&S Service and Investment oraz Skarb Państwa. W latach 2016-2020 PERN dokonał znaczących inwestycji w celu zwiększenia zdolności portu do przyjmowania i magazynowania ropy naftowej, w tym 5 mb nowej pojemności zbiorników dla różnych gatunków ropy.

Rurociągi

Polska posiada dwa główne rurociągi do importu i transportu ropy naftowej. Rurociąg Przyjaźń jest głównym źródłem importu ropy naftowej z Kazachstanu i Rosji do Polski i kilku innych krajów UE. Na terenie Polski rurociąg Przyjaźń składa się z odcinka wschodniego (o przepustowości 1 000 kb/d) biegnącego od granicy z Białorusią do rafinerii w Płocku oraz odcinka zachodniego (o przepustowości 540 kb/d) biegnącego od rafinerii w Płocku do rafinerii w Schwedt w Niemczech. Rurociągiem Przyjaźń transportuje się również ropę naftową z polskich złóż lądowych i jest on połączony z kilkoma największymi magazynami ropy naftowej.

Innym ważnym rurociągiem naftowym w Polsce jest Rurociąg Pomorski (o przepustowości 550 kb/d), którym transportowana jest ropa naftowa docierająca do Naftoportu do rafinerii w Płocku. Rurociągiem Pomorskim transportowana jest również ropa naftowa dostarczana rurociągiem Przyjaźń do rafinerii w Gdańsku. Połączenie między tymi dwoma rurociągami znajduje się w pobliżu rafinerii w Płocku. Rozważany jest projekt dodania drugiej nitki do rurociągu pomorskiego, a ostateczna decyzja inwestycyjna ma zapaść w 2022 roku. Jeśli zostanie zrealizowany, zwiększy łączną przepustowość do 1 100 kb/d i umożliwi tłoczenie ropy naftowej w dwóch kierunkach jednocześnie.

Polska sieć rurociągów do przesyłu produktów naftowych składa się z czterech głównych linii łączących rafinerię w Płocku z regionalnymi magazynami. Trzy z tych linii (własność PERN) biegną do Nowej Wsi Wielkiej (46 kb/d), w okolicy Warszawy (21 kb/d) i do Koruszek (80 kb/d) z przedłużeniem do Boronowa (24 kb/d). Czwarty rurociąg (75 kb/d; własność PKN ORLEN) biegnie do magazynów w południowo-zachodniej Polsce. PERN pracuje nad zwiększeniem przepustowości rurociągu biegnącego do Boronowa oraz nad budową nowego rurociągu z Boronowa do Trzebini (30 kb/d). Zakończenie projektu planowane jest na koniec 2022 roku.

Magazynowanie

W 2020 roku Polska miała około 55 mb pojemności magazynowej ropy naftowej i około 33 mb pojemności magazynowej produktów naftowych. Wzdłuż rurociągu Przyjaźń znajdują się dwa magazyny ropy naftowej, jeden w pobliżu wschodniej granicy Polski w Adamowie

(5 mb) i jeden w pobliżu Płocka (9,2 mb). W pobliżu terminalu i rafinerii Naftoportu w Gdańsku znajdują się dwa magazyny ropy naftowej i zbiorniki w rafinerii w Gdańsku o łącznej pojemności 15 mb. Ropa naftowa jest również przechowywana w siedmiu podziemnych kawernach solnych (26,4 mb), które są połączone z zachodnim odcinkiem rurociągu Przyjaźń na terenie należącym do IKS Solino, spółki zależnej PKN ORLEN. Na tym terenie znajduje się również 11,3 mb pojemności magazynowej produktów naftowych w trzech kawernach solnych połączonych rurociągiem z rafinerią w Płocku. Dodatkowe pojemności magazynowe produktów naftowych (13,5 mb) są rozlokowane w całej Polsce w 19 bazach magazynowych należących do PERN. Pięć największych z nich jest połączonych rurociągiem z rafinerią w Płocku. PERN ma w planach dodanie 1,2 mb pojemności magazynowej produktów naftowych w istniejących bazach.

Struktura rynku

Polskie rynki ropy naftowej i produktów naftowych są w pełni zliberalizowane, a ceny ustalane są przez siły rynkowe. Istnieje jednak wysoki poziom koncentracji rynku i ograniczona konkurencja na poziomie hurtowym i detalicznym. Firmy kontrolowane przez państwo posiadają wszystkie krajowe moce produkcyjne i rafineryjne w Polsce oraz odpowiadają za większość dostaw hurtowych produktów naftowych (prawie 75% w 2020 roku).

PKN ORLEN prowadzi działalność w zakresie rafinacji ropy naftowej i sprzedaży produktów naftowych w Polsce, Czechach, Niemczech, krajach bałtyckich i na Ukrainie. Skarb Państwa posiada złotą akcję, która daje mu pełną kontrolę nad PKN ORLEN, który jest właścicielem największej polskiej rafinerii (Płock) i największym hurtowym i detalicznym dostawcą produktów naftowych w Polsce. IKS Solino (spółka zależna PKN ORLEN) jest właścicielem największego pojedynczego magazynu ropy naftowej i produktów naftowych (dziesięć kawern solnych w zachodniej Polsce). LOTOS jest również pionowo zintegrowanym koncernem naftowym zajmującym się produkcją, rafinacją i sprzedażą produktów naftowych w Polsce. Skarb Państwa posiada kontrolny udział w LOTOSIE (53,19% w 2020 roku). LOTOS Petrobaltic jest jedyną polską firmą wydobywającą ropę naftową i gaz ziemny na Morzu Bałtyckim i jest drugim co do wielkości producentem ropy naftowej w Polsce (24% produkcji w 2020 r.). LOTOS posiada drugą co do wielkości rafinerię w Polsce (Gdańsk) i jest drugim co do wielkości dostawcą hurtowym i detalicznym produktów naftowych.

PGNiG jest polskim państwowym (72%) przedsiębiorstwem naftowo-gazowym, prowadzącym działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, importu gazu ziemnego, magazynowania i dystrybucji oraz sprzedaży gazu ziemnego i ropy naftowej. PGNiG jest dominującym producentem ropy naftowej w Polsce (76% produkcji w 2020 roku) i jedyną firmą prowadzącą działalność w zakresie wydobycia na lądzie.

PERN jest spółką w 100% państwową odpowiedzialną za transport ropy naftowej i produktów naftowych w Polsce. Eksploatuje większość infrastruktury rurociągowej do transportu ropy naftowej i produktów naftowych oraz posiada nieco poniżej 50% powierzchni magazynowych ropy naftowej w Polsce i nieco powyżej 50% powierzchni magazynowych produktów naftowych.

W 2018 roku Skarb Państwa podjął decyzję o połączeniu LOTOSU i PKN ORLEN. Fuzja uzyskała zgodę antymonopolową KE pod wieloma warunkami, w tym pod warunkiem, że LOTOS sprzeda znaczące aktywa osobom trzecim (30% rafinerii w Gdańsku, 80% stacji paliw, kilka baz paliw oraz niektóre spółki zależne w dziedzinie infrastruktury i logistyki). Oczekuje się, że fuzja zostanie zakończona do połowy 2022 roku. W 2021 roku Skarb Państwa postanowił przeanalizować utworzenie spółki holdingowej, która również połączy PGNiG z PKN ORLEN. Rząd zamierza sfinalizować ten proces do końca 2022 roku (wymaga to zgody KE i UOKiK). Skarb Państwa planuje posiadać 50% udziałów w holdingu, który kontrolowałby większość łańcuchów wartości ropy i gazu w Polsce.

Rynek ropy naftowej

Dwa polskie przedsiębiorstwa rafineryjne (PKN ORLEN i LOTOS) kupują większość dostaw ropy naftowej w ramach długoterminowych kontraktów z rosyjskim koncernem naftowym Rosneft, przy czym import jest realizowany rurociągiem Przyjaźń i za pośrednictwem Naftoportu. Rosja jest nadal dominującą dostawcą ropy naftowej, ale jej udział w dostawach maleje (z 95% do 70% w latach 2010-2020), a coraz większa część dostaw ropy pochodzi z kontraktów z różnymi światowymi firmami handlowymi (głównie z Arabii Saudyjskiej i Nigerii).

Zmniejszeniu zależności od importu z Rosji sprzyja szereg działań mających na celu dywersyfikację dostaw ropy naftowej, w tym inwestycje w Naftoporcie (np. w celu umożliwienia przeładunku i magazynowania różnych gatunków ropy naftowej). Udział w dostawach ropy naftowej dwóch krajowych producentów (PGNiG i LOTOS Petrobaltic) jest w ostatnich latach stabilny i w 2020 roku wyniósł 4%.

Rynek produktów naftowych

Polski rynek hurtowy produktów naftowych jest silnie skoncentrowany. W 2020 roku PKN ORLEN odpowiadał za 53,3% sprzedaży paliw, a LOTOS za 20,5%. Jediną firmą o znaczącym udziale w rynku jest BP (7,5%). W 2020 roku w Polsce było 9 154 stacji paliw sprzedających przynajmniej jeden rodzaj paliwa (o 250 mniej niż w 2019 roku): 6 436 oferowało olej napędowy, benzynę i LPG; 1 445 oferowało olej napędowy i benzynę; 932 oferowało tylko LPG; a 300 oferowało tylko olej napędowy. Większość stacji (5 705, 62%) jest prowadzona przez małe sieci regionalne i niezależnych dystrybutorów. PKN ORLEN jest największym pojedynczym operatorem stacji detalicznych (1 811, 20%), posiadającym 1 380 stacji własnych i 431 franczyzowych, następnie Shell (375, 4%), BP (363, 4%), LOTOS (324, 3,5%), CircleK (276, 3%), hipermarkety (184, 2%) i Amic (116, 1%). Większość sprzedaży detalicznej LPG przypada na spółki LPG (nie należące do PKN ORLEN lub LOTOS).

Ceny i opodatkowanie

Ceny detaliczne produktów naftowych w Polsce składają się z cen hurtowych, marży dystrybucyjnej, podatku VAT (23%) oraz dodatkowych podatków w zależności od rodzaju paliwa (tabela 10.1). Wpływy z opłaty paliwowej trafiają do Krajowego Funduszu Drogowego (80%) i Funduszu Kolejowego (20%) na budowę i utrzymanie dróg. Opłatę emisyjną (wprowadzoną w 2019 roku) płacą producenci i importerzy paliw, a 95% wpływów trafia do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który współfinansuje różne programy transformacji energetycznej, w tym programy dotyczące pojazdów elektrycznych i paliw alternatywnych. Pozostałe 5% przeznacza się na rozbudowę lokalnych linii autobusowych. Opłata zapasowa jest pobierana od

10. ROPA NAFTOWA

wszystkich produktów naftowych i ropy naftowej i finansuje zakup i utrzymanie agencyjnych zapasów ropy naftowej i paliw, które są wykorzystywane w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa.

Tabela 10.1 Podatki od produktów naftowych w Polsce, 2020 r.

Opodatkowanie produktów naftowych	EUR za	Akcyza	Opłata paliwowa	Opłata emisyjna	Opłata zapasowa (EUR/GJ)*	Razem (EUR/GJ)*
Paliwa transportowe						
- Benzyna (niezależnie od udziału biopaliw)	1 000 L	333	36,3	17,6	0,55	12,11
- Olej napędowy (niezależnie od udziału biopaliw)		252	74,5	17,6	0,55	10,17
- LPG	1 000 kg	142	43,6		0,22	4,25
Paliwa grzewcze						
- Olej napędowy	1 000 L	51			0,55	1,98
- Lekki olej opałowy		51			0,55	1,98
- Ciężki olej opałowy	1 000 kg	14,1			0,55	0,89
LPG	Gigadżul	0,28			0,22	0,48

* Szacowany ekwiwalent na podstawie następujących gęstości energetycznych: benzyna 33,5 MJ/L, olej napędowy 35,8 MJ/L, LPG 46 MJ/kg, CNG 38,5 MJ/kg, LNG 53,5 MJ/kg, lekki olej opałowy 36 MJ/L, ciężki olej opałowy 41 MJ/kg.

Polska przewiduje pewne zwolnienia i ulgi podatkowe dla niektórych zastosowań produktów naftowych. Na olej napędowy wykorzystywany w rolnictwie przysługuje zwrot w wysokości 0,22 euro/L, przy czym górny limit zależy od liczby hektarów gruntów rolnych lub liczby zwierząt. Paliwo wykorzystywane w krajowym i międzynarodowym lotnictwie komercyjnym i żegludze jest zwolnione z podatku. Podatek akcyzowy dla oleju napędowego wykorzystywanego do ogrzewania jest znacznie niższy niż dla oleju napędowego wykorzystywanego w transporcie. LPG używany do ogrzewania jest zwolniony z akcyzy. Opłata zapasowa nie jest pobierana od eksportu ropy naftowej lub produktów naftowych, produktów naftowych wykorzystywanych w rafinacji, bunkrów morskich, produktów naftowych rafinowanych z ropy krajowej lub biopaliw.

