

Załącznik 1. do aKPEiK

Scenariusz przyspieszonej transformacji
with additional measures, WAM)



Ministerstwo
Energii

Spis treści

Wprowadzenie.....	5
1. Wymiar „obniżenie emisyjności”	6
1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji.....	6
1.1.1. Emisje gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania	6
1.1.2. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze.....	13
1.1.3. Porównanie prognoz emisji GHG oraz ich pochłaniania – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM	19
1.1.4. Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych Porównanie prognoz emisji substancji zanieczyszczających powietrze – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM	23
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych.....	28
1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem, w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie	29
1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle.....	39
2. Wymiar „efektywność energetyczna”	41
2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej.....	42
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory.....	45
2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa.....	46
2.4. Zużycie nieenergetyczne.....	47
2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej.....	48
2.6. Intensywność zużycia energii finalnej.....	48
2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej.....	49
2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji.....	49
2.9. Zużycie w sektorze energii.....	50
2.10. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła.....	51
2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach.....	51
2.12. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła.....	53
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”.....	55
3.1. Krajowe zasoby energetyczne	55
3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa	59
3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa.....	62
3.4. Główne źródła importu	63
3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii.....	66
3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła	68
3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa.....	68
3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła.....	73
4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”	75
4.1. Rynek energii elektrycznej i paliw, ceny energii	75

4.1.1. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru.....	75
4.1.2. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory.....	76
4.1.3. Krajowe ceny detaliczne paliw.....	77
4.2. Nakłady na inwestycje związane z energią.....	79
5. Badania naukowe, technologie i innowacje.....	82
5.1. Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym.....	82
5.2. Nakłady inwestycyjne na badania naukowe i rozwojowe nad ograniczeniem emisji.....	87
6. Skutki planowanych polityk i działań dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń.....	88
6.1. Ocena wzajemnego wpływu istniejących i planowanych polityk i działań oraz pomiędzy tymi politykami i działaniami a środkami polityki Unii w dziedzinie klimatu i energii.....	88
6.2. Założenia do analizy makroekonomicznej.....	90
6.3. Skutki makroekonomiczne.....	93
6.3.1. Zastosowane podejście metodyczne.....	93
6.3.2. Zmiany poziomu PKB.....	93
6.3.3. Inwestycje w gospodarce.....	94
6.3.4. Konsumpcja gospodarstw domowych.....	95
6.3.5. Saldo handlu zagranicznego.....	95
6.4. Skutki społeczne.....	96
6.4.1. Dynamika płacy realnej.....	96
6.4.2. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki.....	97
6.4.3. Kwalifikacje pracowników.....	98
6.4.4. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię.....	99
6.4.5. Skutki zdrowotne i środowiskowe.....	102
6.5. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych.....	103
6.5.1. Czynniki ryzyka finansowego.....	103
6.5.2. Czynniki ryzyka sektorowego, rynkowego lub regulacyjnego dot. rynków finansowych, bądź bariery w kontekście krajowym lub regionalnym.....	106
7. Wpływ planowanych polityk i działań na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną.....	112
7.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i w innych państwach członkowskich w regionie.....	112
7.1.1. Systemy elektroenergetyczne.....	112
7.1.2. Systemy gazowe.....	113
7.1.3. Energetyka jądrowa.....	113
7.1.4. Rynek mocy.....	114
7.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii.....	114
7.2.1. Ceny energii.....	114
7.2.2. Integracja rynku energii.....	115

7.3. Wpływ na współpracę regionalną	115
8. Wkład planowanych polityk i działań na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej	118
Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)	119
Wykaz skrótów	123
Spis tabel	126
Spis wykresów i rysunków	128

Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WAM** (ang. *with additional measures*), który rozumiany jest jako **scenariusz przyspieszonej transformacji klimatyczno-energetycznej** z planowanymi politykami i działaniami¹.

Scenariusz WAM zakłada **przyspieszenie niskoemisyjnego rozwoju i wejścia na ścieżkę neutralności klimatycznej z uwzględnieniem specyficznego punktu startowego, krajowych uwarunkowań i potencjałów surowcowych**.

W dokumencie zawarto porównania w stosunku do tzw. scenariusza referencyjnego WEM (ang. *with existing measures*), który stanowi analizę oddziaływania istniejących polityk i działań – załącznik 2 do aktualizacji KPEiK. Założenia prognostyczne oraz metodyka prognozowania zostały przedstawione w załączniku 3 do aktualizacji KPEiK.

Dokument prezentuje wieloaspektową analizę oddziaływania skutków transformacji klimatyczno-energetycznej do 2030 r., z horyzontem do 2040 r.

W dokumencie zostały zaimplementowane m.in. wnioski ze spotkań eksperckich przeprowadzonych w latach 2024-2025, w tym stanowiska sektora energetycznego opracowane po publikacji wersji aktualizacji KPEiK z lipca 2025 r., jak również wnioski z zaleceń Komisji Europejskiej z dnia 26 kwietnia 2024 r. do polskiego projektu *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.*

Raport zawiera zestaw danych statystycznych i prognostycznych odpowiadający wykazowi zamieszczonemu w Sekcji B (Podstawa analityczna) załącznika nr 1 do rozporządzenia UE 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu – „Ramy ogólne dotyczące zintegrowanych planów krajowych w zakresie energii i klimatu”. Opracowane w ramach prac nad dokumentem informacje i wielkości liczbowe odnoszą się do obecnej sytuacji w krajowym systemie paliwowo-energetycznym i prognoz jego rozwoju przy dodatkowych politykach i działaniach w obrębie pięciu głównych wymiarów unii energetycznej: *bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności, oraz badań naukowych, innowacyjności i konkurencyjności*.

Analizy i prognozy zostały wykonane na zlecenie Ministerstwa Energii przez Konsorcjum, w skład którego wchodziły: Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB) oraz Agencja Rynku Energii S.A. (ARE S.A.). W opracowaniu zawarto szczegółowy opis wykorzystanych do celów pracy metod obliczeniowych oraz przyjętych założeń, mających kluczowy wpływ na uzyskane wyniki. Dane statystyczne i zastosowane agregacje opisujące stan obecny i perspektywy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, bazują na metodyce EUROSTAT (zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej w zakresie przygotowywania krajowych planów). Dane prezentowane są w okresach pięcioletnich.

Wartości przedstawione dla roku 2025 mają charakter prognostyczny i służą celom analitycznym. Dane te mogą odbiegać od danych statystycznych czy rynkowych w 2025 r.

¹ Zgodnie z wytycznymi określonymi w unijnym rozporządzeniu 2018/1999, „planowane polityki i działania” oznaczają będące przedmiotem dyskusji rozwiązania, co do których istnieją realistyczne szanse przyjęcia i wdrożenia po dacie przedłożenia zintegrowanego Krajowego planu.

1. Wymiar „obniżenie emisyjności”

1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

1.1.1. Emisje gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania

Projekcje emisji gazów cieplarnianych, a także substancji zanieczyszczających powietrze (zgodnie z dyrektywą NEC) do 2040 r., sporządzono na podstawie prognoz zmian aktywności w poszczególnych sektorach z uwzględnieniem klasyfikacji źródeł odpowiednio IPCC i NFR*, zawartych w następujących źródłach danych (Tabela 1.1):

Tabela 1.1. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC)

Sektor	Główne źródło danych	Dodatkowe źródła danych/uwagi
1. Energia	Prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach, opracowane przez ARE S.A. na potrzeby przygotowania akPEiK, zamieszczone w rozdziałach 2 i 3 niniejszego raportu	Informacje pozyskane z organizacji branżowych, opracowań i artykułów branżowych i in. Prognozy GUS Prognozy zmian aktywności dla określonych sektorów gospodarki, opracowane przez KOBIZE IOŚ-PIB, na potrzeby przygotowania projekcji emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza, zamieszczone w raporcie: „Prognozy zmian aktywności w wybranych sektorach gospodarki – aktualizacja 2024” „Analiza redukcji emisji gazów cieplarnianych w przemyśle energochłonnym. Ekspertyza Fundacji InStrat pod kątem akPEiK”, 2025
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów		
3. Rolnictwo		Prognoza aktywności sektora rolnego w Polsce do 2040 r. na potrzeby KOBIZE; Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej - Państwowy Instytut Badawczy. Redakcja: dr Konrad Prandecki. Warszawa, 6.05.2024 r.
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo		Opracowania i analizy udostępniane w ramach projektu „Znaczenie lasów i gruntów z roślinnością leśną w pochłanianiu i magazynowaniu CO ₂ w ramach nowej strategii leśnej UE 2030 oraz pakietu ustaw „Gotowi na 55%”
5. Odpady		Krajowy plan gospodarki odpadami 2028 (KPGO 2028) MKiŚ 2023; Prognoza ludności na lata 2023-2060, GUS 2023

W prognozach uwzględniono realizację planowanych polityk i przepisów w zakresie: poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacji struktury paliw w energetyce, rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii, ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Poniżej (Tabela 1.2; Rysunek 1.1) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla scenariusza WAM, w zestawieniu z emisją historyczną dla wybranych lat w okresie 1990-2020, wg sektorów IPCC.

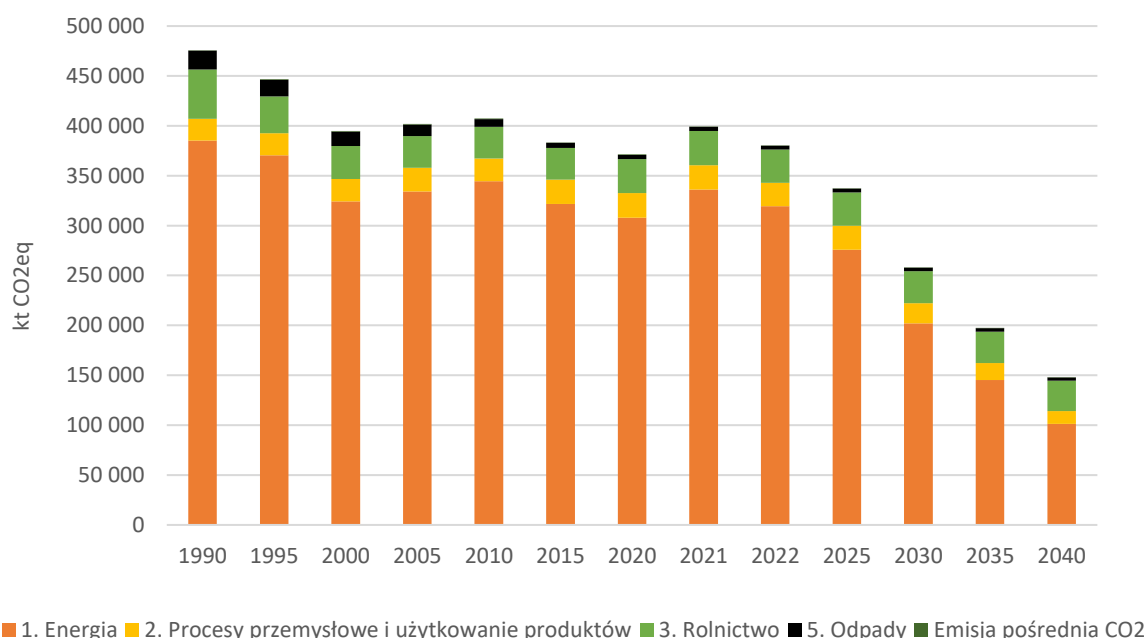
* NFR – ang. *Nomenclature for Reporting*, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

Tabela 1.2. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]								
	1990 ²	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	385 148,74	334 328,14	344 424,45	321 697,02	307 997,84	275 917,40	201 925,94	145 391,00	101 202,97
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	21 971,96	23 732,01	22 882,28	24 356,91	24 526,59	24 071,99	20 267,23	16 692,02	12 791,50
3. Rolnictwo	49 291,32	31 659,35	31 659,59	31 775,06	34 225,49	33 311,18	31 993,93	31 616,51	30 506,49
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-28 336,99	-50 574,69	-36 334,72	-34 099,96	-23 330,17	-49 741,89	-46 492,88	-40 292,92	-35 333,22
5. Odpady	19 054,57	11 673,39	7 710,42	5 104,07	4 160,83	3 745,00	3 578,35	3 545,16	3 277,79
Emisje pośrednie CO ₂	257,16	551,23	545,29	522,68	527,67	405,62	400,57	393,29	387,61
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	447 386,76	351 369,44	370 887,30	349 355,77	348 108,25	287 709,30	211 673,14	157 345,05	112 833,14
Suma (bez LULUCF)*	475 723,75	401 944,13	407 222,02	383 455,73	371 438,43	337 451,19	258 166,02	197 637,97	148 166,35

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Rysunek 1.1. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów, dla scenariusza WAM

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozuje się, że krajowa emisja gazów cieplarnianych (bez sektora LULUCF) dla scenariusza WAM wyniesie 258,2 mln ton CO₂eq w 2030 oraz 148,2 mln ton CO₂eq w 2040 r. i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o blisko 46% w 2030 r. i o ok. 69% w 2040 r. Jeśli weźmie się pod uwagę sektor LULUCF, to wartości prognozowanej krajowej emisji w WAM będą następujące: 211,7 mln ton CO₂eq w 2030 oraz 112,8 mln ton CO₂eq w 2040. Oznacza to redukcję emisji w stosunku do roku 1990 o blisko 53% w 2030 oraz 75% w 2040.

W sektorze energii redukcja emisji będzie na poziomie 48% w 2030 r. oraz 74% w 2040 r. w stosunku do roku 1990. Głównym czynnikiem przyczyniającym się do zmniejszenia emisji GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. Redukcję emisji GHG obserwuje

² Dane pochodzą ze zgłoszenia inwentaryzacji emisji GHG PL z 2024: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2024>

się również w sektorze odpadów (o 81% w 2030 r. i o 83% w 2040 r.). W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wynosi 35% w 2030 r. i 38% w 2040 r. w stosunku do 1990 r., na co największy wpływ ma prognozowana wielkość pogłównia bydła oraz zużycia nawozów mineralnych. W przypadku sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozowana redukcja emisji GHG wyniesie 8% w 2030 r. i 42% w 2040 r. r. w odniesieniu do 1990 r.

W sektorze LULUCF prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO₂eq, z -23,3 w 2020 r. do prawie -50 mln ton CO₂eq w 2025 roku. Natomiast, w dłuższej perspektywie przewiduje się spadek pochłaniania do około -46,5 mln ton CO₂eq w 2030 roku i ok -35 mln ton CO₂eq w 2040 roku. Warto podkreślić, że bilans netto sektora LULUCF jest bezpośrednio skorelowany z bilansem emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych. Prognozy długoterminowe wskazują na znaczący spadek pochłaniania CO₂ (bez względu na zakładany scenariusz), wynikający z ograniczenia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych i związany ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującego procesu starzenia się drzewostanów.

Kolejnym istotnym czynnikiem jest wzmożony proces wydzielania się martwego drewna, który należy wiązać ze stopniowym osłabianiem się drzewostanów, które są w efekcie bardziej podatne na występowanie szkodników zarówno pierwotnych, jak i wtórnych. Stan ten jest związany z postępującymi zmianami klimatycznymi, a w szczególności niedoborem wody w okresie wegetacyjnym. W tym kontekście należy zwrócić również uwagę na polityki i działania promujące pozostawianie martwego drewna w lasach w celu wspierania bioróżnorodności. Szczególnej uwadze podlega realizacja założeń Polityki Leśnej Państwa³ zakładającej w swoim komponencie technologicznym dot. działań z zakresu gospodarki leśnej pozostawianie w każdym drzewostanie, przewidzianym do odnowienia przez użytkowanie rębne, części starych drzew (od 5 do 10%) do ich fizjologicznej starości lub biologicznej śmierci, w tym drzew dziuplastych i martwych - jako siedlisk licznych gatunków biocenoz leśnych.

Należy zwrócić uwagę, iż w scenariuszu WAM symulacje modelowe przebiegają dwutorowo. Ich podstawowy zakres opiera się w dalszym ciągu na kontynuacji zasad hodowlanego modelu produktywności lasów dla drzewostanów, w których nie wprowadzono i nie planuje się ograniczeń pozyskania drewna. Podejście to obejmuje zarówno drzewostany w zarządzie PGL LP, jak i lasy pozostałych form własności.