W pierwszym kwartale 2021 roku polska cena oleju napędowego do samochodów była ósmą najniższą wśród krajów członkowskich IEA (1,29 dolara/l), przy stawce podatkowej 49%, w porównaniu do średniej IEA wynoszącej 1,38 dolara/l i stawki podatkowej 49%. Polska cena benzyny bezołowiowej premium (95 RON) była piątą najniższą wśród krajów członkowskich IEA, wynoszącą 1,29 dolara/l, przy stawce podatkowej 53%, w porównaniu ze średnią IEA wynoszącą 1,53 dolara/l i stawką podatkową 56%. W przypadku lekkiego oleju opałowego cena w Polsce była ósmą najwyższą wśród krajów członkowskich IEA i wynosiła 0,85 dolara za litr oraz 26% stawkę podatkową, w porównaniu ze średnią IEA wynoszącą 0,91 dolara za litr oraz 33% stawkę podatkową. Na krajowe ceny ropy naftowej i produktów naftowych znaczący wpływ mają wszelkie zmiany kursu złotego w stosunku do dolara amerykańskiego.

Polityka naftowa

Polityka energetyczna Polski koncentruje się na utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i określa szereg działań mających na celu zmniejszenie zapotrzebowania na ropę naftową zgodnie z celami transformacji energetycznej i celami klimatycznymi. Kluczowymi dokumentami określającymi plany Polski w zakresie sektora naftowego są Polityka dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym (przyjęta w 2017 r.) oraz PEP2040, przyjęty w 2021 r. Głównym dokumentem politycznym dla polskiego sektora transportowego jest Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku, przyjęta w 2019 roku.

Polska opracowała liczne narzędzia mające na celu zmniejszenie zapotrzebowania na ropę naftową, zwłaszcza w sektorze transportowym (patrz Rozdziały 4 i 5). Duży nacisk kładzie się na elektryfikację transportu drogowego (pojazdy prywatne, transport publiczny i floty rządowe), co jest wspierane poprzez dotacje do pojazdów elektrycznych, inwestycje w ładowanie pojazdów elektrycznych i inne środki. Wspierane jest również zwiększone wykorzystanie pojazdów napędzanych CNG, LNG i wodorem. Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 r. obejmuje działania mające na celu przeniesienie transportu pasażerskiego i towarowego z dróg na kolej i drogi wodne, elektryfikację transportu drogowego, usprawnienie transportu publicznego, promowanie chodzenia pieszo i jazdy na rowerze, wprowadzenie stref niskoemisyjnych oraz minimalizację negatywnego wpływu transportu lotniczego na środowisko.

W Polsce funkcjonują przepisy obligujące do dodawania do paliw stosowanych w transporcie (benzyn silnikowych i oleju napędowego) biokomponentów, przy czym wymagany udział według zawartości energetycznej jest ustalony na poziomie 8,8% w 2021 roku i wzrasta do 9,1% w 2024 roku. Rząd współpracuje z przemysłem naftowym w celu zbadania możliwości przejścia na produkcję paliw nisko- i bezemisyjnych, w tym zaawansowanych biopaliw, wodoru i paliw syntetycznych.

Polska polityka energetyczna kładzie duży nacisk na zapewnienie bezpieczeństwa naftowego, w szczególności zmniejszenie zależności od importu z Rosji. Polska podjęła lub planuje inwestycje w infrastrukturę portową, rurociągową i magazynową, aby umożliwić zwiększenie udziału ropy naftowej dostarczanej za pośrednictwem żeglugi międzynarodowej do Naftoportu i transportowanej do polskich rafinerii, a także aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw produktów naftowych. PEP2040 określa drugą nitkę rurociągu pomorskiego jako projekt strategiczny i odnotowuje poparcie rządu dla innych niedawno zrealizowanych i planowanych projektów dywersyfikacji dostaw i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw produktów naftowych. PEP2040 zauważa, że rząd analizuje rozszerzenie Systemu Rurociągów Europy Środkowej (CEPS) na Polskę i inne kraje bałtyckie. CEPS jest największą w Europie siecią rurociągów do przesyłu produktów naftowych, obejmującą Belgię, Francję, Niemcy i Holandię. Jest on eksploatowany przez Organizację Traktatu Północnoatlantyckiego (NATO) i służy przede wszystkim do zapewnienia dostaw paliw do baz wojskowych NATO, ale jest też szeroko wykorzystywany do dostaw paliw komercyjnych.

Polska podjęła kroki w celu poprawy prognozowania zapotrzebowania na ropę naftową. Pierwsza prognoza krajowego zapotrzebowania na ropę naftową, produkty naftowe i powierzchnie magazynowe ropy naftowej i produktów naftowych została przygotowana w 2019 roku. Obejmuje ona dziesięć lat i ma być aktualizowana co dwa lata. Celem prognozy jest zapewnienie krajowemu sektorowi naftowemu odpowiedniej podstawy do

podejmowania decyzji inwestycyjnych. W celu wsparcia bezpieczeństwa naftowego i ograniczenia importu ropy naftowej, rząd wspiera poszukiwania krajowych złóż ropy naftowej, aby zastąpić dostawy z wyczerpanych złóż.

Polska podjęła działania mające na celu rozwiązanie problemu szarej strefy w sprzedaży paliw transportowych. W 2016 roku rząd znowelizował proces pobierania podatku VAT od paliw ciekłych w celu zwiększenia przejrzystości i śledzenia sprzedaży, a także wzmocnił kontrolę URE nad rynkami paliw transportowych, w tym uprawnienia do cofania koncesji na obrót paliwami. W 2017 roku rząd ustanowił system monitorowania transportu drogowego i kolejowego towarów wrażliwych (w tym paliw). W 2019 roku wprowadzono dodatkowe zmiany w celu zwiększenia przejrzystości poboru podatku VAT od paliw transportowych.

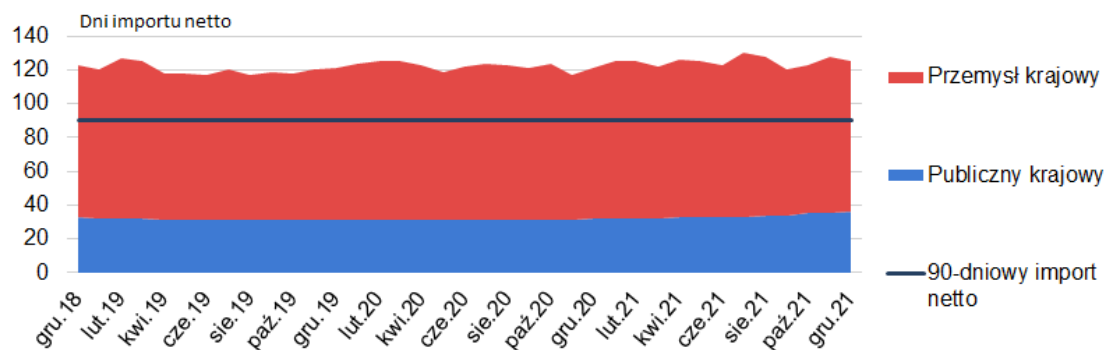
Rząd opracowuje system teleinformatyczny on-line służący do sprawozdawczości sektora paliwowego, integracji danych o rynku paliw (obecnie zbieranych przez kilka instytucji) oraz wymiany informacji między organami nadzorującymi rynek paliw transportowych. Uruchomienie systemu planowane jest na rok 2023 na podstawie danych przekazywanych do URE i Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS) oraz danych z Ministerstwa Klimatu i Środowiska i Ministerstwa Finansów. W kolejnych latach system będzie rozbudowywany o nowe zestawy danych oraz o umożliwienie dostępu do danych innym organom.

Polityka reagowania w sytuacjach kryzysowych

Polska utrzymuje zapasy ropy naftowej i produktów naftowych w celu zapewnienia odpowiednich dostaw w sytuacjach kryzysowych oraz w celu wypełnienia zobowiązań względem IEA i UE w zakresie utrzymywania zapasów. Ustawa o zapasach określa obowiązek utrzymywania zapasów na 90 dni (na podstawie importu netto), który jest podzielony na 57-dniowe zapasy obowiązkowe utrzymywane przez sektor i zapasy agencyjne utrzymywane przez RARS, które muszą pokryć co najmniej różnicę wymaganą do posiadania 90-dniowych zapasów. Fundusz Zapasów Interwencyjnych, finansowany z opłat zapasowych wnoszonych przez przedsiębiorstwa sektora naftowego, wspiera RARS w zakupie i utrzymywaniu zapasów agencyjnych. RARS nie jest właścicielem pojemności magazynowej ropy, ale utrzymuje zapasy agencyjne w magazynach przedsiębiorców. Przedsiębiorstwa sektora naftowego są zobowiązane do utrzymywania zapasów na własny koszt. RARS jest odpowiedzialny za monitorowanie zapasów obowiązkowych. Zapasy służące do reagowania w sytuacjach kryzysowych mogą być zasadniczo mieszane z zapasami komercyjnymi, które służą normalnej działalności sektora.

Polska konsekwentnie utrzymuje zapasy powyżej obowiązku 90-dniowego. Na koniec grudnia 2021 roku Polska posiadała zapasy na 125 dni (Rysunek 10.6). Wszystkie zapasy w Polsce są przechowywane w kraju, głównie przez sektor. W grudniu 2021 roku zapasy obowiązkowe stanowiły 73% całkowitych zapasów, a zapasy agencyjne 27%.

Rysunek 10.6 Zapasy interwencyjne ropy naftowej według rodzaju w Polsce, grudzień 2021 r.



IEA. Wszelkie prawa zastrzeżone.

Źródło: IEA (2021).

Ustawa o zapasach określa mechanizmy reagowania kryzysowego na zakłócenia w dostawach zarówno krajowych, jak i międzynarodowych. W obu przypadkach Minister Klimatu i Środowiska jest odpowiedzialny za ocenę sytuacji i określenie odpowiedniego poziomu reakcji oraz środków, które należy podjąć. Możliwe środki są określone w podręczniku, który wskazuje, że pierwszą reakcją jest uwolnienie zapasów obowiązkowych, następnie uwolnienie zapasów agencyjnych, a w ostateczności środki ograniczające popyt. W celu sprawdzenia możliwości reagowania w sytuacjach kryzysowych Polska przeprowadza ćwiczenia z udziałem zainteresowanych stron, w tym ćwiczenia prowadzone przez Biuro Bezpieczeństwa Narodowego z dedykowanymi scenariuszami zakłóceń w dostawach ropy naftowej.

Rodzaj zapasów uwolnionych w sytuacji kryzysowej oraz zastosowany instrument prawny (decyzja rządu lub rozporządzenie ministra), zależy od charakteru zakłócenia (ropa naftowa lub produkty naftowe; reakcja regionalna, krajowa lub międzynarodowa). Ustawa nie ogranicza stosowania środków ograniczających popyt na ropę, ale wymaga, aby były one wprowadzane rozporządzeniem Rady Ministrów na wniosek Ministra Klimatu i Środowiska oraz aby społeczeństwo było informowane poprzez audycje radiowe i telewizyjne. Departament Ropy i Paliw Transportowych w Ministerstwie Klimatu i Środowiska monitoruje skutki podjętych działań.

Polski system reagowania na sytuacje kryzysowe związane z ropą naftową okazał się skuteczny w rozwiązywaniu poważnych zakłóceń w dostawach. W kwietniu 2019 roku do rurociągu Przyjaźń wpompowano ponad 1 milion ton zanieczyszczonej ropy naftowej przeznaczonej dla rafinerii w Polsce i Niemczech. Wyjątkowo wysokie stężenie chlorków organicznych, które wykryto w ropie, spowodowałoby poważne szkody i zagrożenie bezpieczeństwa w rafineriach. W odpowiedzi PERN wstrzymał cały przesył rurociągiem Przyjaźń, głównym źródłem zaopatrzenia Polski w ropę naftową. Usunięcie skażonej ropy i oczyszczenie uszkodzonych odcinków rurociągu wymagało dużego wysiłku; import rurociągiem Przyjaźń był niemożliwy przez 46 dni.

Polskie rafinerie poradziły sobie z kryzysem dzięki natychmiastowemu uwolnieniu zapasów ropy, zwiększeniu importu ropy przez Naftoport i większemu wykorzystaniu rurociągu Pomorskiego. Zapasy uwolnione w związku z kryzysem wyniosły łącznie 8,1 mb (11% zapasów). W tym okresie dostawy drogą morską przy wsparciu uwolnienia zapasów zapewniły bezpieczeństwo dostaw, bez przerw w dostawach paliw dla konsumentów.