W obu tych przypadkach nie zakłada się różnic w intensywności użytkowania, jego strukturze w klasach i podklasach wieku. W efekcie dla wskazanego obszaru lasów wykorzystano wartości prognozowanego pozyskania netto opierające się na wykorzystaniu historycznych wskaźników intensywności użytkowania rębego i przedrębego (kwantyfikujących poziom realizacji tych konkretnych praktyk z zakresu gospodarki leśnej), określonych dla okresu 2010-2019, które przypisano do zmieniającej się w miarę starzenia drzewostanów struktury gatunkowo - wiekowej drzewostanów.

Proces modelowania bilansów zmian zasobów węgla dla pozostałych gruntów leśnych odchodzi od założenia utrzymania dotychczasowego poziomu i intensywności użytkowania rębego i przedrębego w klasach i podklasach wieku, określonych w latach 2010-2019. W scenariuszu WAM ograniczono pozyskanie drewna w roku 2030 w stosunku do roku 2022 o 5,8%. Wskazany poziom redukcji pozyskania (czynnika sterującego finalną wielkością zmian zasobów węglowych) pozwala na osiągnięcie takiej wartości pochłaniania netto, która przewidziana jest w celu zwiększenia pochłaniania dla Polski na 2030 r., opisanego w kolumnie C Załącznika IIa Rozporządzenia 2018/841. Wskazany cel wymusza wzrost wykazywanego w sektorze pochłaniania netto o 3,278 kt CO₂eq w stosunku do średnich danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018.

W drzewostanach pozostałych (tj. objętych ograniczeniami) symulacje bazują na wykorzystaniu modelu granicznej produktywności drzewostanów, tj. całkowitego pominięcia zarówno użytkowania rębego jak i przedrębego. W efekcie uwzględnienia modelu granicznej produktywności drzewostanów, zauważa się

³ Polityka leśna państwa. 1997. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22 kwietnia 1997 r. Ministerstwo Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa

krótkoterminowy, pozytywny efekt eliminacji dotychczas realizowanych praktyk gospodarczych, takich jak cięcia przedrębne w obserwowanych zmianach zasobów węglowych.

W tym przypadku zwrócono szczególną uwagę na funkcje ochronne około 20% najcenniejszych obszarów leśnych zarządzanych przez PGL LP. Obszary te, uznawane za cenne przyrodniczo oraz ważne społecznie, mogą stanowić przedmiot szczególnych regulacji w zakresie warunków prowadzenia gospodarki leśnej, mających na celu ich ochronę oraz zachowanie bioróżnorodności z dążeniem do zrównoważonego zarządzania lasami, które łączy funkcje produkcyjne z istotnymi celami ochrony środowiska.

W tabeli poniżej (Tabela 1.3) przedstawiono szczegółowe projekcje emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw w źródłach stacjonarnych (sektory 1A1. *Przemysł energetyczny*, 1A2. *Przemysł wytwórczy i budownictwo* oraz 1A4. *Inne sektory*) oraz mobilnych (sektor 1A3. *Transport*).

Tabela 1.3. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1A Spalanie paliw	355 986,40	308 136,82	320 244,89	294 771,72	284 569,43	255 433,60	184 358,33	130 847,22	89 227,33
1A1 Przemysł energetyczny	235 229,43	178 362,41	173 529,26	163 700,19	139 603,24	119 069,73	73 195,50	38 577,25	13 707,91
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	228 193,02	171 009,45	165 731,48	155 616,22	131 814,93	111 770,41	66 714,94	33 126,55	9 474,35
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	186 891,62	148 030,89	146 793,76	143 099,30	118 386,03	103 735,48	62 232,81	30 529,69	7 563,41
1A1aiii Ciepłownie	41 301,40	13 064,40	14 168,17	10 135,69	9 939,55	8 034,93	4 482,13	2 596,86	1 910,94
1A1b Rafinerie	2 182,39	3 569,54	4 789,81	4 435,10	4 592,73	4 424,65	3 712,09	2 868,05	1 886,34
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	4 854,03	3 783,42	3 007,97	3 648,87	3 195,58	2 874,67	2 768,47	2 582,65	2 347,23
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	42 830,74	33 872,34	29 615,73	27 954,16	28 906,83	27 515,97	21 968,94	18 261,80	14 517,81
1A3 Transport	20 741,06	36 259,89	49 374,96	48 007,36	63 084,14	66 136,79	58 119,85	51 996,75	45 042,55
1A4 Inne sektory	57 185,16	59 642,19	67 724,94	55 110,02	52 975,22	42 711,11	31 074,03	22 011,42	15 959,06
1A4a Handel/usługi/instytucje	9 782,20	7 796,21	10 614,49	7 944,34	6 031,18	5 301,77	4 232,29	2 981,95	2 203,25
1A4b Gospodarstwa domowe	38 154,35	37 621,06	45 248,17	36 818,66	34 982,89	27 149,34	17 677,58	10 725,37	6 351,20
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	9 248,61	14 224,92	11 862,28	10 347,02	11 961,14	10 260,00	9 164,16	8 304,10	7 404,60

IE – „included elsewhere” (zawarto w 1A1aii)

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach objętych projekcjami prognozowany jest bardzo duży spadek emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw, który w roku 2030 wyniesie 53%, a do roku 2040 niemal 75% w stosunku do 1990 roku. Największy wpływ na tę redukcję ma obniżenie emisji GHG w kategorii 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła. Przewidywany spadek emisji gazów cieplarnianych w tej kategorii wynosi prawie 71% w perspektywie do roku 2030 i 96% do roku 2040, w stosunku do roku 1990. Wynika to z ograniczenia zużycia paliw kopalnych w tym sektorze, zaś od roku 2040 zakładane jest całkowite wycofanie się z wykorzystania tych paliw. Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 1990-2030 o 54% a do 2040 o ok. 83%. Spadek emisji gazów cieplarnianych w tym sektorze ma być wynikiem ograniczenia zużycia paliw - głównie węgla kamiennego oraz całkowitego wyeliminowania tego paliwa od 2040 r. Przewiduje się również ograniczenie zużycia gazu ziemnego w gospodarstwach domowych w długim terminie.

W sektorze transportu w latach prognozy również obserwuje się znaczny spadek emisji gazów cieplarnianych wynikający ze zmniejszenia zużycia paliw kopalnych, w szczególności oleju napędowego (33% w latach 2020-2040 roku), gazu skroplonego LPG (47% w latach 2020-2040 roku) oraz benzyny (8% w latach 2020-2040 roku).

W kolejnych tabelach (*Tabela 1.4; Tabela 1.5; Tabela 1.6*) zaprezentowano wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce w poszczególnych sektorach i podsektorach, w zestawieniu z emisją w latach 1990-2020, wg gazów. W przypadku sektora odpadów opracowany został jedynie scenariusz WEM, który został powielony także w scenariuszu WAM.

Tabela 1.4. Prognozowane emisje CO₂, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje CO ₂ [kt]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	354 871,00	305 293,49	316 849,77	293 504,51	281 980,96	253 862,70	183 982,13	131 292,56	90 270,63
A. Spalanie paliw	350 635,52	301 906,40	313 360,97	288 757,65	277 755,91	249 756,11	179 796,21	127 092,66	86 112,03
1. Przemysły energetyczne	234 294,46	177 651,35	172 795,91	162 990,16	138 993,06	118 544,20	72 835,20	38 349,09	13 560,88
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	42 621,39	33 669,65	29 402,61	27 703,78	28 596,72	27 208,95	21 693,43	17 999,71	14 259,84
3. Transport	20 277,37	35 632,66	48 764,58	47 458,18	62 374,18	65 416,81	57 446,95	51 376,67	44 512,47
4. Inne sektory	53 442,30	54 952,74	62 397,88	50 605,53	47 791,95	38 586,14	27 820,63	19 367,19	13 778,84
B. Emisja lotna z paliw	4 235,48	3 387,10	3 488,80	4 746,86	4 225,05	4 106,59	4 185,92	4 199,90	4 158,60
1. Paliwa stałe	4 188,20	2 225,64	2 424,68	2 712,17	2 340,89	2 022,66	2 027,73	2 029,19	2 001,69
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	47,27	1 161,46	1 064,11	2 034,69	1 884,16	2 083,93	2 158,19	2 170,71	2 156,91
2. Procesy przemysłowe	18 522,65	15 665,47	16 060,51	17 912,34	18 744,06	19 032,70	17 144,49	15 008,84	11 550,30
A. Produkty mineralne	8 855,06	8 355,79	9 849,54	10 088,59	11 736,99	11 679,76	10 454,14	8 938,23	6 818,23
B. Przemysł chemiczny	3 801,80	4 886,78	4 335,42	5 141,13	4 866,96	4 886,59	4 410,59	3 924,49	2 903,59
C. Produkcja metali	5 652,35	2 236,00	1 639,16	2 419,96	1 824,37	2 159,99	307,00	1 841,67	1 534,56
D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników	213,44	186,90	236,40	262,66	315,74	306,35	307,00	304,45	293,92
3. Rolnictwo	2 906,62	1 591,35	1 121,19	1 108,98	1 458,75	1 486,70	1 464,91	1 510,76	1 492,95
G. Wapnowanie	2 099,38	944,90	391,55	373,84	836,30	914,83	944,22	1 020,94	1 052,80
H. Stosowanie mocznika	571,11	394,18	467,17	471,24	431,33	502,13	457,96	436,71	392,99
I. Inne nawozy	236,13	252,27	262,46	263,89	191,13	69,74	62,73	53,11	47,16
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-30 281,29	-51 765,76	-37 412,50	-35 374,77	-25 434,85	-51 875,83	-48 667,90	-42 366,44	-36 736,00
5. Odpady	340,96	218,16	190,97	230,42	248,93	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Spalanie odpadów	340,96	218,16	190,97	230,42	248,93	0,00	0,00	0,00	0,00
Emisje pośrednie CO ₂	257,16	551,23	545,29	522,68	527,67	405,62	400,57	393,29	387,61
Emisja CO ₂ z biomasy	6 813,47	19 802,67	30 378,45	34 917,75	48 967,70	48 247,21	50 657,05	47 777,18	45 798,35
Suma (z uwzgl. LULUCF)	346 617,09	271 553,95	297 355,23	277 904,16	277 525,53	222 911,88	154 324,21	105 839,01	66 965,48
Suma (bez LULUCF)	376 898,38	323 319,71	334 767,73	313 278,93	302 960,38	274 787,71	202 992,10	148 205,45	103 701,48

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO₂. Jego udział w krajowej emisji GHG wyniesie 79% w 2030 r. oraz 70% w 2040 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO₂: z blisko 377 mln ton CO₂ (bez LULUCF) w 1990 r. do 203 mln ton CO₂ w 2030 r. (spadek o 46%), do niespełna 104 mln ton CO₂ w 2040 r. (spadek o 72%). Uwzględniając sektor LULUCF, prognozowana emisja krajowa CO₂ wyniesie odpowiednio: 154 mln ton CO₂ w 2030 (spadek o 55% w stos. do 1990) oraz 67 mln ton CO₂ w 2040 (spadek o 81% w stos. do 1990).

Najistotniejszy spadek emisji odnotowuje się w sektorze Energia, co jest spowodowane znaczącym spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych. Istotny spadek emisji CO₂ przewiduje się również w procesach przemysłowych, głównie za sprawą wykorzystania CCS w procesie produkcji klinkieru cementowego, zastosowania wodoru (w tym zielonego) do produkcji amoniaku oraz przechodzenia na technologie wodorowe w hutnictwa żelaza. W sektorze odpadów spalanie będzie się

odbywało wyłącznie z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.

Tabela 1.5. Prognozowane emisje N₂O, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	7,21	8,95	8,22	7,84	9,26	8,40	7,26	6,29	5,46
A. Spalanie paliw	7,21	8,95	8,21	7,84	9,26	8,40	7,26	6,29	5,46
1. Przemysły energetyczne	3,42	2,61	2,69	2,60	2,19	1,85	1,22	0,73	0,46
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,46	0,44	0,46	0,54	0,66	0,65	0,59	0,56	0,55
3. Transport	1,07	1,75	1,76	1,68	2,30	2,34	2,20	2,04	1,75
4. Inne sektory	2,27	4,14	3,31	3,02	4,11	3,56	3,25	2,96	2,70
B. Emisja lotna z paliw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Procesy przemysłowe	12,27	15,29	4,15	2,62	1,84	2,44	2,46	2,48	2,49
B. Przemysł chemiczny	11,87	14,87	3,71	2,18	1,39	1,98	1,99	2,00	2,00
G. Produkcja i użytkowanie innych wyrobów	0,40	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49
3. Rolnictwo	83,08	57,01	58,94	58,32	62,51	59,82	56,66	55,71	53,12
B. Odchody zwierzęce	13,68	8,90	8,75	8,57	9,66	9,51	9,27	9,54	9,41
D. Gleby rolne	69,37	48,08	50,16	49,72	52,81	50,27	47,34	46,13	43,67
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	7,13	4,35	4,01	4,67	7,72	7,96	8,11	7,73	5,19
5. Odpady	2,48	2,58	2,67	2,95	3,18	3,47	3,73	3,96	3,86
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,03	0,13	0,12	0,39	0,42	0,77	1,07	1,35	1,32
C. Spalanie odpadów	0,03	0,02	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
D. Gospodarka ściekami	2,43	2,43	2,54	2,54	2,74	2,69	2,67	2,61	2,54
Suma (z uwzgl. LULUCF)	112,17	88,19	77,99	76,40	84,51	82,09	78,22	76,16	70,13
Suma (bez LULUCF)	105,04	83,83	73,98	71,73	76,79	74,13	70,11	68,43	64,93

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N₂O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 tys. ton w 1990 r. do niespełna 70 tys. ton (spadek o 33%) w 2030 r. i do 65 tys. ton w 2040 r. (spadek o 35%). Uwzględniając sektor LULUCF w prognozowanej krajowej sumie emisji N₂O, wyniesie ona 78 tys. ton N₂O w 2030 (spadek o 30% w stosunku do 1990) oraz 70 tys. ton N₂O w 2040 (spadek o 37%) w stosunku do 1990 roku.

Największą redukcję emisji N₂O w latach 1990-2040 odnotowuje się w sektorze Procesów przemysłowych i użytkowania produktów (głównie w przemyśle chemicznym) o 80%. Z kolei w sektorze Rolnictwa emisja N₂O ulega zmniejszeniu od 1990 r. o 32% do 2030 r. oraz o 36% w 2040 r. Rolnictwo to najistotniejsze źródło emisji N₂O w Polsce, a w szczególności gleby rolne. Największy wpływ na spadek emisji N₂O w tej kategorii ma prognozowane zmniejszenie emisji ze zużycia nawozów mineralnych o 38% w latach 1990-2040. Z kolei w sektorze Odpadów prognozuje się wzrost emisji N₂O o 55 % w latach 1990-2040, który jest spowodowany prognozowanym wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach. W sektorze odpadów spalanie będzie się odbywało wyłącznie z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.

Udział podtlenku azotu w krajowej emisji GHG wzrośnie z 7% w 2030 r., do 12% w 2040 r.

Tabela 1.6. Prognozowane emisje CH₄, dla scenariusza WAM

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]								
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1 013,10	952,26	907,05	932,67	841,53	708,15	572,15	444,00	338,77
A. Spalanie paliw	122,86	137,84	168,11	140,60	155,71	123,27	94,26	74,59	59,61
1. Przemysły energetyczne	1,06	0,65	0,70	0,73	1,06	1,25	1,35	1,23	0,89
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,16	3,07	3,27	3,87	4,84	4,77	4,30	4,10	4,04
3. Transport	6,42	5,81	5,18	3,75	3,60	3,60	3,18	2,88	2,42
4. Inne sektory	112,22	128,31	158,96	132,25	146,22	113,66	85,43	66,38	52,27
B. Emisja lotna z paliw	890,24	814,42	738,94	792,07	685,82	584,88	477,90	369,41	279,17
1. Paliwa stałe	846,70	719,82	651,44	690,01	579,09	473,37	367,03	265,12	187,57
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	43,54	94,60	87,50	102,06	106,73	111,51	110,87	104,28	91,59
2. Procesy przemysłowe	2,51	1,89	2,50	2,62	2,32	2,90	2,91	2,93	2,91
B. Przemysł chemiczny	1,60	1,39	2,03	2,02	1,91	2,47	2,53	2,58	2,63
C. Produkcja metali	0,91	0,50	0,46	0,60	0,40	0,43	0,38	0,35	0,28
3. Rolnictwo	870,30	534,26	532,84	543,23	578,64	570,42	554,12	547,94	533,46
A. Fermentacja jelitowa	786,00	460,56	473,53	486,72	516,33	511,69	497,93	492,91	480,33
B. Odchody zwierzęce	83,50	72,93	58,47	55,56	61,22	57,60	55,14	54,00	52,12
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,80	0,77	0,85	0,95	1,10	1,13	1,05	1,03	1,00
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	1,97	1,33	0,51	1,35	2,11	0,86	0,94	0,94	0,94
5. Odpady	644,86	384,72	243,24	146,16	109,63	100,95	92,45	89,15	80,55
A. Składowanie odpadów stałych	475,45	261,71	145,18	75,91	40,99	29,56	16,20	8,33	2,66
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,51	2,15	2,06	6,71	7,29	13,23	20,33	27,13	26,51
D. Gospodarka ściekami	168,90	120,86	96,00	63,54	61,35	58,16	55,92	53,69	51,38
Suma (z uwzgl. LULUCF)	2 532,74	1 874,46	1 686,14	1 626,03	1 534,22	1 383,28	1 222,58	1 084,97	956,63
Suma (bez LULUCF)	2 530,77	1 873,13	1 685,63	1 624,68	1 532,11	1 382,42	1 221,64	1 084,02	955,69

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ--PIB

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,22 mln ton CH₄ w 2030 r. (spadek o 52%) oraz 0,96 mln ton CH₄ w 2040 r. (spadek o 62%). Emisja metanu w sektorze LULUCF jest nieznaczna i nie wpływa znacząco na emisję krajową. Największa spodziewana redukcja emisji CH₄ od 1990 r. występuje w sektorze Odpadów, o 86% w 2030 r. oraz o 88% w 2040 r., co jest spowodowane prognozowanym zmniejszeniem ilości odpadów deponowanych na składowiskach (w tym redukcją ilości odpadów ulegających biodegradacji) oraz wzrostem zagospodarowania osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków komunalnych.

Spadek emisji CH₄ od roku 1990 prognozowany jest także w sektorze Energii, przede wszystkim w emisji lotnej: o 46% w 2030 r. i o 69% w 2040 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobycia węgla. W przypadku rolnictwa, prognozowana jest znacząca redukcja emisji metanu od 1990 r.: o 36% do 2030 r. oraz o 39% w 2040 r., do czego przyczyniają się przede wszystkim zmiany w chowie i hodowli zwierząt gospodarskich.

Udział metanu w emisji krajowej wzrośnie z 13% w 2030 r. i do 18% w 2040 r.

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 1.7).

Emisja gazów cieplarnianych z tej części źródeł, które są objęte EU ETS, obejmuje energetykę i ciepłownictwo oraz część zakładów przemysłowych. Prognozuje się znaczący spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS: ze 192 mln ton CO₂eq w 2021 r. (184 mln ton CO₂eq w 2022 r.) do niespełna 103 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 46%) oraz 33 mln ton CO₂eq w 2040 r. (spadek o 83%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji krajowej – z obecnych 48% do 40% w 2030 r. i 22% w 2040 r. (patrz: suma krajowa emisji GHG bez LULUCF w Tabela 1.2 oraz emisja w ETS w Tabela 1.7).

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada z 207 mln ton CO₂eq w 2021 r. (196 mln ton CO₂eq w 2022 r.) do 155 mln ton CO₂eq w 2030 r. r. oraz blisko 115 mln ton CO₂eq w 2040 r. **Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. osiągnie redukcję -19,4% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005 co oznacza, że zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO₂eq).**

Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariusza WAM

Parametr	2005 (bazowy)*	2021	2022	2025	2030	2035	2040
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]	-	192 032,91	184 145,85	152 471,47	102 756,53	59 364,67	33 050,25
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472,25	207 282,99	196 234,87	184 719,65	155 090,46	137 901,63	114 729,26
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.					-19,4%	-28,4%	-40,4%

* rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Projekcje strumieni gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w scenariuszu „z dodatkowymi działaniami” przewidują nadwyżkę kredytów wymaganych do spełnienia zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) na poziomie około 6,3 mln ton CO₂eq średniorocznie w okresie 2021-2025, co sumarycznie daje około 31,7 mln ton CO₂eq za okres. Ponadto, w okresie rozliczeniowym 2026-2030 każde państwo członkowskie UE musi zapewnić, aby suma jego emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zgłoszona w 2032 roku za rok 2030 i wcześniejsze lata, w porównaniu ze średnią danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018, nie przekroczyła celu określonego dla tego państwa członkowskiego w kolumnie C załącznika IIa.

Dla okresu rozliczeniowego 2026-2030 prognozowana łączna nadwyżka kredytów wymaganych do wypełnienia celu sektorowego LULUCF (określonego w art. 4 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 841/2018) wyniesie około 9,3 mln ton CO₂eq średniorocznie, co sumarycznie daje 46,5 mln ton CO₂eq za okres. Warto dodać, że projekcje te uwzględniają dodatkowe działania mające na celu zwiększenie pochłaniania CO₂ oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Dzięki tym działaniom, sektor LULUCF nie tylko będzie w stanie spełnić stawiane przez nim wymogi, ale również przyczyni się do osiągnięcia celów klimatycznych UE na 2030 rok. Uzyskanie prognozowanego wymiaru nadwyżek kredytów będzie wynikiem efektywnego zarządzania zasobami leśnymi i zasobami drzewnymi systemów agroleśnych oraz wdrażania strategii zmniejszających emisje i zwiększających pochłanianie CO₂.

1.1.2. Emisje substancji zanieczyszczających powietrze

Poniżej tabele (Tabela 1.8, Tabela 1.10, Tabela 1.11, Tabela 1.12), w których zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce w scenariuszu WAM dla lat 2025-2040 w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg kategorii NFR. Dane dotyczące emisji

w latach 2005-2020 przyjęto na podstawie krajowej inwentaryzacji emisji zanieczyszczeń powietrza⁴ wykonanej w 2024 r. zgodnie z obowiązującymi wytycznymi do raportowania emisji i projekcji w ramach konwencji CLRTAP (ECE/EB.AIR/125), przyjętymi decyzją Organu Wykonawczego konwencji CLRTAP nr 2013/3 (dok. ECE/EB.AIR.122/Add.1).

Zgodnie z dyrektywą NEC, limitami emisji objętych jest pięć zanieczyszczeń: SO₂, NO_x, NMLZO, NH₃ i PM_{2,5}.

Tabela 1.8. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja SO ₂ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1 097,39	797,13	606,30	350,51	238,10	127,95	60,45	29,30
A. Spalanie paliw	1 091,31	789,02	597,87	343,71	232,10	122,30	55,13	24,41
1. Przemysły energetyczne	797,53	466,66	342,07	133,15	90,95	51,85	24,62	9,53
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	110,50	87,09	69,93	45,48	28,51	16,01	10,76	8,27
3. Transport	1,24	0,56	0,55	0,63	0,71	0,66	0,61	0,56
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	182,04	234,71	185,31	164,45	111,93	53,78	19,13	6,05
B. Emisja lotna z paliw	6,08	8,11	8,44	6,80	6,00	5,65	5,32	4,89
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	6,07	8,10	8,43	6,80	5,99	5,64	5,32	4,88
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	9,15	9,17	9,63	9,83	9,22	9,47	9,70	10,05
B. Przemysł chemiczny	4,40	4,25	4,46	4,37	4,55	4,74	4,93	5,11
C. Produkcja metali	2,78	2,63	2,91	2,83	2,54	2,56	2,54	2,57
G. – L. Inne	1,96	2,29	2,27	2,63	2,13	2,17	2,22	2,37
3. Rolnictwo	0,01	0,00	0,01	0,01	0,005	0,005	0,005	0,005
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,005	0,005	0,005	0,005
5. Odpady	0,03	0,03	0,04	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	0,03	0,03	0,04	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
OGÓŁEM	1 106,58	806,33	615,99	360,41	247,40	137,49	70,21	39,41

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO₂ o minimum 59%, zaś od roku 2030 – o minimum 70% w stosunku do roku 2005. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 roku przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 roku 67,4%, w 2021 roku 66,9%, a w 2022 roku 71,1%. W latach prognozy redukcja emisji SO₂ w scenariuszu WAM nadal rośnie i osiąga wartości od 77,6% w 2025 roku do 96,4% w roku 2040. (Tabela 1.13) zatem cele redukcyjne dla SO₂ są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji SO₂ w Polsce jest spalanie paliw (kategoria 1A). Udział tego sektora w emisji ogółem wyniósł w 2020 roku 95% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji z udziałem wynoszącym 62 % w roku 2040. Głównym powodem spadku emisji SO₂ w latach 2025-2040 jest spadek zużycia paliw, w tym głównie węgla kamiennego i brunatnego w przemyśle (kategorie 1A1 i 1A2) i małych źródłach spalania (kat. 1A4), a także zmniejszenie zużycia biomasy drzewnej w małych źródłach spalania (kat. 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł emisji (1A4). Zmiany te polegają na stopniowym zastępowaniu wysokoemisyjnych kotłów urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi

⁴ Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990-2022; KOBIZE-IOŚ PIB. Raport syntetyczny; Warszawa, styczeń 2024

wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.9. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NO _x [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	762,37	745,52	579,52	500,17	426,68	319,31	232,85	159,65
A. Spalanie paliw	760,58	740,58	575,15	496,75	423,47	316,29	230,00	157,04
1. Przemysły energetyczne	293,81	274,00	202,54	113,75	91,31	60,89	37,25	19,89
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	64,65	54,51	48,74	50,19	44,07	35,07	29,57	24,70
3. Transport	218,37	252,56	199,90	213,17	189,14	139,39	94,35	54,99
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	183,76	159,51	123,98	119,65	98,95	80,94	68,84	57,46
B. Emisja lotna z paliw	1,78	4,94	4,36	3,41	3,21	3,02	2,85	2,61
1. Paliwa stałe	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	1,78	4,93	4,35	3,40	3,20	3,01	2,84	2,61
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	15,99	15,43	17,48	17,52	17,56	17,88	18,17	18,51
B. Przemysł chemiczny	13,63	13,04	14,91	15,06	15,10	15,32	15,54	15,77
C. Produkcja metali	1,42	1,39	1,59	1,42	1,69	1,76	1,80	1,89
G. – L. Inne	0,94	1,01	0,98	1,04	0,77	0,80	0,82	0,84
3. Rolnictwo	66,14	70,01	68,61	72,28	65,72	61,83	59,98	56,32
B. Nawozy naturalne	5,48	4,91	4,82	5,45	4,79	4,85	4,97	5,03
D. Gleby rolne	60,60	65,08	63,73	66,79	60,91	56,95	54,99	51,27
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
5. Odpady	1,11	1,19	1,38	1,63	1,78	1,68	1,71	1,71
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,11	1,19	1,38	1,63	1,78	1,68	1,71	1,71
OGÓŁEM	845,62	832,15	666,98	591,59	511,74	400,70	312,70	236,19

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NO_x o minimum 30%, zaś od roku 2030 – o minimum 39% w stosunku do roku 2005, przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NO_x z kategorii 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE, dlatego emisji z tych kategorii nie wliczamy do sumy krajowej w rozliczeniu tego celu. Krajowa emisja NO_x (bez sektorów 3B i 3D) w 2020 r. była niższa od emisji w 2005 r. o 33,4%, w 2021 r. o 35,1%, a w 2022 r. o 40,8%, a zatem limit emisji tego zanieczyszczenia został w tych latach spełniony. W latach prognozy redukcja emisji NO_x w scenariuszu WAM osiąga wartości od 42,8% w 2025 roku do 76,9

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu z udziałem 84% w emisji krajowej w roku 2020. Głównym powodem spadku emisji NO_x w latach 2025-2040 jest prognozowane zmniejszenie zużycia paliw w przemysłach energetycznych (kategoria 1A1), transporcie (kategoria 1A3) i małych źródłach spalania paliw (kategoria 1A4).

Ponadto istotny wpływ na zmniejszenie emisji NO_x ma postęp techniczny w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4) polegający na zmieniającej się w latach prognozy strukturze urządzeń grzewczych stosowanych w tym sektorze. Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.10. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NMLZO [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	409,75	394,75	334,63	331,69	239,95	161,84	99,41	81,26
A. Spalanie paliw	294,73	296,86	239,50	254,48	168,90	106,89	56,83	48,91
1. Przemysły energetyczne	2,73	2,86	3,12	3,07	3,37	3,20	2,59	1,23
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	28,36	28,37	31,91	39,11	37,77	33,42	31,13	29,55
3. Transport	87,35	68,52	44,24	37,86	24,60	19,38	16,14	12,35
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	176,30	197,10	160,22	174,44	103,15	50,88	6,97	5,78
B. Emisja lotna z paliw	115,02	97,89	95,13	77,21	71,05	54,95	42,58	32,35
1. Paliwa stałe	90,08	72,32	70,44	52,77	44,37	28,68	19,00	11,20
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	24,94	25,57	24,69	24,45	26,68	26,27	23,58	21,16
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	261,10	258,73	250,08	254,39	199,86	197,67	194,47	191,91
B. Przemysł chemiczny	2,84	2,98	4,18	5,68	6,37	6,40	6,43	6,47
C. Produkcja metali	1,07	1,04	1,27	0,91	0,98	0,90	0,85	0,74
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	250,56	247,86	237,58	239,85	184,37	182,08	178,77	176,19
G. – L. Inne	6,63	6,86	7,05	7,95	8,14	8,29	8,41	8,52
3. Rolnictwo	111,07	102,26	103,78	124,07	115,34	107,60	108,24	108,20
B. Nawozy naturalne	105,01	96,14	97,48	115,93	107,21	99,71	100,52	100,75
D. Gleby rolne	6,05	6,12	6,28	8,13	8,12	7,89	7,72	7,44
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Odpady	4,35	2,53	1,66	1,25	0,92	0,68	0,56	0,48
A. Składowanie odpadów stałych	4,01	2,16	1,25	0,77	0,43	0,22	0,10	0,04
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	0,31	0,34	0,38	0,44	0,46	0,43	0,43	0,41
D. Gospodarka ściekami	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
OGÓŁEM	786,27	758,27	690,15	711,40	556,07	467,80	402,68	381,86

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NMLZO o minimum 25%, zaś od roku 2030 – o minimum 26% w stosunku do roku 2005, przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NMLZO z kategorii 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE, dlatego emisji z tych kategorii nie wliczamy do sumy krajowej w rozliczeniu tego celu. Krajowa emisja NMLZO (bez sektorów 3B i 3D) w 2020 r. była niższa od emisji w 2005 r. o 13,0%, w 2021 o 18,3%, a w 2022 o 27,7%, a zatem Polska dopiero w 2022 roku spełniła cel dotyczący redukcji emisji NMLZO obowiązujący od 2020 roku. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WAM osiąga wartości od 34,7% w 2025 roku do 59,5% w 2040 roku, zatem cele redukcyjne dla NMLZO są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Źródła emisji NMLZO są bardziej rozproszone niż źródła emisji SO₂ i NO_x. W 2020 roku największy jednostkowy udział w emisji miały kategorie: zużycie rozpuszczalników i innych produktów (kat. 2D) – 34%, spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4) – 25%, zużycie nawozów w rolnictwie (kat. 3B) – 16% i emisja lotna z paliw (kat. 1B) – 11%. Udział całej kategorii 1A (Spalanie paliw) w emisji NMLZO wyniósł w 2020 roku 36%, zaś całego sektora 1 (Energia) – 47% i to właśnie zmiany w kategorii 1 (Energia) mają największy wpływ na spadek emisji w latach prognozy. Dotyczy to przede wszystkim spadku zużycia paliw

we wszystkich podkategoriach sektora 1. Energia oraz spadku emisji lotnej z paliw (a więc emisji związanej z wydobyciem, składowaniem i transportem paliw).