Skażona ropa została zmieszana z ropą dobrej jakości, aby umożliwić jej wykorzystanie, przy czym ostatnia skażona ropa została przetworzona w lipcu 2021 roku.

Ocena

Ropa naftowa odgrywa istotną rolę w systemie energetycznym Polski, pokrywając większość zapotrzebowania na energię w transporcie i około jednej czwartej zapotrzebowania na energię w przemyśle. Popyt na ropę naftową jest w coraz większym stopniu napędzany przez silny wzrost zapotrzebowania na ropę w transporcie drogowym, podczas gdy w innych sektorach zapotrzebowanie na ropę naftową spadło. Polska ma niewielkie krajowe wydobycie ropy naftowej, ale jest uzależniona od importu ropy naftowej, głównie z Rosji.

Polska opracowała narzędzia mające na celu zmniejszenie zapotrzebowania na ropę naftową, zwłaszcza w sektorze transportowym. Obejmują one cele i wsparcie finansowe dla pojazdów elektrycznych i infrastruktury ładowania, a także działania mające na celu zwiększenie wykorzystania pojazdów napędzanych gazem ziemnym. Istnieją również cele dotyczące przesunięcia modalnego z samochodów prywatnych na transport publiczny i mobilność aktywną. Jednakże w PEP2040 szacuje się jedynie niewielkie zmniejszenie zapotrzebowania Polski na ropę naftową, przy czym zapotrzebowanie na ropę naftową osiągnie szczytowy poziom 547 kb/d w 2020 roku, nieznacznie spadnie do 538 kb/d w 2030 roku i pozostanie na tym poziomie do 2040 roku, a zapotrzebowanie na produkty naftowe osiągnie szczytowy poziom 627 kb/d w 2020 roku, nieznacznie spadnie do 624 kb/d w 2030 roku i do 613 kb/d w 2040 roku.

W oddzielnym opracowaniu przygotowanym dla rządu oszacowano, że popyt na benzynę wzrośnie z 93 kb/d do 105 kb/d w latach 2020-2026 i pozostanie na tym poziomie do 2030 roku, natomiast popyt na olej napędowy wzrośnie z 371 kb/d do 408 kb/d w latach 2020-2026 i pozostanie na tym poziomie do 2030 roku. W 2020 roku popyt na ropę spadł o 5% z powodu pandemii Covid-19. Jednak po spadku w kwietniu 2020 roku, popyt na ropę zaczął się szybko odbudowywać i na koniec roku był wyższy niż początkowe szacunki rządowe. W 2021 roku popyt nadal wzrastał.

Polska powinna szybko opracować skuteczną politykę zmniejszania zapotrzebowania na ropę naftową w całej gospodarce. Zachęca się rząd do zbadania skuteczności obecnej polityki i określenia, jakie korekty są potrzebne, aby wspierać trwałe zmniejszenie zapotrzebowania na ropę naftową, zgodne z celami transformacji energetycznej i celami klimatycznymi. Obecne podejście do zwiększenia udziału pojazdów elektrycznych wygląda obiecująco, ale Polska jest na bardzo wczesnym etapie rozwoju ich floty i musi ściśle monitorować skuteczność działań forsujących pojazdy elektryczne. W latach 2012-2020 liczba zarejestrowanych pojazdów elektrycznych wzrosła z zaledwie 66 do prawie 12 500, ale nadal stanowi to zaledwie 0,05% całej floty samochodów osobowych, w porównaniu do średniej unijnej wynoszącej 0,9%. Bardziej agresywne cele dotyczące elektryfikacji flot rządowych i samochodów służbowych mogłyby pomóc w przyspieszeniu rozwoju rynku pojazdów elektrycznych. Polityka dotycząca przesunięcia modalnego jest mniej jasna i brakuje jej kompleksowego podejścia, które uwzględniałoby potrzebę zmian behawioralnych.

Polska realizuje znaczące inwestycje infrastrukturalne w celu zwiększenia bezpieczeństwa naftowego, koncentrując się na dywersyfikacji od zależności od importu

z Rosji. Obejmuje to rozszerzenie możliwości odbioru i magazynowania oraz zdolność do obsługi szerszego zakresu gatunków ropy naftowej w Naftoporcie. Dokonano również inwestycji umożliwiających polskim rafineriom, pierwotnie zaprojektowanym do przetwarzania cięższych gatunków ropy rosyjskiej, przetwarzanie szerszej gamy gatunków ropy. W wyniku tych działań dostawy stały się bardziej zróżnicowane i w latach 2015-2020 udział importu ropy z Rosji spadł z 89% do 70%.

Polska planuje dalsze inwestycje w celu zwiększenia i dywersyfikacji dostaw ropy naftowej, w tym dodanie drugiej nitki do rurociągu Pomorskiego oraz rozbudowę pojemności rurociągów i magazynów ropy naftowej. Chociaż nowe duże projekty inwestycyjne mogą zwiększyć bezpieczeństwo dostaw ropy naftowej, muszą być starannie zaplanowane i dokładnie ocenione, ponieważ niosą ze sobą ryzyko utraty aktywów, biorąc pod uwagę konieczność zmniejszenia zapotrzebowania na ropę naftową zgodnie z celami klimatycznymi. Rząd powinien również rozważyć, w jaki sposób ograniczony kapitał inwestycyjny można skierować na projekty, które wspierają zarówno bezpieczeństwo energetyczne, jak i transformację energetyczną. Na przykład inwestycje w stacje ładowania samochodów elektrycznych pomogłyby zmniejszyć import ropy naftowej i emisje.

Polski rynek ropy naftowej i produktów naftowych jest w pełni zliberalizowany, a ceny są ustalane przez siły rynkowe. Istnieje jednak wysoki poziom koncentracji i ograniczona konkurencja na poziomie hurtowym i detalicznym, a państwo polskie jest właścicielem lub kontroluje firmy, które stanowią prawie cały sektor rafinerijny w Polsce. Dwie firmy zasiedziały (PKN ORLEN i LOTOS) mają dominującą pozycję na rynku. W 2020 roku PKN ORLEN odpowiadał za 53,2% hurtowej sprzedaży paliw, a LOTOS za 20,5%.

Rząd planuje połączenie LOTOSU i PGNiG w PKN ORLEN, aby stworzyć duży, zintegrowany pionowo koncern energetyczny. Połączenie LOTOSU z PKN ORLEN zostało zatwierdzone przez KE, przy czym LOTOS musi sprzedać istotne aktywa osobom trzecim, i ma się zakończyć w połowie 2022 roku. Planowana jest fuzja PGNiG z PKN ORLEN, która wymaga jeszcze zgody KE i polskiego Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Rząd chce zakończyć drugą fuzję do końca 2022 roku, przy czym Skarb Państwa planuje posiadać 50% udziałów w PKN ORLEN po przeprowadzeniu wszystkich połączeń. Powstała w ten sposób spółka kontrolowałaby większość łańcuchów wartości ropy i gazu w Polsce. Chociaż fuzja ta stwarza szanse na zwiększenie efektywności i poprawę pozycji rynkowej PKN ORLEN na poziomie europejskim, to jednak niesie ze sobą również poważne ryzyko dalszego zwiększenia koncentracji rynku i ograniczenia konkurencji. Rząd powinien dokładnie ocenić wpływ fuzji na konkurencję, a szerzej powinien ocenić, jakie środki można podjąć w celu zwiększenia konkurencji na rynku.

Dotychczas najskuteczniejszym środkiem zmniejszającym zapotrzebowanie na produkty naftowe w transporcie drogowym w Polsce był obowiązek dodawania biokomponentów do paliw, który zobowiązuje producentów i importerów paliw do posiadania określonego udziału biopaliw według zawartości energetycznej w całkowitej sprzedaży paliw (8,8% w 2021 r., wzrastający do 9,1% w 2024 r.). W realizacji celów Polska opiera się na biopaliwach pierwszej generacji, przy bardzo niewielkim wykorzystaniu biopaliw zaawansowanych. Przepisy unijne wymagają zwiększenia wykorzystania biopaliw zaawansowanych i nakładają ograniczenia na wykorzystanie biopaliw pierwszej generacji. Biopaliwa pokryły tylko 4% zapotrzebowania transportowego Polski w 2020 roku, co jest jednym z najniższych wyników wśród krajów IEA.

Konieczne są dodatkowe wysiłki, aby biopaliwa mogły odegrać ważną rolę w zmniejszeniu zapotrzebowania na ropę w transporcie. Rząd powinien bardziej agresywnie podchodzić do zwiększenia obowiązkowego udziału biopaliw (ze szczególnym uwzględnieniem biopaliw zaawansowanych) oraz do wprowadzenia detalicznych produktów paliwowych z wyższym udziałem biopaliw. Biopaliwa są opodatkowane według tej samej stawki co kopalne paliwa transportowe, a większość biopaliw jest obecnie droższa niż kopalne paliwa transportowe. Opodatkowanie biopaliw powinno zostać zniesione, ponieważ zmniejszyłoby to wpływ na koszty wyższych mandatów na mieszanie biopaliw i wsparłoby wprowadzenie produktów detalicznych z wyższym udziałem biopaliw. Rząd powinien również kontynuować współpracę z sektorem w celu zwiększenia krajowej produkcji biopaliw, zwłaszcza biopaliw zaawansowanych, aby wspierać rozwój gospodarczy i nadać przemysłowi wyraźną rolę we wspieraniu transformacji energetycznej.

Polski sektor transportowy wyróżnia się wysokim udziałem pojazdów napędzanych LPG. W 2020 roku pojazdy napędzane LPG stanowiły 15% floty samochodów osobowych i 74% zapotrzebowania na LPG. Krajowe rafinerie pokrywają tylko 18% całkowitego zapotrzebowania Polski na LPG, a większość zapotrzebowania pokrywa import z Rosji. LPG jest korzystnie traktowany pod względem podatkowym, dzięki czemu jest tanim paliwem transportowym. Rząd powinien zadbać o to, aby działania wspierające elektryfikację transportu drogowego były również skuteczne w odchodzeniu konsumentów od pojazdów napędzanych LPG.

Polska skutecznie rozwiązała problem sprzedaży paliw w szarej strefie poprzez zdecydowane działania legislacyjne i wzmożone działania służb kontrolnych podejmowane od 2016 do 2019 roku. W 2017 roku odnotowano znacznie wyższe przychody związane ze sprzedażą paliw (VAT, akcyza i inne opłaty). W 2017 roku dwie polskie rafinerie odnotowały również 20% wzrost krajowej sprzedaży paliw, zbliżony do szacowanego udziału sprzedaży w szarej strefie (15-25% rocznie w latach 2010-16). Rząd opracowuje system teleinformatyczny on-line w celu poprawy sprawozdawczości i przejrzystości danych dotyczących paliw. Uruchomienie systemu planowane jest na rok 2023. IEA pochwała sukces Polski w ograniczaniu sprzedaży w szarej strefie i zachęca rząd do zachowania czujności.

Polski system reagowania na sytuacje kryzysowe związane z ropą naftową okazał się skuteczny w rozwiązywaniu poważnych zakłóceń w dostawach. W 2019 r. szybko i skutecznie rozwiązano problem awarii spowodowanej skażoną ropą naftową w rurociągu Przyjaźń, uwalniając zapasy i zwiększając import drogą morską. Polska przeprowadza również ćwiczenia z zakresu reagowania na sytuacje kryzysowe w celu zwiększenia gotowości. Rząd powinien jednak rozważyć, jak zmieniające się rynki ropy naftowej i przejście na niskoemisyjny system energetyczny wpłyną na bezpieczeństwo naftowe i odpowiednio dostosować swoje plany reagowania kryzysowego i ćwiczenia.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Opracować kompleksową politykę w zakresie ropy naftowej i transportu, która wyraźnie wspiera redukcję zapotrzebowania na ropę we wszystkich sektorach zgodnie z celami transformacji energetycznej i celami klimatycznymi.

- Zachęcać do większego wykorzystania biopaliw, zwłaszcza zaawansowanych, w celu zmniejszenia zapotrzebowania na paliwa kopalne oraz współpracować z przemysłem w celu zwiększenia krajowej produkcji biopaliw. Znieść opodatkowanie biopaliw, aby wspierać cel ekologizacji sektora transportowego.
- Ponownie rozważyć potrzebę dużych inwestycji w sektorze naftowym, biorąc pod uwagę ryzyko osiadłych aktywów i potrzebę skierowania ograniczonego kapitału na inwestycje wspierające transformację energetyczną Polski.

Odniesienia

IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2022), Informacje na temat ropy naftowej (baza danych), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/oil-information> (dostęp 9 marca 2022)

IEA (2021), Serwis miesięcznych danych o ropie (baza danych), www.iea.org/statistics

POPiHN (Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego) (2015), Przemysł i handel naftowy, <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2021/05/Raport-za-2014-rok-wersja-angielska.pdf>

11. Energia jądrowa

Podsumowanie

Polska nie ma działającej komercyjnej elektrowni jądrowej. Jednak wprowadzenie energii jądrowej jest kluczowym elementem PEP2040. Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), przyjęty w 2014 roku i zaktualizowany w 2020 roku, określa środki i harmonogram wdrażania energii jądrowej w Polsce oraz zapewnienia bezpiecznej eksploatacji, likwidacji i składowania odpadów. Polska dąży do tego, aby pierwszy reaktor o mocy 1-1,6 GW został uruchomiony do 2033 roku, a sześć reaktorów o łącznej mocy 6-9 GW zostało uruchomionych do 2043 roku. Rząd szacuje, że do 2040 roku udział energii jądrowej w wytwarzaniu energii może wynieść nawet 16%.

Aby osiągnąć swoje cele w zakresie energetyki jądrowej, Polska musi w najbliższych latach zrealizować ważne etapy, takie jak wybór lokalizacji, wybór współinwestora strategicznego i technologii reaktora, a także określenie związanego z tym mechanizmu finansowania i ustaleń umownych. Sektor prywatny wyraził swoje zainteresowanie małymi reaktorami modułowymi, które mogłyby uzupełnić rządową strategię dekarbonizacji sektorów trudnych do wyeliminowania w dłuższej perspektywie czasowej.

Polityka w zakresie energii jądrowej

Chociaż Polska nie posiada żadnego działającego komercyjnego reaktora jądrowego, kolejne polskie rządy rozważały energetykę jądrową. W latach 80. Polska zainicjowała budowę bloków jądrowych, ale po decyzji rady ministrów w 1990 r. zrezygnowała z tych projektów. Od 1974 roku Narodowe Centrum Badań Jądrowych eksploatuje wielozadaniowy reaktor badawczy Maria. Organizacja ta prowadziła również przez ponad 35 lat reaktor badawczy Ewa, który został zlikwidowany w 1995 roku. Dzięki temu Polska rozwinęła krajowy potencjał w zakresie planowania, regulacji i eksploatacji obiektów jądrowych, jak również w zakresie gospodarki odpadami radioaktywnymi. Plany włączenia energii jądrowej do polskiego koszyka energetycznego zostały zrewidowane w 2009 roku w ramach Strategii Energetycznej 2030 i włączone do PEP2040. W PEP2040 budowa nowych elektrowni jądrowych jest głównym aspektem polskich planów redukcji produkcji energii elektrycznej z węgla i dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej.

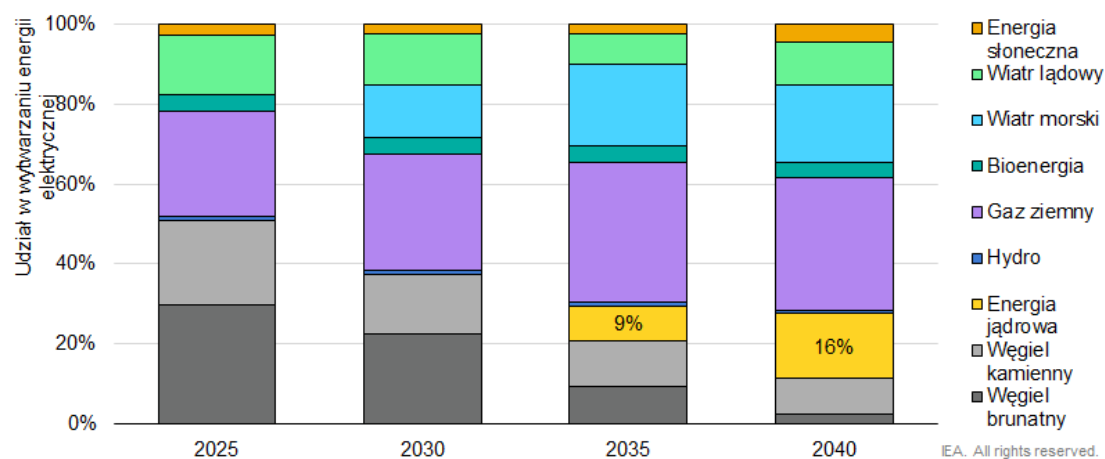
Rola energii jądrowej po 2030 r.

Dla polskiego rządu bezpieczeństwo energetyczne jest kluczowym priorytetem. Strategia dekarbonizacji określona w PEP2040 zakłada zatem rozwój zdyswersyfikowanego miksu energetycznego, w którym gaz, morska energia wiatrowa i

11. ENERGIA JĄDROWA

energia jądrowa zapewnią prawie 70% produkcji energii elektrycznej do 2040 roku. Oczekuje się, że do 2030 roku zostanie uruchomione około 8-11 GW morskiej energii wiatrowej, a następnie 6-9 GW energii jądrowej do 2040 roku. W ujęciu skumulowanym te dwie technologie pochłoną 70% wszystkich planowanych inwestycji publicznych w niskoemisyjne źródła energii w Polsce w ciągu najbliższych 20 lat, po około 30 mld dolarów każda. Dywersyfikacja źródeł energii elektrycznej pozwoli Polsce na wykorzystanie komplementarnych korzyści każdej z technologii w celu stopniowego odchodzenia od wytwarzania energii z węgla przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw (Rysunek 11.1).

Rysunek 11.1 Przewidywany udział energetyki jądrowej w Polsce, 2025-2040



Źródło: Polska, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021.

Rozwój morskiej energii wiatrowej, lądowej energii wiatrowej i fotowoltaiki zmniejszy udział produkcji energii z węgla. Gaz ziemny ma stać się głównym źródłem elastyczności w systemie, aby wspierać wzrost zmiennej generacji ze źródeł odnawialnych. Pewne redukcje emisji CO₂ zostaną osiągnięte również dzięki zmianie paliwa z węgla na gaz. Oczekuje się, że po 2030 roku energetyka jądrowa będzie odgrywać coraz większą rolę, a w 2040 roku będzie stanowić 16% produkcji energii elektrycznej. Ilość niskoemisyjnej i stabilnej energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych będzie dalej zmniejszać udział produkcji węglowej, przyczyniając się jednocześnie do stabilności systemu elektroenergetycznego. W rezultacie udział węgla w produkcji energii elektrycznej powinien zmniejszyć się do 11% do roku 2040, z 68,5% w roku 2020. W rezultacie całkowita emisja dwutlenku węgla w sektorze energetycznym mogłaby spaść w tym samym okresie o ponad 65%.

Polski rząd wyraził obawy dotyczące detalicznych cen energii elektrycznej i ubóstwa energetycznego. Analiza kosztów całkowitych przedstawiona w PEP2040 i rozwinięta w PPEJ pokazuje, jak nowe obiekty jądrowe mogą obniżyć koszty całkowite systemu elektroenergetycznego, utrzymując w ryzach zmienne koszty integracji źródeł odnawialnych, dzięki dostępności energii dyspozycyjnej na żądanie. Duże obiekty jądrowe pasują również do istniejącej infrastruktury polskiej sieci elektroenergetycznej, zbudowanej wokół elektrowni o mocy GW, co zmniejsza potrzeby w zakresie wzmocnienia sieci. Ponadto, po wybudowaniu reaktory jądrowe mają niskie i przewidywalne koszty operacyjne, co w dłuższej perspektywie może mieć pozytywny wpływ na rachunki gospodarstw domowych za energię elektryczną. Wysokie koszty finansowania nowych

obiektów jądrowych, jeśli nie są odpowiednio zarządzane, mogą zmniejszyć te korzyści. Wraz z rozwojem energetyki jądrowej polski rząd oczekuje również zmniejszenia zanieczyszczenia powietrza i pobudzenia lokalnych gospodarek w celu zapewnienia sprawiedliwej transformacji, zwłaszcza w regionach silnie uzależnionych od działalności węglowej.

Węgiel dominuje również w Polsce w ogrzewaniu mieszkań i zastosowaniach przemysłowych. Jako źródło niskoemisyjnego ciepła, energia jądrowa mogłaby potencjalnie odegrać rolę w dekarbonizacji tych sektorów, jak również w produkcji niskoemisyjnego wodoru.

Główne instytucje

Za politykę i strategię w zakresie energetyki jądrowej w Polsce odpowiada Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Poprzez Departament Energii Jądrowej - pełniący rolę Organizacji Wdrażającej Program Energii Jądrowej - ministerstwo ocenia i rozwija niezbędną infrastrukturę oraz środki prawne i organizacyjne dla realizacji PPEJ. Działania te są prowadzone w koordynacji z innymi zainteresowanymi stronami, w tym innymi agencjami rządowymi (np. Urzędem ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej) i organizacjami wsparcia technicznego (np. Narodowym Centrum Badań Jądrowych). Od kwietnia 2021 roku rząd jest pełnym właścicielem Polskich Elektrowni Jądrowych (PEJ), spółki projektowej odpowiedzialnej za program jądrowy. Celem ministerstwa jest również zapewnienie prawidłowych ram prawnych dla bezpiecznej i efektywnej eksploatacji obiektów energetyki jądrowej oraz długoterminowej gospodarki odpadami radioaktywnymi.

Państwowa Agencja Atomistyki (PAA) jest niezależną agencją odpowiedzialną za nadzór i regulację obiektów jądrowych w Polsce. Należą do nich reaktory badawcze Maria i Ewa, z których ten ostatni jest wyłączony z eksploatacji. PAA nadzoruje również działalność związaną ze źródłami promieniotwórczymi, wydaje zezwolenia i podejmuje decyzje związane z bezpieczeństwem jądrowym i ochroną radiologiczną. W odniesieniu do PPEJ polski organ bezpieczeństwa formułuje niezbędne wymagania w zakresie bezpieczeństwa i ochrony radiologicznej oraz sprawdza zgodność z tymi normami na wszystkich etapach cyklu życia obiektów jądrowych, począwszy od oceny środowiskowej i lokalizacyjnej, poprzez projektowanie, budowę, rozruch, eksploatację i likwidację.

Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZUOP) jest przedsiębiorstwem państwowym odpowiedzialnym za odbiór odpadów radioaktywnych od producentów i ich bezpieczne zagospodarowanie. Odpady pochodzą z badawczych reaktorów jądrowych oraz z innych sektorów, takich jak radioizotopy w medycynie. W przyszłości ZUOP będzie również zarządzał odpadami radioaktywnymi pochodzącymi z eksploatacji komercyjnych elektrowni jądrowych.

Ostatnie postępy w programie budowy nowych obiektów jądrowych

Od momentu potwierdzenia potencjału energii jądrowej w Polsce w 2009 r. jednym z głównych osiągnięć było określenie i przyjęcie PPEJ. Ten strategiczny dokument wyznacza ramy polityki jądrowej w Polsce i zawiera jasne uzasadnienie, a także cele, zadania i etapy realizacji energetyki jądrowej w kraju. Program został wstępnie zatwierdzony przez Radę Ministrów i opublikowany w 2014 roku, po szerokich

11. ENERGIA JĄDROWA

konsultacjach społecznych i transgranicznych z krajami sąsiednimi. W październiku 2020 roku zatwierdzono zmienioną wersję PPEJ, która uwzględnia nową strategię PEP2040 i ostatnie wydarzenia w dziedzinie energii jądrowej.

Obecnie PPEJ ma na celu uruchomienie sześciu bloków jądrowych o łącznej mocy 6-9 GW, przy czym pierwszy blok (1-1,6 GW) zostanie uruchomiony do 2033 roku, a pozostałe bloki będą uruchamiane co dwa-trzy lata do 2043 roku. Program przewiduje budowę dwóch elektrowni jądrowych, każda z trzema blokami, które zostaną uruchomione w latach 2033-2037 (EJ1) i 2039-43 (EJ2). Szczegółowy harmonogram znajduje się w tabeli 11.1. Oczekuje się, że ważne decyzje, takie jak wybór lokalizacji oraz wybór współinwestora i technologii reaktora, zostaną podjęte w 2022 roku, a budowa pierwszego bloku rozpocznie się w 2026 roku.

Tabela 11.1 Harmonogram realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

Rok	Kamień milowy
2022	Wybór technologii dla EJ1 i EJ2
2022	Uzyskanie decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej dla EJ1
2022	Podpisanie umowy z dostawcą technologii i wykonawcą EPC
2026	Uzyskanie pozwolenia na budowę i rozpoczęcie budowy EJ1
2032	Uzyskanie pozwolenia na budowę i rozpoczęcie budowy EJ2
2033	Wydanie pozwolenia na eksploatację przez Państwową Agencję Atomistyki i uruchomienie pierwszego reaktora EJ1
2033-43 (co 2 lata)	Wydanie zezwolenia na eksploatację i uruchomienie kolejnych dwóch reaktorów w EJ1 oraz trzech reaktorów w EJ2

Według PPEJ, na przestrzeni lat rząd rozważał ponad 27 lokalizacji dla budowy nowych reaktorów jądrowych. Ostateczny wybór będzie wynikiem analizy wielokryteriowej, uwzględniającej czynniki środowiskowe, technologiczne, ekonomiczne i społeczne. Najlepsze możliwe lokalizacje znajdują się na wybrzeżu i przy istniejących dużych elektrowniach węglowych. Od 2021 roku preferowane są lokalizacje nadmorskie Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec, a związane z nimi oceny oddziaływania na środowisko oraz monitoring sejsmiczny są już prowadzone (WNN, 2017).