Również emisje NMLZO ze zużycia rozpuszczalników systematycznie zmniejszają się w stosunku do 2020 roku. Jest to związane głównie z prognozowanym zmniejszaniem się liczby ludności i związanym z tym spadkiem zużycia rozpuszczalników w gospodarstwach domowych, a także z prognozowanym zmniejszaniem się zużycia farb rozpuszczalnikowych na korzyść farb wodnorozcieńczalnych, które mają znacznie niższą zawartość NMLZO.

Tabela 1.11. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja amoniaku [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	6,67	6,91	5,21	4,54	3,67	3,11	2,87	2,61
A. Spalanie paliw	6,64	6,87	5,17	4,51	3,64	3,08	2,84	2,58
1. Przemysły energetyczne	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,04	0,05	0,07	0,10	0,12	0,11	0,11	0,11
3. Transport	6,23	6,40	4,72	3,92	3,21	2,78	2,68	2,43
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	0,36	0,41	0,36	0,47	0,30	0,16	0,03	0,02
B. Emisja lotna z paliw	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
1. Paliwa stałe	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	3,03	3,11	4,29	4,37	4,05	4,23	4,43	4,65
B. Przemysł chemiczny	2,71	2,82	4,05	4,22	3,86	4,07	4,29	4,52
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
G. – L. Inne	0,31	0,29	0,23	0,14	0,17	0,15	0,13	0,12
3. Rolnictwo	316,92	292,70	281,56	303,33	267,87	262,94	263,54	259,85
B. Nawozy naturalne	156,91	130,38	124,93	140,29	130,61	131,54	133,62	134,43
D. Gleby rolne	159,94	162,30	156,56	163,00	137,24	131,37	129,89	125,39
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,04	0,02	0,02	0,02	0,02
5. Odpady	5,75	4,45	4,08	3,39	3,33	4,47	5,00	5,83
B. Kompostowanie	0,23	0,28	1,26	1,91	2,48	3,76	4,43	5,41
D. Gospodarka ściekami	5,52	4,17	2,82	1,48	0,85	0,71	0,57	0,42
OGÓŁEM	332,37	307,18	295,14	315,63	278,92	274,75	275,84	272,94

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję amoniaku o minimum 1%, zaś od roku 2030 – o minimum 17% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w latach 2020, 2021 i 2022 w odniesieniu do 2005 roku przekroczyła wymagany poziom i wyniosła odpowiednio: 5,0%, 10,3% i 16,6%. W latach prognozy redukcja emisji amoniaku w scenariuszu WAM osiąga wartości od 16,1% w 2025 roku do 17,9% w 2040 roku (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla NH₃ są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za 96% emisji krajowej w 2020 r. i prognozuje się utrzymanie wysokiego udziału rolnictwa w latach prognozy. W 2020 r. dominowały tu dwa źródła: odchody zwierząt gospodarskich (kat. 3B nawozy naturalne), odpowiadające za 44% emisji NH₃ oraz stosowanie nawozów naturalnych i mineralnych na gleby rolne (kat. 3D gleby rolne), z czego pochodziło 52% emisji NH₃. W scenariuszu WAM prognozuje się w tym sektorze spadek emisji NH₃ o 17% w 2030 r. w stosunku do 2005 r. W przypadku stosowania nawozów mineralnych,

zgodnie z nowelizacją ustawy o nawozach i nawożeniu [Ustawa z dnia 10 lipca 2007 r. o nawozach i nawożeniu] wskazującą na konieczność stosowania mocznika w formie granulowanej wyłącznie z inhibitorem ureazy lub z powłoką biodegradowalną założono, że 100% mocznika będzie stosowane z inhibitorem. Stąd prognozowana jest znacząca redukcja emisji NH_3 ze stosowania nawozów mineralnych: o ok. 47% w 2030 r. w odniesieniu do 2005 r. W scenariuszu WAM uwzględniono także dodatkowe działania wpływające na zmniejszenie emisji NH_3 w sektorze rolnictwa, określone w dyrektywie NEC (zał. III cz.2), obejmujące aplikację gnojowicy innymi metodami niż rozbrzgowo. Przewidziano również kontynuację zachęt na rzecz zmniejszania emisji NH_3 w rolnictwie.

Tabela 1.12. Projekcje emisji pyłu $\text{PM}_{2.5}$, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM

Sektor (kategoria NFR)	Emisja pyłu $\text{PM}_{2.5}$ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	306,52	344,53	279,45	290,11	187,50	96,77	20,75	17,07
A. Spalanie paliw	304,50	342,66	277,58	288,67	186,20	95,75	19,91	16,36
1. Przemysły energetyczne	10,19	9,05	6,50	3,62	2,03	1,29	0,85	0,33
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	19,85	12,71	11,02	8,20	6,39	4,40	3,54	3,13
3. Transport	10,45	13,18	10,07	11,72	10,27	8,34	6,94	5,88
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	264,01	307,72	249,99	265,13	167,50	81,72	8,58	7,01
B. Emisja lotna z paliw	2,02	1,87	1,87	1,44	1,31	1,02	0,85	0,71
1. Paliwa stałe	1,99	1,82	1,82	1,39	1,26	0,97	0,80	0,67
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	8,53	8,65	9,07	8,54	8,84	8,81	8,84	8,83
A. Produkty mineralne	2,74	2,96	2,77	3,00	3,46	3,48	3,51	3,52
B. Przemysł chemiczny	1,62	1,58	2,20	2,32	2,04	2,19	2,34	2,51
C. Produkcja metali	1,17	1,04	1,44	1,09	1,15	1,08	1,03	0,93
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,49	0,66	0,62	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
G. – L. Inne	2,52	2,41	2,05	1,49	1,55	1,43	1,32	1,23
3. Rolnictwo	4,12	3,70	3,83	4,20	3,88	3,98	3,95	3,95
B. Nawozy naturalne	2,22	2,07	2,16	2,57	2,29	2,40	2,41	2,44
D. Gleby rolne	1,74	1,59	1,53	1,56	1,54	1,52	1,49	1,46
F. Spalanie resztek roślinnych	0,16	0,04	0,14	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05
5. Odpady	3,75	3,97	4,21	4,52	4,43	4,32	4,31	4,26
A. Składowanie odpadów stałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,001	0,000	0,000	0,000
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	1,06	1,17	1,31	1,51	1,58	1,47	1,45	1,41
E. Inne	2,69	2,80	2,90	3,01	2,85	2,85	2,85	2,85
OGÓŁEM	322,93	360,85	296,56	307,37	204,66	113,88	37,85	34,11

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję pyłu $\text{PM}_{2.5}$ o minimum 16%, zaś od roku 2030 – o minimum 58% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 roku nie osiągnęła w latach 2020-2021 wymaganego poziomu i wyniosła w 2020 roku 4,8%, a w 2021 roku 7,7%. Dopiero w roku 2022 limit ten został spełniony i wynosił 18,8%. W latach prognozy redukcja emisji $\text{PM}_{2.5}$ w scenariuszu WAM znacznie rośnie i osiąga wartości 36,6% w 2025 roku, 64,7% w 2030 roku oraz 89,4% w 2040 roku (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla tego zanieczyszczenia NEC są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Głównym źródłem emisji PM_{2,5} jest spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4), z której to kategorii w 2020 roku pochodziło 86% emisji krajowej. Powodem spadku emisji w latach prognozy jest spadek zużycia paliw w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku nowoczesnych i niskoemisyjnych.

Tabela 1.13. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC, dla scenariusza WAM

Zanieczyszczenie	Cele NECD min. wymagana redukcja w stosunku do emisji z 2005		Emisje WAM				
	2020-2029	od 2030	2020	2025	2030	2035	2040
NO _x	30%	39%	-33,4%	-42,8%	-56,5%	-67,6%	-76,9%
SO ₂	59%	70%	-67,4%	-77,6%	-87,6%	-93,7%	-96,4%
NMLZO	25%	26%	-13,0%	-34,7%	-46,7%	-56,4%	-59,5%
NH ₃	1%	17%	-5,0%	-16,1%	-17,3%	-17,0%	-17,9%
PM _{2,5}	16%	58%	-4,8%	-36,6%	-64,7%	-88,3%	-89,4%

1.1.3. Porównanie prognoz emisji GHG oraz ich pochłaniania – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM

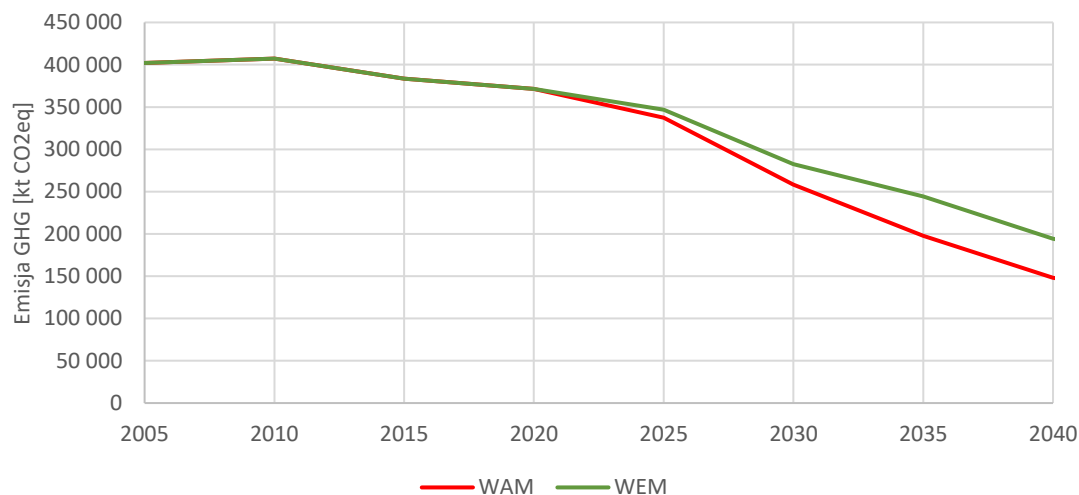
Wyniki porównania projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz ich pochłaniania, wg sektorów IPCC, do 2040 r., dla scenariusza WAM z projekcjami dla scenariusza WEM przedstawiono w tabeli (Tabela 1.14).

Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
WEM								
1. Energia	334 328,14	344 424,45	321 697,02	307 997,84	283 793,32	221 716,49	185 023,54	136 253,58
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23 732,01	22 882,28	24 356,91	24 526,59	25 407,17	23 663,62	22 339,82	22 003,00
3. Rolnictwo	31 659,35	31 659,59	31 775,06	34 225,49	33 509,30	33 131,70	32 994,79	32 420,76
4. LULUCF	-50 574,69	-36 334,72	-34 099,96	-23 330,17	-36 482,25	-28 817,15	-26 026,86	-19 562,23
5. Odpady	11 673,39	7 710,42	5 104,07	4 160,83	3 745,00	3 578,35	3 545,16	3 277,79
Emisje pośrednie CO ₂	551,23	545,29	522,68	527,67	405,62	400,57	393,29	387,61
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	351 369,44	370 887,30	349 355,77	348 108,25	310 378,15	253 673,58	218 269,75	174 780,51
Suma (bez LULUCF)*	401 944,13	407 222,02	383 455,73	371 438,43	346 860,40	282 490,73	244 296,60	194 342,75
WAM								
1. Energia	334 328,14	344 424,45	321 697,02	307 997,84	275 917,40	201 925,94	145 391,00	101 202,97
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23 732,01	22 882,28	24 356,91	24 526,59	24 071,99	20 267,23	16 692,02	12 791,50
3. Rolnictwo	31 659,35	31 659,59	31 775,06	34 225,49	33 311,18	31 993,93	31 616,51	30 506,49
4. LULUCF	-50 574,69	-36 334,72	-34 099,96	-23 330,17	-49 741,89	-46 492,88	-40 292,92	-35 333,22
5. Odpady	11 673,39	7 710,42	5 104,07	4 160,83	3 745,00	3 578,35	3 545,16	3 277,79
Emisje pośrednie CO ₂	551,23	545,29	522,68	527,67	405,62	400,57	393,29	387,61
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	351 369,44	370 887,30	349 355,77	348 108,25	287 709,30	211 673,14	157 345,05	112 833,14
Suma (bez LULUCF)*	401 944,13	407 222,02	383 455,73	371 438,43	337 451,19	258 166,02	197 637,97	148 166,35

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ, IOŚ-PIB

Krajowa emisja gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem LULUCF) dla wszystkich lat prognozy (2025-2040) jest wyższa w scenariuszu WEM od emisji obliczonej dla scenariusza WAM. Największa różnica pomiędzy obu scenariuszami występuje dla lat 2035-2040, co zobrazowano na rysunku. Redukcja emisji w scenariuszu WAM (z dodatkowymi działaniami) w stosunku do scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach) jest największa w przypadku sektora 1. Energia.



Rysunek 1.2. Emisje historyczne (2005-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) dla scenariusza WEM i WAM

W tabeli poniżej (Tabela 1.15) przedstawiono szczegółowo prognozy redukcji emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw w źródłach stacjonarnych (sektory 1A1. Przemysły energetyczne, 1A2. Przemysł wytwórczy i budownictwo oraz 1A4. Inne sektory) oraz mobilnych (sektor 1A3. Transport) w wyniku zastosowania planowanych polityk i środków (scenariusz WAM) w stosunku do emisji dla scenariusza WEM (przy istniejących politykach i środkach).

Tabela 1.15. Prognozy zmiany emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, scenariusz WAM vs. WEM

Sektor	Zmiana emisji GHG WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1A Spalanie paliw	-3,2%	-9,6%	-22,5%	-27,6%
1A1 Przemysły energetyczne	-6,2%	-14,4%	-40,4%	-58,7%
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	-6,6%	-15,1%	-43,0%	-65,0%
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	IE	IE	IE	IE
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	-7,1%	-14,2%	-42,9%	-69,2%
1A1aiii Ciepłownie	0,6%	-25,2%	-44,3%	-25,5%
1A1b Rafinerie	0,6%	-7,4%	-21,8%	-44,0%
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	-1,8%	-5,1%	-9,9%	-15,0%
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	-1,6%	-12,5%	-17,5%	-22,9%
1A3 Transport	0,1%	-0,4%	-0,8%	-2,1%
1A4 Inne sektory	-0,1%	-11,1%	-25,7%	-36,4%
1A4a Handel/usługi/ instytucje	-9,3%	-21,5%	-39,6%	-48,7%
1A4b Gospodarstwa domowe	1,7%	-13,5%	-34,7%	-52,1%
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/ rybołówstwo	0,3%	0,5%	0,2%	-2,1%

IE – „included elsewhere” (zawarto w 1A1aii)

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Największe różnice w emisji pomiędzy obu scenariuszami dotyczą sektora 1A1a. *Produkcja energii elektrycznej i ciepła*. Emisja GHG w scenariuszu WAM jest niższa od oszacowanej w scenariuszu WEM dla wszystkich lat, począwszy od roku 2025. Dla roku 2030 jest to różnica ok. 15%, a dla roku 2040 ok. 65%. Przyczyną tego spadku jest dalej idące ograniczenie zużycia paliw, głównie węgla. Scenariusz WAM zakłada całkowite odejście od wykorzystania węgla w energetyce od 2040 r.

W małych źródłach spalania, w tym w gospodarstwach domowych (1A4b), od 2030 roku wartości emisji gazów cieplarnianych oszacowane w scenariuszu WAM są również mniejsze niż w scenariuszu WEM. Dla 2030 roku wartość emisji GHG oszacowana dla tego sektora w scenariuszu WAM jest o ponad 13% mniejsza niż w WEM. To ograniczenie emisji wiąże się głównie z zakładanym od 2030 r. w scenariuszu WAM mniejszym zużyciem węgla kamiennego, a od 2035 roku również gazu ziemnego, w porównaniu ze scenariuszem WEM. W scenariuszu WAM zużycie węgla kamiennego w gospodarstwach domowych jest mniejsze niż w WEM o ok. 28% w roku 2030, a od roku 2040 zakłada się całkowite odejście od zużycia tego paliwa w sektorze 1A4b. W przypadku gazu ziemnego, zużycie w gospodarstwach domowych zakładane w scenariuszu WAM dla 2035 r. jest mniejsze o ponad 25%, w porównaniu z WEM. Od roku 2030 prognozuje się również mniejsze całkowite zużycie paliw w gospodarstwach domowych w scenariuszu WAM w porównaniu z WEM.