PPEJ wyznacza również priorytetowe zadania dla rządu, w tym rozwój zasobów ludzkich i konkretnej infrastruktury (np. transport drogowy i kolejowy oraz modernizacja systemu energetycznego), wspieranie krajowego przemysłu, wzmocnienie zdolności regulacyjnych i budowanie strategii komunikacyjnej. Równolegle rząd polski pracuje nad udoskonaleniem przepisów prawnych niezbędnych do podjęcia inwestycji jądrowych w kraju. Celem jest ułatwienie i przyspieszenie rozwoju projektów jądrowych poprzez usprawnienie procesu wydawania licencji i pozwoleń dla każdego etapu rozwoju. Wśród innych środków, polski rząd bada możliwość prowadzenia równoległych postępowań administracyjnych oraz wprowadzenia instrumentów prawnych ułatwiających wymianę danych pomiędzy zainteresowanymi stronami.

Wzajemne oceny Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA) potwierdzają, że Polska poczyniła znaczne postępy w przygotowaniu infrastruktury fizycznej i regulacyjnej do wydawania zezwoleń, budowy i eksploatacji nowych reaktorów jądrowych. Zintegrowany przegląd infrastruktury jądrowej przeprowadzony przez IAEA w 2016 r. potwierdza, że Polska skutecznie zastosowała się do zaleceń poprzedniego przeglądu przeprowadzonego trzy lata wcześniej (IAEA, 2016a). Oczekuje się, że w pierwszej połowie 2023 r. odbędzie się nowe spotkanie w ramach Zintegrowanego Przeglądu Infrastruktury Jądrowej, aby ocenić zdolność polskich władz do negocjowania umów i przejścia do fazy budowy. W latach 2016-2017 przeprowadzono dodatkowe przeglądy IAEA w celu oceny polskich przepisów dotyczących energetyki jądrowej (Zintegrowany Przegląd Regulacyjny) oraz ochrony fizycznej istniejącej infrastruktury (Międzynarodowy Serwis Doradczy ds. Ochrony Fizycznej), wszystkie z pozytywnym wynikiem (IAEA, 2016b). Kolejne przeglądy kontrolne w tych dziedzinach planowane są na lata 2023-24. PAA zwiększyła również swój zasięg międzynarodowy, podpisując w 2017 r. umowy dwustronne z Finlandią i Węgrami. Polski regulator podpisał 19 umów dwustronnych z wiodącymi organami dozoru jądrowego na świecie w celu współpracy i wymiany informacji w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej.

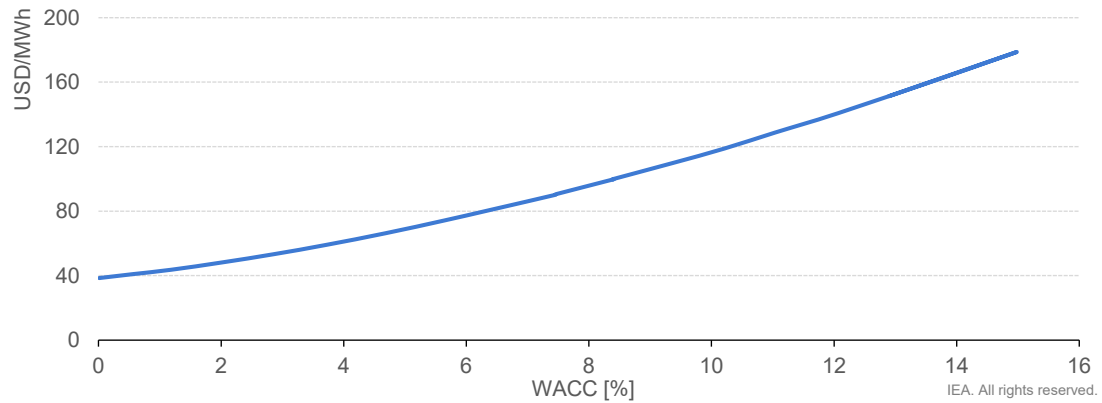
Polski rząd aktywnie pracuje nad stworzeniem warunków politycznych i przemysłowych niezbędnych do sukcesu PPEJ. Dwa kluczowe i krótkoterminowe priorytety to zapewnienie wykonalności ekonomicznej (poprzez zdefiniowanie solidnego modelu finansowego) oraz zabezpieczenie rosnącego zapotrzebowania na pracowników. Jednocześnie rozwój energetyki jądrowej nie jest możliwy bez długoterminowej stabilności politycznej i akceptacji społecznej. Energetyka jądrowa cieszyła się w przeszłości wysokim poziomem akceptacji społecznej i wsparcia ze strony głównych partii politycznych w Polsce. Niemniej jednak budowanie i utrzymywanie konsensusu politycznego w miarę postępu prac nad PPEJ pozostaje jednym z najważniejszych zadań dla polskiego rządu i oczekuje się, że wysiłki w tym zakresie będą w najbliższych latach coraz intensywniejsze.

Model finansowania PPEJ

Stworzenie solidnych i przewidywalnych ram rynkowych i finansowych jest kluczowym czynnikiem zwiększającym konkurencyjność nowych projektów jądrowych. Takie rozwiązania mają bezpośredni wpływ na koszt kapitału, który w dużym stopniu wpływa na koszty wytwarzania kapitałochłonnych projektów, a tym samym decyduje o ostatecznej cenie płaconej przez konsumentów. W Polsce przesunięcie kosztu kapitału z 9% do 5% doprowadziłoby do obniżenia kosztów wytwarzania o 40% i pomogłoby w realizacji projektów jądrowych poniżej 80 dolarów/MWh (Rysunek 11.2). Nie ma uniwersalnego rozwiązania dla finansowania projektów jądrowych, ale rządy mają wyjątkową możliwość wpływania na ryzyko i dysponują sprawdzonymi mechanizmami zapewniającymi dostęp do taniego kapitału dla projektów jądrowych.

11. ENERGIA JĄDROWA

Rysunek 11.2 Całkowity zrównoważony koszt energii elektrycznej w energetyce jądrowej w Polsce jako funkcja kosztu kapitału



Uwaga: WAAC = średni ważony koszt kapitału.

Źródło: Polska, Ministerstwo Klimatu, 2020.

Polska pracuje nad swoim modelem finansowym dla nowych reaktorów od czasu opublikowania pierwszej wersji PPEJ w 2014 roku. Model ten opiera się na trzech głównych komponentach: 1) własności projektu; 2) wyboru wspólninvestora; oraz 3) mechanizmu finansowego, w tym szczególnych regulacji rynkowych. Wykorzystując te trzy elementy, polski rząd spodziewa się odpowiednio rozdzielić i złagodzić ryzyko polityczne, budowlane i rynkowe oraz znaleźć właściwy kompromis między rentownością projektu a interesem konsumentów.

Jeśli chodzi o własność, polski model finansowania jest dość zaawansowany. Wybrane podejście polega na utworzeniu spółki celowej (SPV) dzielonej z inwestorem zastępczym, który będzie posiadał do 49% udziałów w spółce projektowej. Rząd polski będzie posiadał pozostałe udziały, zachowując w ten sposób kontrolę nad procesem decyzyjnym i wyborami inwestycyjnymi. Będąc głównym udziałowcem, rząd spodziewa się również znacznego zmniejszenia ryzyka politycznego. Spółka celowa PGE EJ 1 została utworzona w 2010 roku, a jedynym właścicielem jest państwowe przedsiębiorstwo energetyczne PGE. W 2014 roku PGE sprzedała 30% swoich udziałów dwóm innym polskim przedsiębiorstwom użyteczności publicznej (Enea i TAURON) oraz spółce wydobywczej miedzi - KGHM Polska Miedź, która zgodziła się na równy udział w przejęciu. W kwietniu 2021 roku Skarb Państwa zawarł umowę z konsorcjum na przejęcie pełnej kontroli nad PGE EJ 1, za łączną kwotę 125 mln dolarów. Jest to ważny krok przed wyborem wspólninvestora. Rząd planuje zainwestować w PGE EJ 1 do 20 mld dolarów w ciągu 20 lat.

Wybór wspólninvestora to kolejny kamień milowy w rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Wspólninvestorem może być kraj, który chce stworzyć długoterminowe partnerstwo strategiczne i ma silne powiązania z dostawcą technologii. Oferta powinna obejmować projekt reaktora, propozycję finansową objęcia do 49% udziałów w spółce projektowej oraz uzgodnienia dotyczące inżynierii, zaopatrzenia i budowy sześciu bloków jądrowych. Dzięki takiemu zintegrowanemu podejściu do zawierania umów i wyborowi doświadczonego partnera rząd oczekuje, że ryzyko związane z budową zostanie ograniczone do minimum. Może to również zwiększyć wiarygodność projektu i pomóc w pozyskaniu finansowania z innych instytucji krajowych i międzynarodowych. W 2021 roku Polska prowadziła rozmowy z trzema głównymi dostawcami technologii: Westinghouse (Stany Zjednoczone), EDF (Francja) i KHNP (Korea). W marcu 2021 roku Polska ratyfikowała międzyrządową umowę o współpracy jądrowej ze Stanami Zjednoczonymi, na mocy której Westinghouse i Bechtel w ciągu 18 miesięcy złożą swoje oferty na budowę elektrowni. Również EDF złożył w październiku 2021 roku wstępną, niewiązącą ofertę. KHNP powołała grupę ekspertów, która ma przygotować ofertę na budowę nowych obiektów jądrowych do pierwszego kwartału 2022 roku (Kraev, 2021).

Ponadto PPEJ określa różne warunki, które powinny przyczynić się do dalszego obniżenia ryzyka i kosztów budowy, ponieważ powstaje więcej bloków. Po pierwsze, Polska będzie bazować na dojrzałej konstrukcji reaktora wodnego ciśnieniowego o skali GW. Reaktory wodne ciśnieniowe stanowią ponad 80% reaktorów budowanych na świecie. Wszyscy trzej potencjalni wspólninvestorzy mają niedawne doświadczenie w budowie własnej konstrukcji reaktora wodnego ciśnieniowego i skorzystają z wyciągniętych wniosków oraz ustalonych możliwości przemysłowych. Wybór tej technologii mógłby również ułatwić polskiemu przemysłowi przyszłe możliwości eksportowe. Po drugie, Polska zdecydowała się na zastosowanie w swoim programie jądrowym tylko jednej konstrukcji reaktora, aby wzmocnić efekty serii i wielu jednostek oraz umożliwić przyjęcie strategii standaryzacji. Na przykład w projekcie Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich udało się obniżyć

koszty budowy czwartego bloku aż o 60% dzięki efektowi wielu jednostek w tym samym miejscu.

Wreszcie rozważane są różne systemy wsparcia i finansowania, aby jeszcze bardziej ograniczyć ryzyko rynkowe i budowlane. Na przykład PPEJ wymienia jako potencjalne opcje długoterminowe umowy zakupu, umowę za różnicę, regulowaną bazę aktywów i model Finish Mankala. W 2015 roku rząd wstępnie ocenił mechanizm umowy o dzieło i doszedł do wniosku, że może on spowodować niedopuszczalne koszty dla konsumentów.

Edukacja, szkolenia i potencjał ludzki

Polska oferuje studentom możliwość podjęcia studiów wyższych i kariery naukowej w zakresie energetyki jądrowej w takich dziedzinach jak fizyka jądrowa, inżynieria, ochrona radiologiczna i medycyna jądrowa. Aktualne programy są dostępne na najlepszych uczelniach w całym kraju (np. Politechnika Warszawska i Akademia Górniczo-Hutnicza we Wrocławiu) we współpracy z krajowymi ośrodkami badań jądrowych i kluczowymi międzynarodowymi podmiotami przemysłowymi. Szkolenia w zakresie instalacji jądrowych są częścią istniejących programów, realizowanych w krajowych ośrodkach badawczych (np. reaktor badawczy Maria) lub za granicą. Rząd dokonuje okresowego przeglądu programów szkoleniowych w zakresie energetyki jądrowej, aby zapewnić, że ich treść jest dostosowana do potrzeb kadrowych określonych w PPEJ.

Na poziomie regulacyjnym realizacja programu jądrowego będzie wymagała również wzmocnienia kompetencji regulacyjnych i związanych z nimi zasobów ludzkich. PPEJ zawiera konkretne postanowienia dotyczące wzmocnienia zdolności PAA, w szczególności w zakresie nadzoru i inspekcji obiektów jądrowych. Do 2023 roku PAA powinna zatrudniać 110 specjalistów zajmujących się wydawaniem licencji i nadzorem nad elektrowniami jądrowymi. Stanowi to prawie czterokrotny wzrost w stosunku do obecnego poziomu zatrudnienia. W 2015 roku ustanowiono również program szkoleń w miejscu pracy. PAA wykorzystuje różne umowy dwustronne do szkolenia specjalistów poprzez przeprowadzanie rzeczywistych inspekcji i analiz bezpieczeństwa w reaktorach działających i/lub budowanych na całym świecie.

Lokalny przemysł wykazał również duże zainteresowanie udziałem w budowie projektów jądrowych. Polski przemysł jest już zaangażowany w 80% nowych projektów budowlanych na poziomie europejskim. PPEJ wyznacza ambitne plany lokalizacji, przy czym oczekuje się, że podczas budowy pierwszego bloku polski przemysł przejmie co najmniej 40% wartości projektów jądrowych (głównie prace budowlane i elementy balansu elektrowni). Niektórzy z potencjalnych współinwestorów proponują w swoich ofertach plany współpracy z lokalnym przemysłem w celu maksymalizacji ich udziału w przyszłych projektach jądrowych. Rząd pracuje również nad aktualizacją programu rozwoju zasobów ludzkich w sektorze jądrowym, aby skoordynować potrzeby kadrowe wszystkich stron uczestniczących w PPEJ, a także przewidzieć przyszłe potrzeby kwalifikacyjne łańcucha dostaw.

Gospodarka odpadami radioaktywnymi

Polska strategia gospodarowania odpadami radioaktywnymi jest ujęta w Krajowym planie postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym. Dokument ten obejmuje cele, główne zadania, rozwój infrastruktury, działalność

badawczą, inwentaryzację i ustalenia finansowe niezbędne do bezpiecznego zarządzania i usuwania wszystkich rodzajów odpadów radioaktywnych. Pierwsza wersja planu została zatwierdzona przez Radę Ministrów w 2015 roku, a w 2020 roku zostanie zaktualizowana, aby była zgodna z PPEJ. Zgodnie z ustawą o prawie atomowym, plan ten należy poddawać przeglądowi co cztery lata.

Eksploatacja komercyjnych reaktorów jądrowych znacznie zwiększy potrzeby w zakresie gospodarki odpadami. W perspektywie krótko- i średnioterminowej odpady wysokoaktywne w postaci zużytego paliwa jądrowego nie powinny budzić obaw, ponieważ baseny przy reaktorach zostały zaprojektowane do bezpiecznego chłodzenia i przechowywania kilkudziesięcioletniej produkcji zużytego paliwa. Z drugiej strony, duże ilości powstających odpadów nisko- i średnioaktywnych będą wymagały nowych, specjalnych instalacji do ich przechowywania. ZUOP od ponad 60 lat prowadzi Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych w Różanie. W najbliższej dekadzie obiekt ten osiągnie pełną pojemność. Rząd pracuje nad określeniem potencjalnych lokalizacji dla nowego składowiska pośrednich odpadów promieniotwórczych, zgodnie z planem gospodarki odpadami. Plan ten nie wskazuje jednak żadnego konkretnego harmonogramu uruchomienia takiego obiektu.

W przypadku długoterminowego zarządzania wysokoaktywnymi odpadami promieniotwórczymi plan krajowy wskazuje, że obiekt głębokiego składowania geologicznego (DGR) powinien rozpocząć działalność przed likwidacją pierwszego bloku. W latach 1980-1990 przeprowadzono pewne wstępne badania DGR i zgromadzono bazę wiedzy na temat warunków geologicznych i potencjalnych konfiguracji przyszłego obiektu DGR w Polsce. Przed rozpoczęciem budowy DGR przez około 15 lat będzie działało specjalne podziemne laboratorium badawcze w celu sprawdzenia przydatności warunków geologicznych terenu. Rząd nie podał wiążącego terminu oddania DGR do użytku.

Specjalna ustawa uzupełniająca Prawo Atomowe przewiduje mechanizmy finansowania działań związanych z likwidacją i długoterminowym zarządzaniem odpadami radioaktywnymi. Składa się on ze specjalnego funduszu celowego, finansowanego z opłaty pobieranej od każdej MWh energii elektrycznej sprzedanej przez operatora jądrowego. Fundusz jest tworzony przez podmiot posiadający zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej. Obecnie opłata ta jest ustalona na poziomie 4,3 dolara/MWh, ale może podlegać zmianom w oparciu o najnowsze dostępne informacje o kosztach działalności zaplecza energetyki jądrowej.

Małe reaktory modułowe i inne zaawansowane technologie jądrowe

Polski sektor prywatny z coraz większym zainteresowaniem przygląda się małym reaktorom jądrowym (SMR). Kilka firm z branży chemicznej, petrochemicznej i górniczej podpisało umowy o współpracy z niektórymi dostawcami, aby ocenić, w jaki sposób SMR mogłyby pomóc w dekarbonizacji ich potrzeb energetycznych w dłuższej perspektywie. Najbardziej zaawansowane są rozmowy z sektorem chemicznym, gdzie już teraz analizowane są potencjalne umowy inwestycyjne (Dalton, 2021).

Jeśli chodzi o zaawansowane reaktory, Polska pracuje nad badaniami i rozwojem krajowej technologii reaktorów wysokotemperaturowych (HTR). Technologia ta może wytwarzać ciepło w temperaturze od 550°C do 750°C, a docelowo, dzięki postępowi technicznemu w

zakresie zaawansowanych materiałów, może osiągnąć 1 000°C. Niektóre reaktory HTR były już w przeszłości eksploatowane w Niemczech i Stanach Zjednoczonych, a Chiny niedawno oddały do użytku urządzenie o mocy 250 megawatów elektrycznych (MWe): HTR-PM. Głównym celem polskich starań jest opracowanie technologii zdolnej do dekarbonizacji długoterminowych potrzeb grzewczych dla sektorów przemysłowych, obejmujących również obszary mieszkalne. Obecnie sektory te opierają się przede wszystkim na paliwach kopalnych, przy czym na przykład węgiel pokrywa do 70% zapotrzebowania na energię do ogrzewania miejskiego. Ponadto 13 największych zakładów chemicznych w Polsce potrzebuje około 6,5 GW ciepła w temperaturze 400-550°C, czyli w zakresie temperatur, które można osiągnąć dzięki HTR. W 2016 r. komisja powołana przez rząd opracowała ogólne ramy dla wdrożenia HTR w Polsce. Wyniki zostały opublikowane i zaakceptowane przez rząd w 2018 roku. Kolejne kroki obejmują zaprojektowanie i budowę projektu pilotażowego, który dostarczy 200-350 MW ciepła do zakładu przemysłowego, wstępnie do 2030 roku, w zależności od dostępności środków finansowych.

Polski rząd z zadowoleniem przyjmuje zainteresowanie sektora prywatnego reaktorami SMR, co jest postrzegane jako uzupełnienie planów państwa w zakresie rozmieszczenia dużych reaktorów. Dekarbonizacja i elektryfikacja polskiego sektora energetycznego zapewnia wystarczające zapotrzebowanie na obie technologie jądrowe. Duże reaktory są priorytetem ze względu na ich większą dojrzałość i efektywność ekonomiczną w celu zastąpienia dużych ilości energii elektrycznej wytwarzanej z węgla. Po 2030 r. Polska będzie musiała wycofać z eksploatacji znaczną część mocy węglowych służących ogrzewaniu miejskiemu i zastosowaniom przemysłowym. Możliwość doposażenia istniejących obiektów węglowych w reaktory SMR - zwłaszcza tych jednostek, które nie działają jeszcze 20 lat lub zostały niedawno zmodernizowane - również zmniejsza ryzyko powstania aktywów osieroconych.

Ocena

Oczekuje się, że do 2040 roku energia jądrowa będzie jednym z kluczowych filarów polskiego systemu energetycznego, obok odnawialnych źródeł energii i gazu. W Polsce szybko rozwijają się zmienne źródła energii odnawialnej, a rząd planuje zainstalować do 2030 roku do 8-11 GW morskiej energii wiatrowej. Jednocześnie rosnące ceny węgla mogą przyspieszyć wycofywanie się z węgla i ograniczyć korzystanie z gazu. Po uruchomieniu pierwszych jednostek do 2033 r. energetyka jądrowa będzie funkcjonować w systemie z większym udziałem zmiennych źródeł odnawialnych i potencjalnie mniej dyspozycyjnymi jednostkami wytwórczymi opalonymi paliwami kopalnymi. Takie warunki będą wymagały kompleksowej integracji polityki jądrowej z innymi filarami energetycznymi PEP2040 i agencji rządowych, aby odpowiednio ocenić rolę energii jądrowej w przyszłym polskim systemie energetycznym jako całości.

Od 2009 roku Polska czyni stałe postępy w rozwoju infrastruktury i potencjału ludzkiego do budowy elektrowni jądrowych. Znajduje to odzwierciedlenie w przeprowadzonym w ostatnich latach przez IAEA Zintegrowanym Przeglądzie Infrastruktury Jądrowej oraz Zintegrowanym Przeglądzie Regulacyjnym. Ministerstwo odpowiedzialne za wdrażanie energii jądrowej identyfikuje jednak pięć krótkoterminowych wyzwań, którymi muszą się zająć odpowiednie agencje rządowe w celu realizacji programu: 1) stabilne poparcie polityczne (przy zmianach rządu i kadencji); 2) wybór lokalizacji i dostosowanie ram prawnych dla inwestycji jądrowych; 3) finansowanie i dofinansowanie; 4) budowanie

potencjału, w tym zasobów ludzkich; oraz 5) utrzymanie akceptacji społecznej na obecnym poziomie.

W ciągu ostatnich 11 lat polski program jądrowy korzystał ze stabilnego wsparcia politycznego. Było to możliwe dzięki porozumieniu między różnymi partiami politycznymi co do potrzeby istnienia energii jądrowej w Polsce. Taka długoterminowa stabilność polityczna będzie kluczowa dla inwestorów oraz rozwoju przemysłu i siły roboczej, zwłaszcza w miarę zbliżania się Polski do budowy reaktorów jądrowych. Wszelkie zmiany polityczne w polityce jądrowej byłyby na tym etapie szkodliwe, ponieważ opóźniłyby program jądrowy kraju i zagroziłyby osiągnięciu długoterminowych celów polityki energetycznej wyznaczonych przez PEP2040.

Główne lokalizacje dla nowej budowy jądrowej rozważane przez polski rząd i inwestora znajdują się na północy (Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec). W grudniu 2021 roku inwestor ogłosił, że Lubiatowo-Kopalino jest preferowaną lokalizacją dla pierwszej elektrowni. Polski rząd rozważa również inne opcje zlokalizowane w centralnej części Polski (okolice Bełchatowa lub Konina-Pątnowa). Północ jest atrakcyjną lokalizacją pod względem wsparcia publicznego i rozwiązań w zakresie chłodzenia terenu. Potencjalny rozwój sieci mógłby zostać zoptymalizowany dzięki inwestycjom w sieć dla morskiej energii wiatrowej i trwającym modernizacjom w regionie Morza Bałtyckiego. W innych wskazanych lokalizacjach znajdują się istniejące elektrownie węglowe, które mogłyby ograniczyć modernizację sieci i skutki ekonomiczne dla społeczności lokalnych. Ocena oddziaływania na środowisko we wstępnie wybranych lokalizacjach jest w toku, a ostateczna decyzja powinna zostać podjęta do 2022 roku.

Polski rząd przygotowuje również niezbędne zmiany prawne, aby istniejące przepisy nie utrudniały planów rozwoju energetyki jądrowej. Opracowywane nowe ramy prawne ułatwiłyby proces wydawania zezwoleń dla elektrowni jądrowych, w szczególności poprzez umożliwienie równoległego rozpatrywania wielu poziomów zezwoleń regulacyjnych. Ponadto rozszerzyłaby niektóre funkcje PAA w zakresie oceny oddziaływania planowanych elektrowni jądrowych na środowisko. Zmiany te są zgodne z najlepszymi praktykami stosowanymi w głównych krajach posiadających elektrownie jądrowe.