W sektorze transportu (1A3) wartości emisji przewidziane scenariuszami WEM i WAM, po nieznacznym wzroście w roku 2025, w kolejnych prognozowanych latach systematycznie zmniejszają się względem roku 2020, przy czym ograniczenie emisji jest bardziej widoczne w przypadku scenariusza WAM – w ostatnim roku prognozy różnica między wartościami emisji gazów cieplarnianych w obu scenariuszach wynosi 3%. Spowodowane jest to przede wszystkim bardziej zdecydowanym odchodzeniem od paliw kopalnych (oleju napędowego, benzyny oraz LPG) w transporcie drogowym i znaczną redukcją ich wykorzystania na rzecz rozwijania napędów elektrycznych oraz zastosowania wodoru jako źródła energii. Większe zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w scenariuszu WAM w stosunku do scenariusza WEM wynika również z przewidywanego ograniczenia zużycia gazu ziemnego w wyniku transformacji energetycznej i polityki klimatycznej.

W kategorii *Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów* emisja gazów cieplarnianych w scenariuszu WAM jest niższa o ok. 14% w 2030 r. w porównaniu ze scenariuszem WEM. Główne przyczyny tych różnic to założenie w scenariuszu WAM znaczących redukcji emisji CO₂ z produkcji: klinkieru (zastosowanie CCS), amoniaku (sukcesywne zastępowanie gazu ziemnego wodorem w procesie produkcji, w tym wodorem zielonym) oraz wyrobów hutnictwa żelaza (przechodzenie na technologie wodorowe).

W sektorze rolnictwa główna różnica pomiędzy scenariuszami WEM i WAM związana jest wielkością prognozowanej produkcji zwierzęcej i roślinnej oraz zużycia nawozów mineralnych. W scenariuszu WAM emisja GHG w rolnictwie jest niższa o 3% w 2030 r., o 6% w 2040 r.

Ogólne założenia w sektorze LULUCF umożliwiły przedstawienie zróżnicowanych scenariuszy prognostycznych WEM i WAM. Zidentyfikowane różnice w zakresie potencjału mitygacyjnego opracowanych scenariuszy (WEM i WAM) wynikają przede wszystkim z przyjętych założeń względem potencjalnego rozwoju zasobów leśnych. Należy podkreślić, iż dynamika rozwoju zasobów leśnych wpływa wprost na bilanse emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych, będących elementem bilansu netto sektora LULUCF.

Mając na względzie wpływ rozwoju zasobów leśnych na bilans netto sektora LULUCF, szczególnemu rozpatrzeniu podlegały dane dotyczące przyrostu, ubytków (rozumianych jako suma pozyskania miąższości drewna netto wraz z korą, pozostałościami zrębowymi i drewnem martwym) oraz różnica między przyrostem a ubytkami w poszczególnych latach okresu 2024–2030. Kolejne cykle prognoz (wykraczające poza okres 2020–2030) oparto na wartościach ubytków brutto określonych dla okresu 2020–2030 (cyklach 11 letnich). W obu rozpatrywanych scenariuszach przyjęto identyczny schemat kształtowania się zasobów drzewnych oraz użytkowania głównego na gruntach leśnych „pozostałych” (poza zarządem Lasów Państwowych), oparty na historycznych wskaźnikach użytkowania z okresu 2020–2023. Co istotne, bieżące projekcje GHG w obu scenariuszach uwzględniają również ujednolicony (pod względem przyjętych założeń) scenariusz opisujący przewidywaną dynamikę rozwoju zasobów

drzewnych w systemach agroleśnych. Podobnie jak w przypadku prognoz rozwoju zasobów leśnych dane dotyczące przyrostu, ubytków oraz różnicy między przyrostem a ubytkami w poszczególnych latach okresu 2024–2030 opracowano na podstawie danych wyjściowych przetworzonych w ramach Wielkoobszarowej Inwentaryzacji Stanu Lasów (WISL). Ponadto, również podobnie jak w przypadku prognoz rozwoju zasobów leśnych, prognozy zasobów drzewnych w systemach agroleśnych oparto na 11 letnich cyklach prognoz powielających wartości ubytków brutto określone dla okresu 2020-2030.

Projekcje wykonane na potrzeby aktualizacji scenariusza WEM zakładają, że w roku 2023 można oczekiwać wzrostu pochłaniania netto CO₂ z historycznego poziomu -35,6 mln ton CO₂eq. w roku 2022 do poziomu około - 39,4 mln ton CO₂eq. Projekcja dla roku 2023 stanowi jednocześnie wartość szczytową prognozowanego trendu. W dalszej perspektywie przewiduje się systematyczny spadek pochłaniania CO₂ netto do poziomu -28,8 mln ton CO₂eq. w roku 2030. Zakładane w scenariuszu WEM ograniczenia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych wiążą się ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującym procesem starzenia się drzewostanów. W przypadku scenariusza WAM (podobnie jak w przypadku scenariusza WEM) prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO₂, z ponad -35,6 mln ton CO₂eq. w roku 2022, do wartości około 53,1 mln ton CO₂eq w 2027 roku. Niemniej jednak w dłuższej perspektywie, podobnie jak w scenariuszu WEM, przewiduje się spadek pochłaniania, przy czym w tym przypadku do około 46,5 mln ton CO₂eq w 2030 roku. Czynnikiem różnicującym scenariusze WEM i WAM jest zarówno poziom, jak i intensywność użytkowania rębego i przedrębego (zbiorniczo określanego jako pozyskanie drewna). W kontekście założeń dla scenariusza WAM dla gruntów leśnych zarządzanych przez PGL LP założono liniowe zmniejszanie użytkowania, osiągając w 2030 roku poziom około 88% użytkowania brutto z roku 2023 (około 49 mln m³ grubizny netto). W scenariuszu WEM prognoza rozwoju zasobów drzewnych oraz możliwości wysokości użytkowania w Lasach Państwowych na lata 2024-2030 oparta jest na wskaźnikach intensywności użytkowania z okresu 2020-2023. W obu scenariuszach wysokość użytkowania w Lasach Państwowych w latach 2020-2023 przyjęto na podstawie faktycznej realizacji tzw. etatów. W przypadku pozostałych gruntów leśnych nie założono istotnych zmian w zakresie prowadzonych praktyk gospodarki leśnej, które mogłyby różnicować scenariusze WEM i WAM. Podobnie w przypadku systemów agroleśnych nie założono istotnych zmian w zakresie prowadzonych praktyk, które mogłyby różnicować scenariusze WEM i WAM.

Nawiązując do kwestii wysokości użytkowania, warto zwrócić uwagę, że poziom substytucji węgla w produktach drzewnych został powiązany z prognozowanymi wartościami pozyskania drewna netto. Na podstawie proporcji pozyskanego drewna w prognozowanym okresie do wartości z roku 2023 określono poziom potencjalnej przyszłej produkcji z pozyskanego drewna (tj. tarcicy, płyt drewnianych i drewnopochodnych, papieru i tektury) w latach 2023-2040. Należy podkreślić, że w przypadku efektu substytucji węgla w produktach drzewnych zarówno scenariusz WEM, jak i WAM mogą być obarczone pewnym błędem interpretacyjnym. Niemniej jednak, celem tego podejścia jest zobrazowanie ewentualnych tendencji w zakresie produkcji poszczególnych grup surowców drzewnych. Obszar ten może podlegać znaczącym modyfikacjom prognostycznym, mając na względzie ocenę aktualnej sytuacji i przewidywanych zmian na rynku drzewnym, spodziewane tendencje rozwoju sektora drzewnego, ocenę ogólnej sytuacji gospodarczej kraju, wpływ koniunktury na rynkach zagranicznych oraz przewidywane kształtowanie się w przyszłości podstawowych makrowskaźników charakteryzujących tempo rozwoju gospodarczego, rozwoju budownictwa (kreatora bezpośredniego popytu na materiały i wyroby drzewne oraz popytu wtórnego, np. na meble, materiały podłogowe, elementy wyposażenia wnętrz), a także wymiany handlowej z zagranicą.

W tabeli poniżej (Tabela 1.16) przedstawiono porównanie prognoz emisji w podziale na sektory ETS i non-ETS (ESR) dla scenariuszy WEM i WAM.

Tabela 1.16. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariuszy WEM i WAM

Parametr	2005 (bazowy)*	2021	2022	2025	2030	2035	2040
WEM							
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]	-	192 032,91	184 145,85	155 881,50	112 914,31	91 104,39	58 341,43
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472,25	207 282,99	196 234,87	190 925,55	169 448,02	152 932,14	135 682,28
			Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.	-12,0%	-20,5%	-29,5%	
WAM							
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]	-	192 032,91	184 145,85	152 471,47	102 756,53	59 364,67	33 050,25
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472,25	207 282,99	196 234,87	184 719,65	155 090,46	137 901,63	114 729,26
			Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.	-19,4%	-28,4%	-40,4%	

* rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych przez instalacje objęte systemem EU ETS w 2030 r. w stosunku do 2021 r. w scenariuszu WAM wyniesie 46% (w scen. WEM 41%) i w 2040 r. – 83% (w scen. WEM 70%). Emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS (ESR) również będzie niższa w scenariuszu WAM aniżeli w scenariuszu WEM, aczkolwiek różnica ta będzie mniejsza niż w EU ETS, natomiast tylko w scenariuszu WAM zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% w roku 2030.

1.1.4. Prognozowany spadek emisji GHG raportowanych

Porównanie prognoz emisji substancji

zanieczyszczających powietrze – scenariusz WAM vs.

scenariusz WEM

Poniżej (Tabela 1.17; Tabela 1.18; Tabela 1.19; Tabela 1.20; Tabela 1.21) przedstawiono wyniki prognozowanych redukcji emisji substancji zanieczyszczających powietrze, określonych w dyrektywie NEC (SO₂, NO_x, NMLZO, NH₃ i PM_{2,5}), w wyniku przyjęcia scenariusza WAM w stosunku do emisji obliczonych dla scenariusza WEM.

Tabela 1.17. Prognozy zmiany emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji SO ₂ WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	-4,0%	-21,2%	-44,4%	-58,5%
A. Spalanie paliw	-4,1%	-21,9%	-46,7%	-62,7%
1. Przemysły energetyczne	-7,3%	-19,9%	-48,5%	-63,6%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-20,2%	-42,8%	-48,6%	-51,0%
3. Transport	-14,6%	-16,9%	-19,4%	-21,7%
4. Inne sektory	4,3%	-14,7%	-43,6%	-72,1%
B. Emisja lotna z paliw	-1,5%	-1,0%	-1,3%	-2,8%
1. Paliwa stałe	-4,5%	-5,0%	-4,6%	-5,6%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-1,5%	-1,0%	-1,3%	-2,8%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	-5,5%	-5,2%	-3,3%	-2,7%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-0,9%	0,6%	1,6%	3,7%
G. – L. Inne	-19,4%	-19,6%	-14,4%	-13,4%
3. Rolnictwo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji SO ₂ WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	-1,0%	-3,9%	-5,0%	-7,3%
C. Spalanie odpadów	-1,0%	-3,9%	-5,0%	-7,3%
OGÓŁEM	-4,1%	-20,2%	-41,0%	-51,3%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Jak wyjaśniono wyżej w rozdziale 4.2.1.1, głównym źródłem emisji SO₂ w Polsce jest spalanie paliw w energetyce, przemyśle i małych źródłach spalania paliw. W 2020 roku udział ten wynosił 95%. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tych sektorach jest powodem spadku emisji, przy czym w scenariuszu WAM redukcje te są większe niż w scenariuszu WEM, stąd prognozowane zmniejszenie emisji w scenariuszu WAM jest większe niż w WEM.

Tabela 1.18. Prognozy zmiany emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji NO _x WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	-3,7%	-10,2%	-20,6%	-29,1%
A. Spalanie paliw	-3,8%	-10,3%	-20,8%	-29,4%
1. Przemysły energetyczne	-6,0%	-13,6%	-34,6%	-44,8%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-4,1%	-14,8%	-18,9%	-23,3%
3. Transport	-4,4%	-9,8%	-19,5%	-34,3%
4. Inne sektory	-0,1%	-6,4%	-13,6%	-18,4%
B. Emisja lotna z paliw	-1,5%	-1,0%	-1,3%	-2,8%
1. Paliwa stałe	-4,5%	-5,0%	-4,6%	-5,6%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-1,5%	-1,0%	-1,3%	-2,8%
2. Procesy przemysłowe	-1,7%	-1,3%	-0,6%	-0,1%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-3,0%	1,6%	4,4%	10,7%
G. – L. Inne	-25,0%	-24,9%	-18,3%	-19,0%
3. Rolnictwo	-0,7%	-5,3%	-7,3%	-10,1%
B. Nawozy naturalne	-0,2%	-3,4%	-4,5%	-4,9%
D. Gleby rolne	-0,8%	-5,5%	-7,5%	-10,6%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	-1,1%	-5,5%	-6,1%	-8,4%
C. Spalanie odpadów	-1,1%	-5,5%	-6,1%	-8,4%
OGÓŁEM	-3,3%	-9,1%	-17,3%	-23,3%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Podobnie jak w przypadku SO₂, emisja tlenków azotu spowodowana jest głównie przez spalanie paliw w energetyce, przemyśle, transporcie i małych źródłach (takich jak gospodarstwa domowe). W 2020 roku udział tych kategorii w emisji krajowej wynosił 84%. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tych sektorach jest powodem spadku emisji, przy czym w scenariuszu WAM redukcje te są większe niż w scenariuszu WEM, stąd prognozowane zmniejszenie emisji w scenariuszu WAM jest większe niż w WEM. Innym znaczącym źródłem emisji jest kategoria 3D. Gleby rolne, gdzie w scenariuszu WAM emisja NO_x jest niższa niż w WEM z powodu przyjęcia w scenariuszu WAM znacznie bardziej optymistycznych założeń dotyczących upowszechniania niskoemisyjnych praktyk w rolnictwie.

Tabela 1.19. Prognozy zmiany emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji NMLZO WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1,6%	-5,2%	-12,8%	-16,6%
A. Spalanie paliw	1,3%	-3,8%	-8,3%	-14,5%
1. Przemysły energetyczne	-0,4%	-2,6%	-14,4%	-54,2%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-2,4%	-9,5%	-9,4%	-9,1%
3. Transport	4,9%	3,0%	-1,8%	-16,5%
4. Inne sektory	1,8%	-2,2%	-14,5%	-19,5%
B. Emisja lotna z paliw	2,4%	-7,9%	-18,2%	-19,8%
1. Paliwa stałe	2,5%	-14,4%	-27,9%	-31,5%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	2,3%	0,4%	-8,2%	-11,8%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	-0,6%	-0,6%	-0,4%	-0,5%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-2,4%	-5,7%	-3,4%	-7,7%
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
G. – L. Inne	-12,6%	-12,8%	-9,1%	-9,6%
3. Rolnictwo	-6,2%	-12,1%	-12,2%	-12,7%
B. Nawozy naturalne	-6,6%	-12,8%	-12,8%	-13,2%
D. Gleby rolne	-0,4%	-1,5%	-2,9%	-5,3%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	-0,8%	-4,1%	-6,4%	-10,5%
A. Składowanie odpadów stałych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Spalanie odpadów	-1,5%	-6,3%	-8,2%	-12,0%
D. Gospodarka ściekami	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
OGÓŁEM	-0,9%	-5,1%	-7,0%	-7,9%

Wykazane w scenariuszu WAM mniejsze emisje NMLZO w porównaniu z WEM wynikają ze:

- zmniejszonego użycia paliw kopalnych w sektorze 1. Energia, którego udział w emisji krajowej w 2020 roku wyniósł 47%;
- zmniejszonego pogłowia bydła i świń w sektorze 3. Rolnictwo (kategoria 3.B, której udział w emisji krajowej NMLZO wyniósł 16% w 2020 roku).

Wzrost emisji NMLZO w sektorze 1.A.3 Transport w pierwszych latach prognozy wynika z większego zużycia paliw oraz większego udziału pojazdów ciężarowych (w tym lekkich) we flocie w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM.

Wykazana w tabeli (Tabela 1.19) znacząca różnica procentowa w kategorii 2.C Produkcja metali nie ma istotnego wpływu na różnicę w emisji krajowej pomiędzy scenariuszami, gdyż udział tej kategorii w emisji krajowej NMLZO jest niewielki (0,1% w 2020 r.).