Dostęp do przystępnego finansowania jest kluczem do obniżenia kosztów PPEJ dla konsumentów końcowych. Wstępne potrzeby inwestycyjne szacuje się na około 30-35 mld euro. Obecny model finansowania przewiduje utworzenie spółki celowej, której współwłaścicielami będą rząd (51% lub więcej) i inwestor strategiczny (do 49%), przy czym ten ostatni będzie miał silne powiązania z dostawcą technologii i kluczowymi dostawcami. Nie określono jeszcze, jaka część projektu będzie finansowana z długu, a potencjalni współinwestorzy będą w dużej mierze uzależnieni od wyboru technologii jądrowej. Obecnie rząd polski ma pełny udział w spółce projektowej i prowadzi rozmowy z trzema głównymi dostawcami technologii: Westinghouse (Stany Zjednoczone), EDF (Francja) i KHNP (Korea). Potencjalni dostawcy przedstawiają ofertę obejmującą wybór technologii, schemat finansowania, proponowane ramy inżyneryjno-zamówieniowe i budowlane do połowy 2022 roku. Pozostaje niepewność co do tego, jak będzie przebiegać finansowanie i dofinansowanie. Ostateczna decyzja spodziewana jest w drugiej połowie 2022 roku.

W ramach definiowania modelu finansowania potrzebne będą mechanizmy wsparcia rynku, aby przewyciężyć długoterminowe wyzwania rynkowe. Potencjalne opcje oceniane przez polski rząd powinny znaleźć właściwą równowagę pomiędzy ochroną

interesów konsumentów, zapewnieniem rentowności elektrowni i zapewnieniem bodźców ekonomicznych do utrzymania kosztów pod kontrolą. Prawdopodobnie wybrany mechanizm będzie podlegał zatwierdzeniu zgodnie z unijnymi zasadami pomocy państwa.

Oczekuje się, że udział przemysłu lokalnego wyniesie około 40% wartości pierwszych bloków i do 70% wartości kolejnych, co umożliwi wysoko wykwalifikowany polski przemysł, zaangażowany już w ostatnie projekty jądrowe w Europie. Współpraca z krajowymi dostawcami jest również szansą na wsparcie lokalnej gospodarki, zwłaszcza w świetle wycofywania węgla. W ścisłej współpracy z przyszłym dostawcą technologii rząd polski powinien opracować solidne podejście do kwestii lokalizacji, przy jednoczesnym uwzględnieniu korzyści wynikających z korzystania z usług bardziej doświadczonych dostawców zagranicznych w najbardziej krytycznych fazach projektu. Dostarczanie komponentów jądrowych przez polski przemysł wymagałoby również przyjęcia kodów i standardów jądrowych, które rząd planuje wspierać.

W miarę zbliżania się do fazy budowy elektrowni jądrowej PPEJ zapotrzebowanie na pracowników będzie rosło na wszystkich poziomach. Do 2023 roku spodziewany jest czterokrotny wzrost liczby pracowników PAA przydzielonych do zadań związanych z rozwojem energetyki jądrowej. Na szczeblu rządowym spółka projektowa powinna we współpracy ze współinwestorem opracować solidne ramy zarządzania i zestaw umiejętności właściciela projektu. Infrastruktura edukacyjna i szkoleniowa powinna być gotowa do wspierania podobnych tendencji na poziomie budowlanym. W 2016 r. opracowano pierwszy projekt Programu Rozwoju Zasobów Ludzkich w dziedzinie energetyki jądrowej, który ma ukierunkować starania o rozwój siły roboczej związane z PPEJ. Ostateczny plan ma zostać zatwierdzony do 2023 roku.

Ostatnie badanie opinii publicznej przeprowadzone przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w listopadzie 2021 roku wykazało, że 74% społeczeństwa popiera budowę elektrowni jądrowych w Polsce. Jest to najwyższy wynik od 2012 roku. Lokalne poparcie dla budowy elektrowni jądrowych w potencjalnych lokalizacjach jest niezmiennie wysokie. Badanie przeprowadzone w 2019 roku wśród gmin położonych w potencjalnych lokalizacjach w województwie pomorskim wykazało 71% poparcia dla budowy nowych elektrowni jądrowych.

Ostatnie badania przeprowadzone przez Narodowe Centrum Badań Jądrowych i sfinansowane przez rząd proponują zbadanie zastosowania HTR jako długoterminowej opcji technologicznej dla wykorzystania niskoemisyjnego ciepła jądrowego do zastosowań w trudnych warunkach przemysłowych.- Ostatnio również prywatne firmy w Polsce wyraziły zainteresowanie przyjęciem SMR jako długoterminowego rozwiązania w zakresie dekarbonizacji potrzeb energetycznych. Rozważany rozwój HTR i SMR (technologia lekkowodna i/lub zaawansowane koncepcje) jest uzupełnieniem istniejącej strategii PPEJ i może sprzyjać dekarbonizacji sektorów trudnych do zneutralizowania, takich jak zastosowania przemysłowe i ciepłownictwo oraz produkcji niskoemisyjnego wodoru po 2040 roku. Inicjatywy SMR odbywają się jednak poza PPEJ i nie mogą korzystać z obecnych długoterminowych ram politycznych.

Rekomendacje

Rząd Polski powinien:

- Zapewnić dobrą integrację polityki w zakresie energii jądrowej z innymi filarami polityki energetycznej, zwłaszcza jeśli chodzi o integrację energii jądrowej z morską energią wiatrową i długoterminowymi planami rozwoju sieci elektrycznej. Ze względu na ambitne ramy czasowe i cele, realizacja programu jądrowego będzie korzystna przy zwiększonej współpracy, koordynacji i zaangażowaniu wszystkich agencji rządowych.
- Opracować kompleksowy plan finansowania realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej równoległe z wyborem technologii jądrowej.
- Wzmocnić potencjał jądrowy na wszystkich poziomach, przewidując potrzebę szybkiego zwiększenia gotowości regulacyjnej w miarę postępu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Kontynuować rozwój współpracy dwustronnej i wielostronnej oraz wzajemnych ocen w tej dziedzinie.
- Dokonać postępu w wyborze lokalizacji elektrowni jądrowych z naciskiem na zaangażowanie społeczności. Przygotowanie terenu pod budowę może postępować równoległe z wyborem technologii na podstawie krótkiej listy projektów reaktorów jądrowych.
- Opracować zintegrowane podejście do wdrażania innowacyjnych technologii jądrowych, które przyczynią się do realizacji celów związanych z klimatem i bezpieczeństwem energetycznym. W szczególności ocena potencjału małych reaktorów modułowych i reaktorów wysokotemperaturowych dla zastosowań w ciepłownictwie przemysłowym i komunalnym, gdzie energia jądrowa na skalę gigawatów może nie być odpowiednia. Program taki skorzystałby dodatkowo ze współpracy międzynarodowej, w szczególności z sąsiadującymi krajami europejskimi i międzynarodowymi dostawcami technologii jądrowych.

Odniesienia

Dalton, D. (2021), Polska/państwowy koncern energetyczny PKN ORLEN "w trakcie negocjacji" w sprawie inwestycji we wdrożenie SMR (strona internetowa), NUCNET, <https://www.nucnet.org/news/state-energy-company-pkn-orlen-in-negotiations-to-invest-in-smr-deployment-10-1-2021>

IAEA (Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej) (2016a), Poland progresses in developing infrastructure for its nuclear power programme, IAEA Review Concludes (strona internetowa), <https://www.iaea.org/newscenter/news/poland-progresses-in-developing-infrastructure-for-its-nuclear-power-programme-iaea-review-concludes>

IAEA (2016b), IAEA kończy misję przeglądu bezpieczeństwa jądrowego w Polsce (strona internetowa), <https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/iaea-completes-nuclear-security-review-mission-in-poland>

Kraev, K. (2021), Polska/Korea Południowa powołuje grupę ekspertów w celu przygotowania oferty budowy nowych obiektów jądrowych (strona internetowa), NUCNET, <https://www.nucnet.org/news/south-korea-sets-up-expert-group-to-prepare-nuclear-new-build-offer-10-4-2021>

WNN (World Nuclear News) (2017), Polska rozpoczyna badania środowiskowe dla pierwszych reaktorów (strona internetowa), <https://www.world-nuclear-news.org/NN-Poland-starts-environmental-survey-for-first-reactors-07041701.html>

ZAŁĄCZNIK A: Zespół ds. przeglądu i interesariusze wspierający

Kryteria przeglądu

Wspólne cele, przyjęte przez ministrów IEA na posiedzeniu w dniu 4 czerwca 1993 r. w Paryżu, stanowią kryteria oceny dla przeglądów pogłębionych. [Wspólne cele IEA są dostępne na stronie internetowej.](#)

Zespół dokonujący przeglądu i przygotowanie raportu

Wizyta przeglądowa IEA w Polsce odbyła się praktycznie od 20 września do 1 października 2021 r. Zespół przeglądowy spotkał się z urzędnikami państwowymi, dostawcami energii, uczestnikami rynku, grupami interesu, stowarzyszeniami konsumentów, instytucjami badawczymi i innymi interesariuszami. Niniejszy raport został opracowany na podstawie informacji uzyskanych podczas tych spotkań, oceny polityki energetycznej Polski dokonanej przez zespół przeglądowy, odpowiedzi rządu na kwestionariusz IEA dotyczący polityki energetycznej oraz późniejszych badań przeprowadzonych przez IEA. Członkami zespołu byli:

Kraje członkowskie IEA

Emina Pasic, Szwecja (kierownik zespołu)

Frans Duijnhouwer, Holandia

Asbjørn Zachariassen Hegelund, Dania

Ágnes Gerse, Węgry

Luca Castiglioni, Szwajcaria

Refik Tiryaki, Turcja

Miroslava Vittekova, Republika Słowacka

Scott Smouse, Stany Zjednoczone

Unia Europejska

Szymon Polak

Agencja Energii Atomowej

Diane Cameron

Antonio Vaya Soler

Międzynarodowa Agencja Energetyczna

Aad van Bohemen

Kiyomi Hyoe

Peter Journeay-Kaler

ZAŁĄCZNIKI

Zespół jest wdzięczny za współpracę i pomoc wielu osobom, które wspierały przegląd. Dzięki ich gościnności, otwartości i chęci dzielenia się informacjami, wizyta była bardzo pouczająca, produktywna i przyjemna. Zespół wyraża wdzięczność Panu Ministrowi Piotrowi Naimskiemu, Sekretarzowi Stanu, Pełnomocnikowi Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, którego uwagi pomogły nadać ramy wszystkim dyskusjom podczas przeglądu. Zespół składa również szczególne podziękowania Pani Ewie Chmura-Golonka i Panu Ernestowi Makowskiemu za ich niestrudzone wysiłki w koordynowaniu części wizyty przeglądowej dotyczącej szczegółowego przeglądu i reagowania kryzysowego, szybkie odpowiedzi na liczne prośby zespołu oraz cierpliwość w tygodniach poprzedzających przegląd i podczas jego trwania.

Przegląd został przygotowany pod kierownictwem Pana Aada van Bohemena, Kierownika Działu Polityki Energetycznej i Bezpieczeństwa, IEA. Pan Peter Journeay-Kaler kierował przeglądem i jest autorem raportu. Pani Kiyomi Hyoe koordynowała część przeglądu dotyczącą reagowania kryzysowego i wniosła wkład do rozdziałów dotyczących ropy naftowej, gazu ziemnego i energii elektrycznej. Pan Alessio Scanziani napisał rozdział o efektywności energetycznej. Pan Antonio Vaya Soler napisał rozdział o energii jądrowej. Pan Alessio Scanziani, Pani Clémence Lizé, Pani Eunjin Choe, Pani Myriam Badri, Pani Elisa Hittner i Pani Jiyul Shin przygotowali i zredagowali części dotyczące danych energetycznych zawartych w każdym rozdziale. Pomocne komentarze, recenzje rozdziałów i aktualizacje zostały dostarczone przez następujących pracowników IEA: Pan David Fischer, Pani Sara Moarif, Pan Fabian Voswinkel, Pan Kevin Lane, Pan Piotr Bojek, Pan Simon Bennet, Pan Jacques Warichet, Pan Carlos Fernandez Alvarez, Pan Gergely Molnar, Pani Toril Bosoni i Pan Miłosz Karpiński.

Specjalne podziękowania dla Sekretariatu IEA za dane, publikację i redakcję. Pani Astrid Dumond, Pani Isabelle Nonain-Semelin i Pani Taline Shahinian zarządzały układem i publikacją. Pani Roberta Quadrelli, Pan Steve Gervais, Pan Arnau Risquez Martin i Pani Laura Marí Martínez udzielili wsparcia w zakresie statystyki. Pani Therese Walsh kierowała procesem redakcyjnym. Pan Jad Mouawad i Pan Jethro Mullen wspierali wprowadzenie do prasy. Pani Jennifer Allain była redaktorem.

Przeprowadzono spotkania z następującymi organizacjami

AGH Akademia Nauk i Technologii

Stowarzyszenie Energii Odnawialnej (SEO)

Izba Przemysłowa Gazu Ziemnego (IGG)

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów

Koalicja Klimatyczna

Federacja Konsumentów (FK)

Fundacja Promocji Pojazdów Elektrycznych (FPPE)

Enea Operator

Energa Operator S.A. (PKN ORLEN)

Forum Energii

Agencja Rynku Energii (ARE)

Urząd Regulacji Energetyki (URE)

Magazynowanie gazu Polska
Gas System S.A. (TSO)
GK PGE S.A.
Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych (RARS)
Instytut Zielonej Gospodarki (IZG)
Greenpeace Polska
Agencja Rozwoju Przemysłu (ARP) Oddział w Katowicach
innogy STOEN Operator
Fundacja In strat
Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (biopaliwa)
LOTOS Group S.A.
Lubelski Węgiel "BOGDANKA" S.A.
Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
Ministerstwo Rozwoju i Technologii
Ministerstwo Edukacji i Nauki
Ministerstwo Finansów
Ministerstwo Infrastruktury
Ministerstwo Aktywów Państwowych
Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa
Państwowa Agencja Atomistyki (PAA)
Krajowy Ośrodek Zarządzania Emisjami (KOBiZE)
Narodowa Agencja Poszanowania Energii (NAPE)
Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)
Państwowy Instytut Badawczy (INiG)
Krajowy Sekretariat Związku Zawodowego Pracowników Górnictwa i Energetyki NSZZ „Solidarność”
Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Stałe Przedstawicielstwo Polski przy OECD
PGE Dystrybucja
PGG S.A.
PGNiG S.A.
PKN ORLEN
Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA)
Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej (PSES)
Polska Izba Paliw Płynnych (PIPP)
Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE)
Polska Fundacja Efektywności Energetycznej FEWE & Krajowe Stowarzyszenie Poszanowanie Energii i Środowiska (SAPE)
Polskie Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej (PSBE)
Polska Organizacja Gazu Płynnego (POGP)

ZAŁĄCZNIKI

Krajowa Agencja Poszanowania Energii (KAPE)

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE)

Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ)

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW)

Polska Spółka Gazownictwa

PSE S.A.

Urząd Statystyczny RP

TAURON Dystrybucja S.A.

TAURON Wydobycie S.A.

Związek Zawodowy Górników w Polsce OPZZ

ZAŁĄCZNIK B: Lista akronimów i skrótów

W niniejszym raporcie skróty i akronimy zastępują szereg terminów używanych w Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Chociaż terminy te są zazwyczaj wypisywane przy pierwszej wzmiance, niniejszy glosariusz stanowi szybki i centralny punkt odniesienia dla stosowanych skrótów.

Akronimy i skróty

AC	prąd zmienny
CCUS	wychwytywanie, utylizacja i składowanie węgla
CEEB	Centralny Rejestr Emisji Budynków
CNG	sprężony gaz ziemny
CSIRE	Centralny System Wymiany Informacji o Energii
DC	prąd stały
KRIE	Kierunki Rozwoju Innowacji Energetycznych
DGR	głębokie składowisko geologiczne
OSD	operator systemu dystrybucyjnego
DSR	reakcja na popyt
KE	Komisja Europejska
EEA	Europejska Agencja Środowiska
EED	Dyrektywa o efektywności energetycznej
EEO	Zobowiązanie do efektywności energetycznej
EPC	świadczenie charakterystyki energetycznej
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ESD	Decyzja o podziale wysiłków
ESR	Rozporządzenie o podziale wysiłków
ETS	system handlu emisjami
UE	Unia Europejska
EV	pojazd elektryczny
FEC	końcowe zużycie energii
FEnKS	fundusze europejskie na rzecz infrastruktury, klimatu i środowiska
PKB	produkt krajowy brutto
GHG	gaz cieplarniany
GIPL	Połączenie Gazowe Polska-Litwa
HHI	Indeks Herfindahla-Hirschmanna
HTR	reaktor wysokotemperaturowy
IAEA	Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej
IEA	Międzynarodowa Agencja Energetyczna
LNG	skroplony gaz ziemny

ZAŁĄCZNIKI

LPG	gaz płynny
LULUCF	użytkowanie gruntów, zmiana użytkowania gruntów i leśnictwo
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
NCBR	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu
KIS	krajowe inteligentne specjalizacje
OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
OGMP	Partnerstwo dla metanu z ropy i gazu
OTF	Zorganizowana Platforma Obrotu
PAA	Państwowa Agencja Atomistyki
PEC	Pierwotne zużycie energii
PPEJ	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
PSP2050	Polityka Surowcowa
PV	fotowoltaika
B+R	badania i rozwój
RARS	Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych
RD&D	badania, rozwój i demonstracja
RED	dyrektywa w sprawie energii odnawialnej
SAIDI	Wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w systemie
SAIFI	Wskaźnik średniej częstotliwości przerw w systemie
SMR	mały reaktor jądrowy
SPV	spółka celowa
SRK	Spółka Restrukturyzacji Kopalń
SRT2030	Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 r.
SUV	pojazd sportowo-użytkowy
TES	całkowita podaż energii
TFC	całkowite zużycie końcowe
TFEC	całkowite zużycie energii końcowej
OSP	operator systemu przesyłowego
UNFCCC	Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu
USD	dolar amerykański (waluta)
VAT	podatek od wartości dodanej
ZUOP	Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych

Jednostki miary

bcm	miliard metrów sześciennych
CO ₂ -eq	ekwiwalent dwutlenku węgla
g CO ₂ /km	gram dwutlenku węgla na kilometr
GJ	gigadżul

Gt	gigatonna
GW	gigawat
GWh	gigawatogodzina
kb/d	tysiąc baryłek dziennie
km	kilometr
km ²	kilometr kwadratowy
kV	kilowolt
kW	kilowat
kWh	kilowatogodzina
kWh/m ²	kilowatogodzina na metr kwadratowy
L	litr
m ²	metr kwadratowy
m ³	metr sześcienny
mb	milion baryłek
mcm	milion metrów sześciennych
MJ	megadžul
Mt	milion ton
Mt CO ₂	milion ton dwutlenku węgla
MtCO ₂ -eq	milion ton ekwiwalentu dwutlenku węgla-
Mtoe	milion ton ekwiwalentu ropy naftowej
MW	megawat
MW _e	megawat elektryczny
MWh	megawatogodzina
t CO ₂	tona dwutlenku węgla
toe	tona ekwiwalentu ropy naftowej
TJ	teradžul
TWh	terawatogodzina

ZAŁĄCZNIK C: Uwagi statystyczne

Uwagi statystyczne

- O ile nie zaznaczono inaczej, wszystkie dane dotyczące PKB są podane w cenach z 2015 r. w dolarach amerykańskich i według parytetu siły nabywczej.
- *Całkowita podaż energii (TES)* obejmuje produkcję + import - eksport - międzynarodowy bunkier morski i lotniczy ± zmiany zapasów. Jest to całkowita podaż energii, która jest zużywana w kraju, zarówno w procesie przetwarzania (np. produkcja energii elektrycznej i rafinacja), jak i w końcowym wykorzystaniu.
- *Całkowite zużycie końcowe (TFC)* to końcowe zużycie energii (energii elektrycznej, ciepła i paliw, takich jak gaz ziemny i produkty naftowe) przez użytkowników końcowych, bez uwzględnienia sektora przemian (np. wytwarzania energii i rafinacji).
- *Całkowite końcowe zużycie energii (TFEC)* nie obejmuje zużycia nieenergetycznego, które jest wliczane do TFC. TFEC zapewnia dokładniejszą ocenę udziału zapotrzebowania na energię pokrywanego przez energię odnawialną i jest lepiej dopasowana do metryki końcowego zużycia energii brutto Unii Europejskiej, która służy do wyznaczania celów państw członkowskich UE w zakresie energii odnawialnej.
- Ekwiwalent energii pierwotnej dla energii elektrycznej z elektrowni jądrowych oblicza się z produkcji brutto przy założeniu 33% sprawności przemiany. Obliczenie jest następujące: produkcja energii elektrycznej brutto w TWh x 0,086/0,33 = ekwiwalent energii pierwotnej w Mtoe.
- Bioenergia odnosi się do stałych i płynnych biopaliw, odpadów odnawialnych i biogazu, a nie obejmuje odpadów nieodnawialnych.
- Budynki obejmują zużycie energii przez sektor mieszkaniowy (budynki mieszkalne) oraz sektor handlowy i usług publicznych (budynki sektora usługowego).
- Transport nie obejmuje międzynarodowego lotnictwa i żeglugi.
- Przemysł obejmuje zarówno zużycie energii, jak i zużycie nieenergetyczne sektora przemysłowego, rolnictwa, leśnictwa i rybołówstwa.
- Wykorzystanie nieenergetyczne odnosi się do paliw wykorzystywanych jako surowce, a nie wykorzystywanych jako paliwo lub przekształcanych w inne paliwo. Obejmuje to zazwyczaj surowce wykorzystywane w sektorze chemicznym i petrochemicznym.
- *IEA30* to odpowiednik średniej ważonej z 30 krajów członkowskich IEA.
- *Emisje CO₂ ze spalania paliw* zostały oszacowane przy użyciu metodologii IPCC Tier I Sectorial Approach z wytycznych IPCC z 2006 r. Emisje z międzynarodowego bunkra morskiego i lotniczego nie są uwzględnione w sumach krajowych.

Niniejsza publikacja odzwierciedla poglądy Sekretariatu IEA, ale niekoniecznie odzwierciedla poglądy poszczególnych krajów członkowskich IEA. IEA nie składa żadnych oświadczeń ani gwarancji, wyraźnych lub dorozumianych, w odniesieniu do treści publikacji (w tym jej kompletności lub dokładności)

i nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek wykorzystanie publikacji lub poleganie na niej.

O ile nie zaznaczono inaczej, cały materiał przedstawiony na rysunkach i w tabelach pochodzi z danych i analiz IEA.

Niniejszy dokument, jak również wszelkie dane i mapy w nim zawarte nie przesądzają o statusie lub suwerenności jakiegokolwiek terytorium, o wyznaczeniu granic międzynarodowych oraz o nazwie jakiegokolwiek terytorium, miasta lub obszaru.

Publikacje IEA,
Międzynarodowa Agencja Energetyczna
Adres strony internetowej: www.iea.org
Informacje kontaktowe: www.iea.org/aboutus/contactus
Skład we Francji i druk we Francji przez IEA, maj 2022 r.
Projekt okładki: IEA. Informacje o fotografii: © PhotoObsession.

Możliwe sprostowania IEA/OECD na: www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm

Użyty papier został wyprodukowany z poszanowaniem ekologicznych, społecznych i etycznych standardów PEFC.

Polish Translation of IEA (2022). Poland 2022. Energy Policy Review. All rights reserved.

Polskie tłumaczenie raportu Poland 2022. Energy Policy Review. zostało przetłumaczone z tekstu angielskiego, który jest oficjalną wersją tej publikacji. Niniejszy raport został pierwotnie napisany w języku angielskim. Chociaż dołożono wszelkich starań, aby tłumaczenie to było jak najdokładniejsze, mogą wystąpić pewne drobne różnice pomiędzy nim a wersją oryginalną.

Polska 2022

Przegląd Polityki Energetycznej

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (International Energy Agency, IEA) regularnie przeprowadza pogłębione przeglądy polityk energetycznych krajów członkowskich. Proces wzajemnej weryfikacji polityk przez kraje członkowskie wspiera rozwój polityk energetycznych i zachęca do wymiany najlepszych międzynarodowych praktyk i doświadczeń, aby pomóc przeprowadzić bezpieczną i przystępną cenowo transformację do czystej energii.

Polska polityka energetyczna ma na celu zmniejszenie emisyjności dostaw energii poprzez zwiększenie udziału energii odnawialnej, wprowadzenie energii jądrowej, zasilanie transportu energią elektryczną oraz zwiększenie efektywności energetycznej w całej gospodarce. Centralnym aspektem polskiej polityki energetycznej jest zmniejszenie zależności od węgla, zwłaszcza w przypadku wytwarzania energii elektrycznej i ogrzewania budynków. W polityce energetycznej kładzie się duży nacisk na bezpieczeństwo energetyczne i zapewnienie sprawiedliwej transformacji, która zapewni dostęp do energii po przystępnych cenach i ochroni konsumentów wrażliwych, promując jednocześnie wzrost gospodarczy.

Polska poczyniła znaczące postępy w zakresie transformacji energetycznej. Polska posiada jeden z najszybciej rozwijających się rynków rozproszonych systemów fotowoltaicznych w Europie oraz opracowała program rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Polska podjęła również ważne kroki w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego, takie jak dywersyfikacja importu energii z Rosji. Jednak w bilansie energetycznym kraju nadal dominują paliwa kopalne. Wszystkie sektory mają przed sobą wiele pracy, aby osiągnąć cele dotyczące zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii, obniżenia zapotrzebowania na energię i zmniejszenia emisji.

W niniejszym raporcie IEA przedstawia szereg zaleceń dotyczących polityki energetycznej, które mają pomóc Polsce w sprawnym przejściu do wydajnego i elastycznego niskoemisyjnego systemu energetycznego.