Tabela 1.20. Prognozy zmiany emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji amoniaku WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	4,6%	3,5%	4,6%	4,8%
A. Spalanie paliw	4,7%	3,6%	4,7%	5,0%
1. Przemysły energetyczne	1,5%	1,0%	-4,4%	-13,6%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji amoniaku WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	2,9%	-4,0%	-2,0%	-0,2%
3. Transport	4,8%	3,9%	5,2%	5,5%
4. Inne sektory	4,2%	3,9%	-2,7%	-4,9%
B. Emisja lotna z paliw	-4,5%	-5,0%	-4,6%	-5,6%
1. Paliwa stałe	-4,5%	-5,0%	-4,6%	-5,6%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
G. – L. Inne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3. Rolnictwo	-0,7%	-4,2%	-5,4%	-6,4%
B. Nawozy naturalne	-0,2%	-2,9%	-3,8%	-4,2%
D. Gleby rolne	-1,2%	-5,6%	-6,9%	-8,7%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
B. Kompostowanie	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
D. Gospodarka ściekami	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
OGÓŁEM	-0,7%	-4,0%	-5,1%	-6,1%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W sektorze rolnictwa główna różnica pomiędzy scenariuszami WEM i WAM związana jest wielkością prognozowanej produkcji zwierzęcej i roślinnej oraz zużycia nawozów mineralnych. Dodatkowo uwzględniono także działanie wpływające na zmniejszenie emisji NH_3 w sektorze rolnictwa, określone w dyrektywie NEC (zał. III cz.2), a propagowane do wdrażania wśród rolników w Kodeksie doradczym *dobry praktyki rolniczej dotyczącym ograniczania emisji amoniaku* (ITP 2019), obejmujące aplikację gnojowicy innymi metodami niż rozbryzgowo.

Natomiast dodatnia różnica między scenariuszem WAM a WEM w zakresie emisji amoniaku w sektorze 1A3. Transport w pierwszych latach prognozy wynika z większego zużycia oleju napędowego w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM w transporcie, a także różnic w strukturze pojazdów*. Niemniej różnica ta nie ma istotnego wpływu na różnicę w emisji krajowej pomiędzy scenariuszami, gdyż udział tej kategorii w emisji krajowej amoniaku jest niewielki (1% w 2020 r.).

Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji $\text{PM}_{2,5}$, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji pyłu $\text{PM}_{2,5}$ WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	9,2%	5,2%	-14,8%	-19,0%
A. Spalanie paliw	9,3%	5,4%	-14,9%	-19,3%
1. Przemysły energetyczne	-13,7%	-27,1%	-42,3%	-65,4%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-14,0%	-30,2%	-31,0%	-29,8%
3. Transport	0,6%	-2,7%	-5,9%	-12,2%
4. Inne sektory	11,4%	10,1%	-8,8%	-13,9%

* Emisja NH_3 powstaje głównie w pojazdach osobowych zasilanych paliwami gazowymi (głównie gazem płynnym LPG), ale również w pojazdach hybrydowych (których liczba rośnie w scenariuszu WAM w stosunku do WEM), a także w nowszych pojazdach zasilanych benzyną i olejem napędowym wyposażonych w układy ograniczające emisję NO_x , tj. odpowiednio w three way catalyst (katalizator trójdrożny) oraz układ SCR.

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji pyłu PM _{2,5} WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
B. Emisja lotna z paliw	-0,9%	-9,2%	-12,9%	-12,5%
1. Paliwa stałe	-0,8%	-9,5%	-13,4%	-13,0%
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	-1,5%	-1,0%	-1,3%	-2,8%
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	-1,9%	-2,7%	-2,3%	-3,3%
A. Produkty mineralne	0,0%	-0,7%	-1,2%	-1,8%
B. Przemysł chemiczny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Produkcja metali	-1,1%	-5,2%	-5,3%	-11,0%
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
G. – L. Inne	-9,0%	-10,0%	-7,7%	-8,8%
3. Rolnictwo	-0,4%	-0,8%	-2,6%	-3,5%
B. Nawozy naturalne	0,0%	-0,4%	-2,8%	-3,7%
D. Gleby rolne	-0,9%	-1,6%	-2,4%	-3,3%
F. Spalanie resztek roślinnych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5. Odpady	-0,5%	-2,2%	-2,9%	-4,3%
A. Składowanie odpadów stałych	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C. Spopielanie i otwarte spalanie odpadów	-1,5%	-6,3%	-8,2%	-12,0%
E. Inne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
OGÓŁEM	8,2%	4,0%	-9,7%	-12,0%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym źródłem emisji PM_{2,5} jest kategoria 1.A.4 Inne sektory (tj. małe źródła emisji takie jak gospodarstwa domowe). Udział tej kategorii w emisji krajowej wynosił w 2020 roku 86%. W latach 2025 i 2030 scenariusz WAM zakłada nieco większą emisję pyłu niż WEM. Jest to spowodowane wyższymi wskaźnikami emisji w scenariuszu WAM dla kategorii małych źródeł spalania paliw (wyjaśnienie niżej).

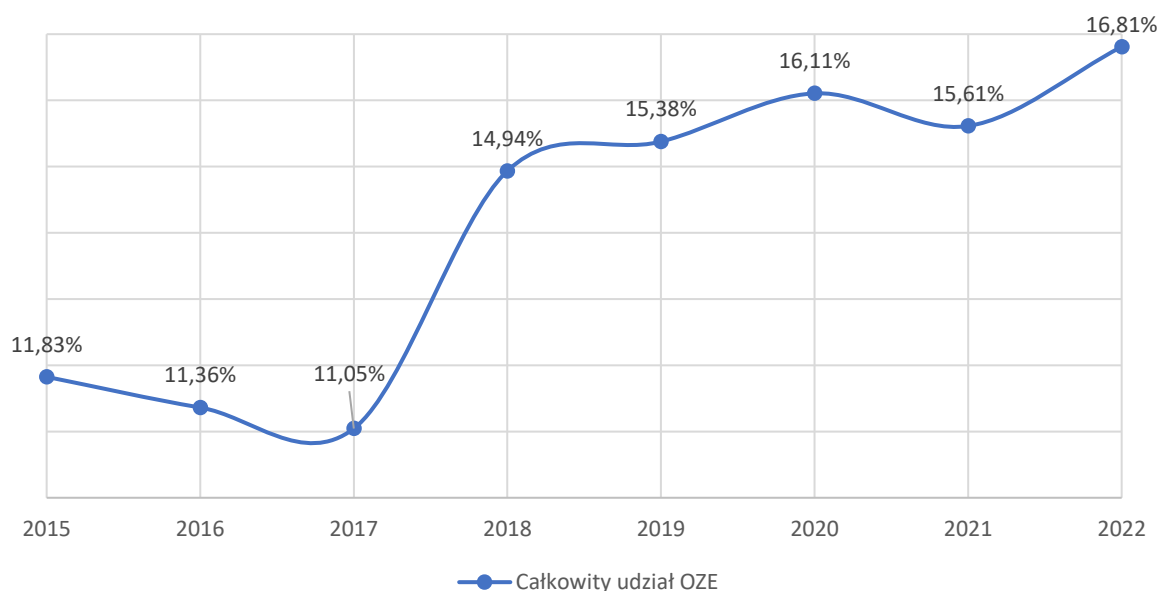
Grupę kotłów węglowych stosowanych w małych źródłach spalania paliw (kategoria 1.A.4) można ogólnie podzielić na 2 rodzaje urządzeń: kotły automatyczne i kotły obsługiwane ręcznie. Różnią się one między sobą m.in. długością czasu eksploatacji. Na podstawie doświadczeń Instytutu Technologii Paliw i Energii (ITPE), który opracował wskaźniki emisji dla kategorii 1.A.4, oraz na podstawie doświadczeń firm produkujących kotły przyjęto, iż czas ten wynosi odpowiednio 10 oraz 15 lat dla dwóch wymienionych wyżej rodzajów kotłów. Polityka Państwa zmierzająca do odchodzenia od paliw węglowych powoduje, że urządzenia opalane węglem, po okresie eksploatacji, są zastępowane przez OZE lub urządzenia opalane innymi paliwami (biomasa, gaz, olej). Biorąc pod uwagę przytoczone czasy eksploatacji można zauważyć, że wymiana taka wcześniej obejmie urządzenia automatyczne niż kotły obsługiwane ręcznie. Oznacza to szybszy spadek liczby kotłów automatycznych niż ręcznych funkcjonujących na rynku w poszczególnych latach, czego efektem jest malejący udział kotłów automatycznych w całej grupie kotłów zasilanych węglem (a kotły te mają niższe wskaźniki emisji). Trend ten wpłynął zatem na zwiększenie średnich ważonych wskaźników emisji dla małych źródeł spalania w scenariuszu WAM w porównaniu do WEM w latach prognozy 2025 i 2030.

W pozostałych latach emisja w scenariuszu WAM jest niższa niż w WEM, co wynika głównie ze zmniejszenia zużycia paliw kopalnych (węgiel kamienny i gaz ziemny) w małych źródłach spalania paliw (1.A.4).

Nieznacznie większa emisja PM_{2,5} w sektorze 1A3 Transport w pierwszych latach prognozy wynika głównie z większego zużycia paliw w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM.

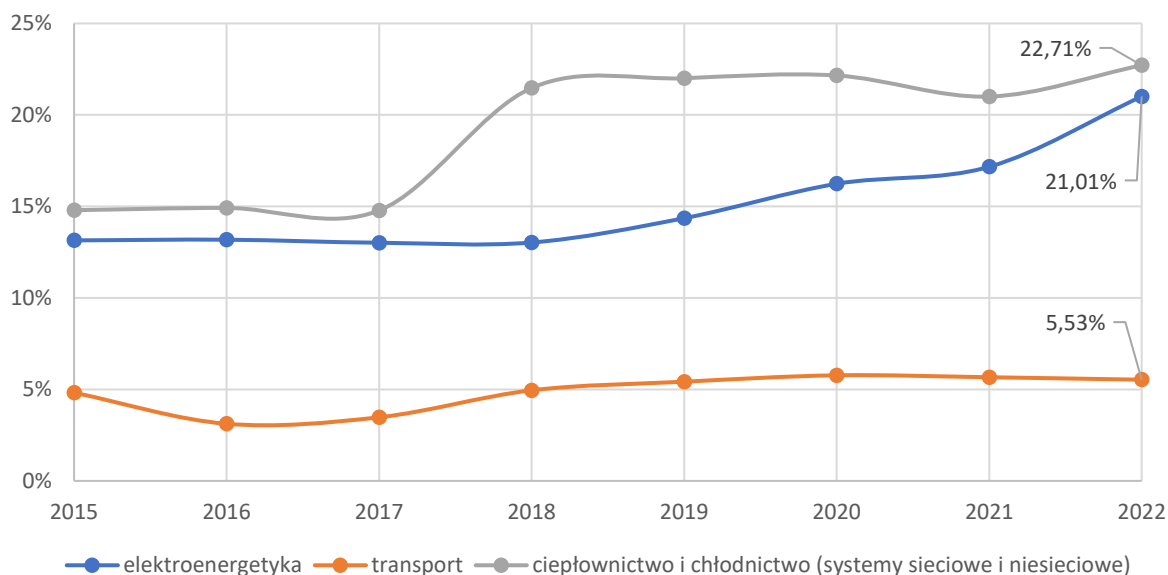
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

W 2022 r. udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto osiągnął poziom 16,81% i był wyższy o 4,98 p.p. w porównaniu z rokiem 2015. Największy wzrost wystąpił na przełomie lat 2017-2018 i wyniósł 3,89 p.p. (Rysunek 1.3). Całkowity wolumen energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. wyniósł 878 051,8 GWh. Główną składową tego wolumenu była energia wykorzystywana w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa - stanowiła ponad 49% sumy (Rysunek 1.4). W 2020 r. udział OZE wyniósł 16,11%.



Rysunek 1.3. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares



Rysunek 1.4. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki

Źródło: Eurostat Shares

Udział OZE w elektroenergetyce w 2022 r. wyniósł 21,01% i był wyższy o 7,87 p.p. względem 2015 r. Największy wzrost wartości obserwuje się na przestrzeni lat 2018-2022. W latach 2015-2018 nie odnotowano znaczących zmian w udziale odnawialnych źródeł energii w elektroenergetyce.

W sektorze elektroenergetyki największy udział produkcji z odnawialnych źródeł energii na przestrzeni lat 2015–2022 miał podsektor energetyki wiatrowej. W 2022 r. ilość wyprodukowanej energii w tym podsektorze wyniosła 18 934,5 GWh (co odpowiadało ponad 50% ogólnej produkcji energii elektrycznej przez źródła odnawialne). Od początku 2015 r. obserwuje się systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych (wzrost o ponad 14 500% porównując produkcję w 2022 r. z produkcją w 2015 r.). Tak gwałtowny przyrost produkcji spowodowany jest głównie rozwojem prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, co wynika z wprowadzenia w Polsce systemów wsparcia dla tego typu inwestycji (np. Program Mój Prąd) oraz rosnących cen energii elektrycznej.

Udział odnawialnych źródeł energii w transporcie w 2022 r. wyniósł 5,53% - zwiększył się o 0,71 p.p. względem 2015 r. Na przestrzeni rozważanego okresu nie obserwowano znaczących zmian tej wartości. Największą część energii odnawialnej w transporcie stanowiły biopaliwa (12 669,2 GWh w 2022 r.). Obserwuje się wzrost udziału zielonej energii elektrycznej w napędzie pojazdów drogowych oraz kolejowych (zwiększa się liczba samochodów elektrycznych, hybrydowych, elektryfikowane są sieci kolejowe).

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa udział energii odnawialnej w 2022 r. wyniósł 22,71% był o 7,92 p.p. wyższy niż w 2015 r. Na przestrzeni rozważanego okresu największy procentowy wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie przypadł na lata 2017–2018 (wzrost o 6,69 p.p.). Obserwuje się zwiększenie produkcji energii przez pompy ciepła. W ostatnich latach dominujące znaczenie mają powietrzne pompy ciepła, co jest spowodowane niższymi kosztami w zakupie i instalacji tego typu jednostek względem gruntowych pomp ciepła.

1.2.1. Wykorzystanie OZE ogółem, w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego udziału OZE zakładają kontynuację obecnych trendów w zakresie rozwoju technologii OZE (w tym kosztowych), a także obowiązujące i planowane na etapie przygotowania prognozy mechanizmy wsparcia oraz systemy mające na celu rozwijanie poszczególnych technologii. Takimi mechanizmami/systemami są: system świadectw pochodzenia (stopniowo wygaszany) oraz aukcyjny (dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie⁵), a także systemy wsparcia rozwoju morskich farm wiatrowych, biometanu, biopaliw II gen i wodoru odnawialnego. Część z tych systemów będzie wymagała dopiero opracowania.

W systemie aukcyjnym OZE^{*} założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania dla technologii, natomiast dla morskich elektrowni wiatrowych okres ten wynosi 25 lat. Założono również, że w ogłaszanych w przyszłości aukcjach preferowane będą rozwiązania mające ograniczyć ceny energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB, tzn. preferowane będą technologie o najniższych jednostkowych kosztach wytwarzania, z uwzględnieniem kosztów systemowych. W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój Prąd, Czyste Powietrze, Ciepłe Mieszkanie, Inwestycje w gospodarstwach rolnych w zakresie OZE, Agroenergia, czy ulga termomodernizacyjna. Dodatkowymi instrumentami w zakresie rozwoju OZE w energetyce, które zostały przyjęte w scenariuszu WAM, były: 1. Usunięcie barier administracyjno-proceduralnych obejmujących skomplikowane i czasochłonne procedury lokalizacyjne

⁵ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2013 r. poz. 1436, z późn. zm.)

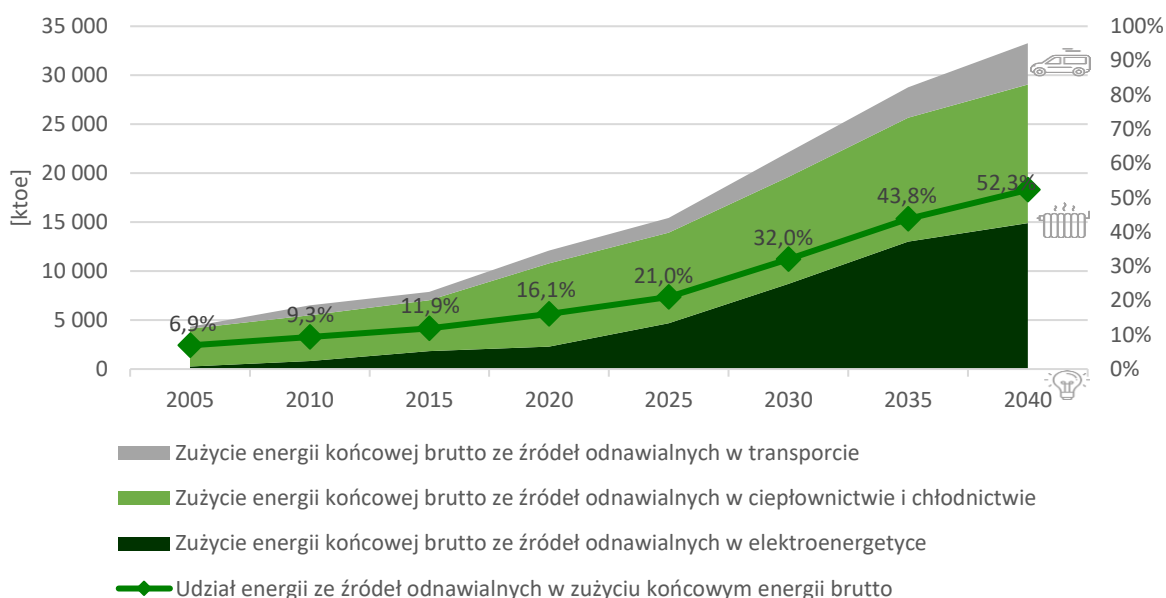
^{*} System aukcyjny OZE to mechanizm wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, polegający na przeprowadzaniu konkursów (aukcji) organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Wygrywają w nich oferenci, którzy zaproponują najniższą cenę za wyprodukowaną energię, co pozwala im uzyskać gwarancję stałego przychodu na 15 lat i stabilność finansową dla inwestycji. System jest finansowany z opłaty OZE, która stanowi składnik rachunku za energię elektryczną.

i środowiskowe. 2. Uproszczenie przepisów dotyczących wydawania pozwoleń oraz cyfryzacja tego procesu, zmiana kryteriów w przypadku aukcji z uwzględnieniem indeksacji cen, publikowanie jasnych harmonogramów aukcji oraz 10-letnich planów rozwoju energetyki wiatrowej i perspektyw na rok 2040, zwiększenie niezbędnych inwestycji w porty, drogi i sieci elektroenergetyczne oraz odblokowanie inwestycji w europejskim łańcuchu dostaw dla energii wiatrowej*. 3. Inwestycje w modernizację i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, aby zwiększyć ich przepustowość. 4. Wspieranie rozwoju lokalnych społeczności energetycznych.

Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES⁶, wykorzystywanych do raportowania przez państwa członkowskie poziomu wykonania celów w zakresie udziału OZE. Jako rok bazowy przyjęto rok 2020. W sektorze transportu udział OZE obliczono zgodnie z rekomendacjami zawartymi w dyrektywie REDIII⁷.

Do celów pracy określono przewidywane krajowe zapotrzebowanie na energię końcową brutto oraz produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych zaliczanych do OZE. Szczegółowy opis projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię wykorzystanej do obliczeń zawarto w Rozdziale 4. W przypadku elektrowni wodnych oraz wiatrowych, wartości dotyczące produkcji są wielkościami znormalizowanymi zgodnie z metodyką rekomendowaną przez Eurostat. W przypadku elektrowni wodnych normalizacja polega na korekcji poziomu produkcji w oparciu o uśredniony na przestrzeni ostatnich 15 lat wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej. W odniesieniu do elektrowni wiatrowych zastosowano analogiczną metodę, ale z wykorzystaniem średniej z okresu 5 lat.

W tabelach (Tabela 1.23; Tabela 1.24; Tabela 1.25) zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, wynikające z opisanych powyżej założeń. Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz **przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza dotychczasowe ramy prawne i regulacyjne**, wskazuje na możliwy do osiągnięcia poziom udziału OZE w końcowym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do 32%, w 2040 r. ok. 52%. Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach - elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym.



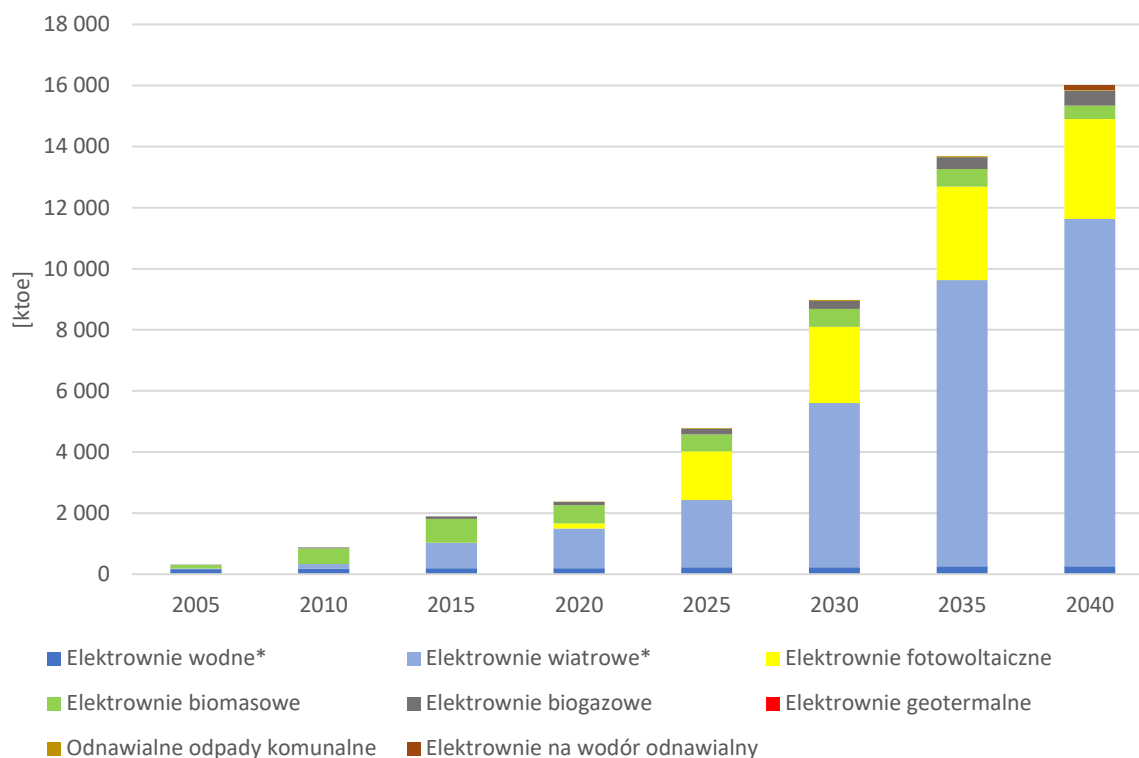
Rysunek 1.5. Udział OZE w zużyciu końcowym energii brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki

* Postulaty Europejskiej Karty Wiatru podpisanej przez przedstawiciela polskiego rządu w grudniu 2023 r.

⁶ European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652

W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 53,2% w 2030 r. Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Istotny wkład w realizację celu OZE w sektorze elektroenergetyki mają również instalacje spalające lub współpalające biomasę oraz instalacje biogazowe. Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej zaczynają odgrywać również gazy odnawialne.



Rysunek 1.6. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]

* wartości znormalizowane

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do niecałych 36,5% w 2030 r.** (Tabela 1.23, Rysunek 1.7) ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie większego niż do tej pory strumienia środków na transformację. Ciepłownictwo systemowe jest jednym z najistotniejszych sektorów przemysłowych gospodarki, o podstawowym znaczeniu dla społeczeństwa w polskich warunkach klimatycznych (zaspokaja ok. 1/4 zapotrzebowania na ciepło w Polsce). Tymczasem sytuacja finansowa większości spółek ciepłowniczych jest trudna i nie pozwala na prowadzenie inwestycji w wymaganym zakresie. Dodatkowym ograniczeniem będzie konieczność spełnienia przez jednostki spalające biomasę kryteriów zrównoważonego rozwoju, które z pewnością będą wpływały na zmniejszenie dostępności tego surowca. W związku z czym, w sektorze tym liczba alternatyw jest dużo węższa niż w przypadku sektora elektroenergetycznego, jeśli chodzi o możliwe do zastosowania technologie bez- lub niskoemisyjne. Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie uwzględniającym wymaganie wynikające z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. minimum 0,8 pkt. proc. w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. w latach 2026-2030. Do udziału OZE w ciepłownictwie nie zaliczono ciepła i chłodu odpadowego oraz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wykorzystywanej do ogrzewania i chłodzenia.

Tabela 1.22. Pojemność magazynów ciepła w Polsce w ciepłownictwie systemowym w latach 2020-2040

	2020	2025	2030	2035	2040
Pojemność magazynów ciepła (GWh)	6	15	124	351	576

Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w ciepłownictwie w tempie uwzględniającym wymagania wynikające z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. minimum 0,8 pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. jako średnia roczna w latach 2026-2030.



Rysunek 1.7. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

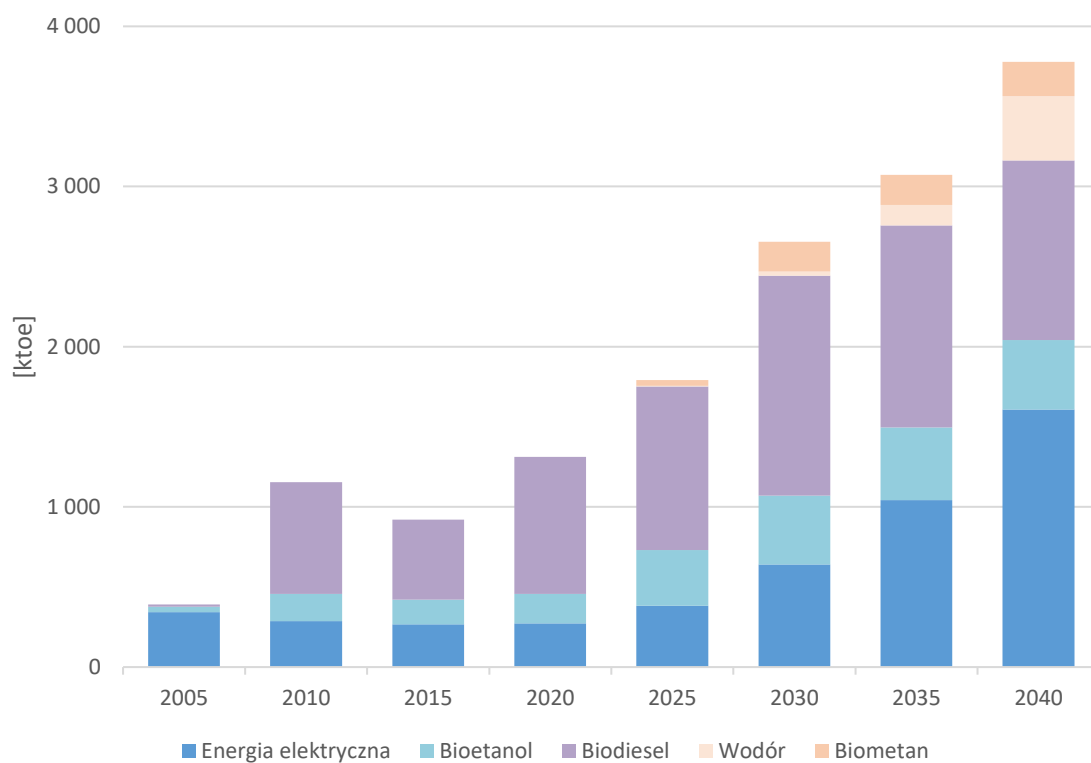
Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie szczególnie dużym wyzwaniem. Jak powszechnie wiadomo, możliwości wdrażania biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi i ekonomicznymi. Największe nadzieje pokłada się więc w elektryfikacji transportu drogowego, która biorąc pod uwagę stopień zamożności społeczeństwa, niekoniecznie będzie przebiegać według założonego w analizie scenariusza. Jak do tej pory rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz infrastruktury towarzyszącej odbiega od oczekiwań i założeń poprzedniego KPEiK na lata 2021-2030. Realizacja przedstawionego w analizie planu, wymagać będzie więc wdrożenia dodatkowych polityk i środków. Tymi dodatkowymi politykami i środkami będą przede wszystkim: wspieranie rozwoju elektromobilności m.in. poprzez dopłaty do zakupu pojazdów elektrycznych, rozbudowa infrastruktury ładowania akumulatorów/tankowania wodoru, wspieranie rozwoju rynku paliw alternatywnych takich jak biopaliwa II i III generacji, bioLNG/bioCNG oraz paliw węglowych z recyklingu (wartości planowanego zużycia wymienionych paliw znajdują się w tabeli – Tabela 1.26). Istnieje znaczący potencjał rozwoju produkcji biopaliw II generacji, ale konieczna jest głęboka zmiana gospodarki odpadowej. Przede wszystkim potrzebny jest lepszy odzysk odpadów, który pozwoliłby na większy dostęp do tłuszczów i uzasadniałby inwestycje w infrastrukturę produkcyjną biopaliw II generacji. W tym celu niezbędne są zmiany organizacyjne oraz regulacyjne, która zostaną zaproponowane w późniejszym okresie. W odniesieniu do biopaliw I generacji, Polska będzie wykorzystywać limit 6,1% udziału tego rodzaju biokomponentów, ze względu na racjonalność kosztową, czas niezbędny na wdrożenie nowych norm i dostosowanie rynku. Zgodnie z art. 26 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. (RED III), do obliczania końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych w danym państwie członkowskim, o którym to zużyciu mowa w art. 7, oraz minimalnego udziału energii odnawialnej i celu dotyczącego redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych, o którym mowa w art. 25 ust. 1 akapit pierwszy lit. a), udział biopaliw i biopłynów, jak również paliw z biomasy zużywanych w transporcie – jeśli są one produkowane z roślin spożywczych i pastewnych – nie może w tym państwie członkowskim przekraczać o więcej niż

o 1 punkt procentowy udziału takich paliw w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu w 2020 r., a maksymalnie może to być 7% końcowego zużycia energii w sektorze transportu w tym państwie członkowskim” (w 2020 r. wspomniany udział wynosił w Polsce 5,1%). Limit dla biopaliw I generacji w świetle obecnie obowiązujących przepisów unijnych został w obecnej wersji Planu odniesiony do końcowego zużycia energii w całym sektorze transportu, a nie tylko w transporcie drogowym i kolejowym jak przyjęto w poprzedniej wersji KPEiK z lipca 2025 r.

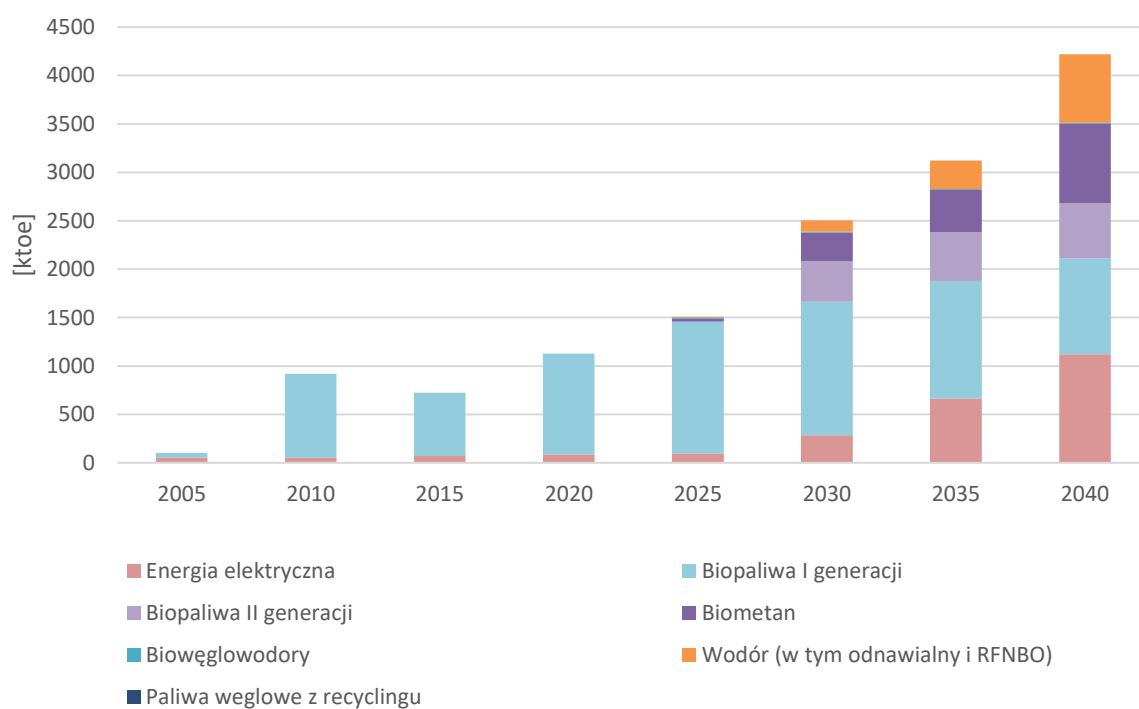
Przedstawione na rysunku wartości dotyczące roli biometanu w wypełnieniu celu OZE w transporcie wymagają dodatkowego komentarza. Podane w tabeli ilości nie są bezpośrednio używane w transporcie, ponieważ założono, że spółki paliwowe, na których ciąży obowiązek wypełnienia NCW (Narodowy Cel Wskaźnikowy) mogą go realizować także poprzez rozliczenie biometanu wtłaczanego do sieci gazowniczych. Biometan używany bezpośrednio w sektorze transportu to bioLNG i bioCNG w następujących ilościach: 185 ktoe w 2030 r. oraz 213 ktoe w 2040 r. Kolejnym elementem wymagającym skomentowania jest RFNBO w transporcie. Znaczna jego część uwzględniona w obliczeniach udziału OZE w transporcie, to wodór wykorzystywany w rafineriach w procesach produkcji paliw konwencjonalnych. Zgodnie z zapisami Dyrektywy REDIII ta część RFNBO może zostać zaliczona do celu transportowego. Przyjęto, że ok. 85% wodoru używanego w rafinerii to wodór wykorzystywany do produkcji paliw konwencjonalnych.

Kluczowym elementem warunkującym osiągnięcie planowanego poziomu udziału OZE jest przede wszystkim osiągnięcie celów w zakresie rozwoju rynku pojazdów z napędem elektrycznym. Do 2030 r. założono ok. 0,8 mln samochodów osobowych elektrycznych, natomiast w 2040 r. – 4,3 mln. Liczba autobusów komunikacji miejskiej ma wynieść ok. 5 tys. w 2030 r. i ok. 12 tys. w 2040 r. W 2030 liczba pojazdów napędzana wodorem wynosi ok. 25 tys. szt., w tym 1,4 tys. autobusów (komunikacji miejskiej i pozamiejskiej) oraz 3 tys. ciężarówek i aut dostawczych. W 2040 r. całkowita liczba pojazdów na wodór wynosi 195 tys. szt., w tym: 20 tys. autobusów oraz 172 tys. ciężarówek i aut dostawczych. Wyniki analiz wskazują, że wodór w transporcie znajdzie największe zastosowanie w samochodach ciężarowych i autobusach pozamiejskich. Wynika to z faktu, że zastosowanie układów bateryjnych, czyli alternatywnego rozwiązania bezemisyjnego, w samochodach o dużej wadze, nie jest optymalnym rozwiązaniem, ze względu na to dodatkowe zwiększanie masy pojazdów. Rozwiązania oparte na wodorze charakteryzują się również większymi zasięgami na jednym tankowaniu.

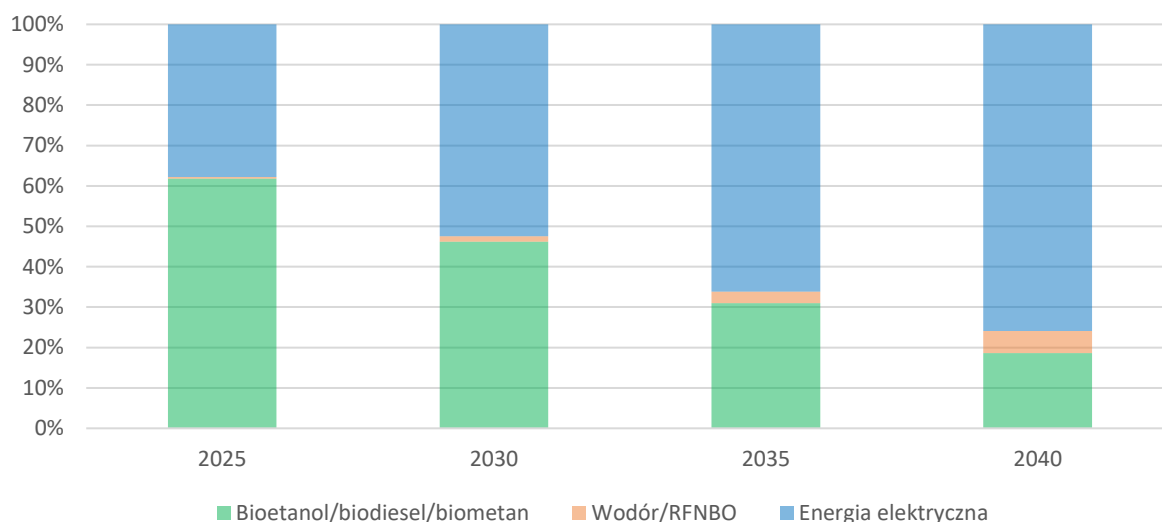
Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 16,5% w 2030 r.** (Tabela 1.23Rysunek 1.9) W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych (w tym napędzanych wodorem). **W 2040 r. udział ten wynosi 44,8%.**



Rysunek 1.8. Końcowe zużycie paliw i nośników energii zaliczanych do celu OZE* w transporcie

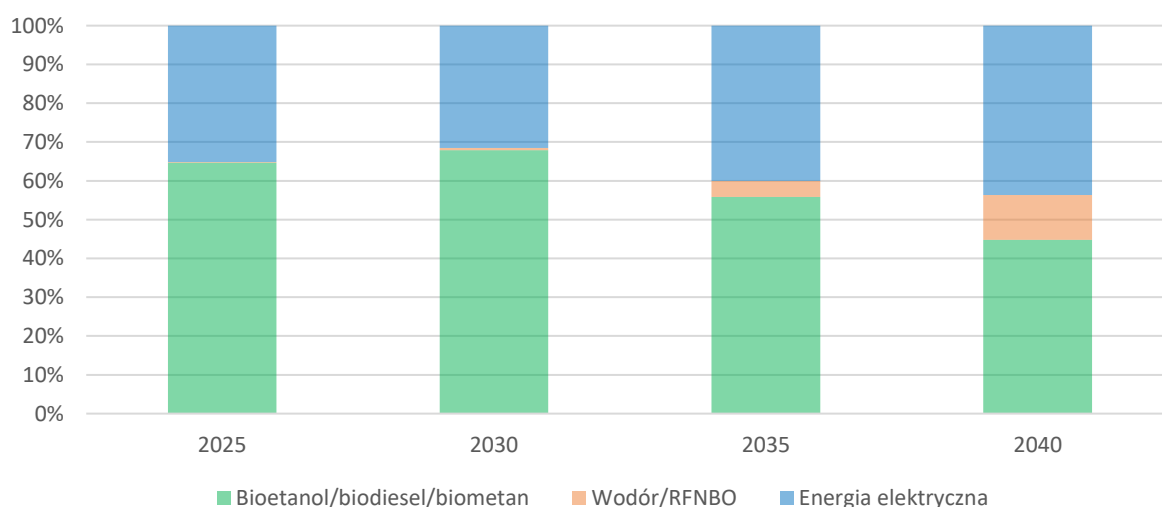


Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu z uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II [ktoe]



Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*

*Przedstawione wartości prezentują zużycie energii w transporcie pasażerskim bez zastosowania mnożników (wykorzystywanych przy rozliczaniu celu OZE w transporcie), w tym całkowite zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo zastosowano przelicznik uwzględniający sprawność silników elektrycznych względem silników spalinowych tj. 3:1 dla samochodów elektrycznych, 2:1 dla zelektryfikowanego transportu kolejowego; 1,5:1 dla samochodów na wodór (ogniwa paliwowe).



Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*

*Przedstawione wartości prezentują zużycie energii w transporcie towarowym bez zastosowania mnożników (wykorzystywanych przy rozliczaniu celu OZE w transporcie), w tym całkowite zużycie energii elektrycznej. Dodatkowo zastosowano przelicznik uwzględniający sprawność silników elektrycznych względem silników spalinowych tj. 2:1 dla pojazdów elektrycznych (drogowych i kolejowych), 1:1 dla samochodów na wodór (ogniwa paliwowe).

Tabela 1.23. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na sektory [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	61 577	69 192	65 374	74 069	73 351	68 325	64 349	61 506
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	4 229	6 421	7 767	11 926	15 323	21 828	28 103	32 146
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1 818	2 292	4 692	8 696	13 016	14 896
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3 868	4 677	5 224	8 507	9 220	10 913	12 632	14 152
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1 291	1 508	2 505	3 121	4 220
Sektorowy i całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,9%	16,1%	21,0%	32,0%	43,8%	52,3%
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,5%	6,5%	13,4%	16,2%	31,3%	53,2%	71,1%	68,9%
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,8%	14,8%	22,1%	27,6%	36,5%	47,0%	56,7%
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,7%	6,6%	5,7%	6,6%	6,7%	16,5%	26,5%	44,8%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat SHARES

Tabela 1.24. Sektor elektroenergetyczny

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]	Końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)	12 397	13 391	14 102	14 660	15 316	16 893	19 246	23 258
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	229	254	260
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1 294	2 206	5 377	9 380	11 372
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1 590	2 495	3 060	3 266
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	558	583	572	445
	Elektrownie biogazowe	10	34	78	106	186	266	384	490
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
	Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny)	0	0	0	0	0	0	0	157
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	0	0	0	16	26	32	32	28
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce	Elektrownie wodne	52,7%	21,6%	10,5%	8,4%	4,7%	2,6%	1,9%	1,6%
	Elektrownie wiatrowe	5,5%	16,6%	44,1%	54,4%	46,1%	59,9%	68,6%	71,0%
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	7,1%	33,2%	27,8%	22,4%	20,4%
	Elektrownie biomasowe	38,6%	57,9%	41,1%	25,0%	11,7%	6,5%	4,2%	2,8%
	Elektrownie biogazowe	3,2%	3,9%	4,1%	4,5%	3,9%	3,0%	2,8%	3,1%
	Elektrownie geotermalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór odnawialny)	3,2%	3,9%	4,1%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,5%	0,4%	0,2%	0,2%

*wartości znormalizowane Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat SHARES

Tabela 1.25. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (denominator RES-H&C)	38 064	39 594	35 310	38 417	33 401	29 911	26 898	24 945
	Geotermia	11	13	22	26	78	97	146	181
	Kolektory słoneczne	0	10	45	80	267	428	513	557
	Biomasa stała	3 814	4 555	4 896	7 892	7 562	7 608	7 359	7 001
	Gazy odnawialne (biogaz/ biometan/wodór odnawialny)	41	51	88	114	193	871	1 759	2 636
	Pompy ciepła	0	45	133	298	971	1 715	2 646	3 567
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	1	3	40	97	150	193	210	209
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	Geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	0,8%	0,9%	1,2%	1,3%
	Kolektory słoneczne	0,0%	0,2%	0,9%	0,9%	2,9%	3,9%	4,1%	3,9%
	Biomasa stała	98,6%	97,4%	93,7%	92,8%	82,0%	69,7%	58,3%	49,5%
	Gazy odnawialne (biogaz/ biometan/wodór odnawialny)	1,1%	1,1%	1,7%	1,3%	2,1%	8,0%	13,9%	18,5%
	Pompy ciepła	0,0%	1,0%	2,5%	3,5%	10,5%	15,7%	20,9%	25,2%
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	0,0%	0,1%	0,8%	1,1%	1,6%	1,8%	1,7%	1,5%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat SHARES

Tabela 1.26. Sektor transportu – uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na paliwa i technologie - sektor transportu [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)	10 189	14 957	14 493	19 628	24 360	22 739	21 240	19 741
	Energia elektryczna	54	53	72	88	97	286	666	1 122
	Biopaliwa I generacji	50	867	653	1 005	1 311	1 377	1 214	989
	Biopaliwa II generacji	0	0	0	35	50	420	500	570
	Biometan	0	0	0	0	35	295	436	819
	Biowęglowodory	0	0	0	0	10	10	10	11
	Wodór (w tym: odnawialny i RFNBO)	0	0	0	0	5	117	295	709
	Paliwa węglowe z recyklingu	0	0	0	0	0	0	0	0
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0	0	1	2	15	103	378	786
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	48	47	65	80	82	182	286	334
	Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	6	6	7	6	1	2	2	2
Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie [%]	Energia elektryczna	52,3%	5,8%	9,9%	7,8%	6,5%	11,4%	21,3%	26,6%
	Biopaliwa	47,7%	94,2%	90,1%	92,2%	90,3%	71,7%	54,9%	37,0%
	Pozostałe (wodór, biometan, paliwa węglowe z recyklingu, biowęglowodory)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,3%	16,8%	23,7%	36,5%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	2,3%	15,0%	35,8%	56,7%	70,1%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	91,1%	83,9%	63,6%	43,0%	29,7%
	Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	6,5%	1,1%	0,6%	0,3%	0,2%
	Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]	343,0	287,0	267,2	273	383	641	1042	1608
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]	1,8	2,0	1,9	6	57	230	591	1127
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego [ktoe]	305,2	254,9	240,6	249	321	408	448	478
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym [ktoe]	36,0	30,2	24,7	18	4	4	3	3

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EurosSHARES

1.2.2. Wykorzystanie OZE w budynkach i w przemyśle

Wyniki prognoz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w budynkach* są pochodną optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE, uwzględniającej obecne uregulowania prawne odnoszące się do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na OZE oraz przewidywania w zakresie potencjału spadku kosztów technologii. W modelu tym, źródła rozproszone konkurują z cenowo z energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej.

Zaprezentowane poniżej wyniki, dotyczące wielkości produkcji z małych instalacji i mikroinstalacji opartych na OZE, zostały wygenerowane przy założeniu stopniowego spadku kosztów technologii, rosnących cen detalicznych energii elektrycznej (głównie w wyniku wzrostu kosztów zakupu uprawnień do emisji GHG wpływających na poziom ceny hurtowej), jak również sposobów wsparcia umożliwiających częściowe pokrycie kosztów inwestycyjnych, możliwości korzystania z pożyczek udzielanych na preferencyjnych warunkach oraz wartościowego rozliczania nadwyżek energii wyprodukowanych przez prosumenta, zgodnie z zapisami ustawy z dnia 29 października 2021 r. o *zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.).

Najszybciej rozwijającą się technologią w budynkach będzie nadal fotowoltaika (charakteryzująca się największą dynamiką redukcji kosztów i stanowiąca wygodne rozwiązanie techniczne dla gospodarstw domowych, wspólnot mieszkaniowych oraz budynków usługowych).

Elektryfikacja ogrzewnictwa stanowi instrument zwiększania elastyczności systemu elektroenergetycznego w warunkach rosnącego udziału źródeł pogodozależnych, a jednocześnie umożliwia obniżenie kosztów energii ponoszonych przez gospodarstwa domowe dzięki zastępowaniu urządzeń o niższej efektywności technologiami o wyższej sprawności.

W tabelach (Tabela 1.27; Tabela 1.28) zaprezentowano projekcje wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach i mikroinstalacjach w budynkach, z uwzględnieniem danych dotyczących energii wytworzonej, zużytej na własne potrzeby i wprowadzonej do sieci. Udział energii wprowadzanej do sieci w poszczególnych okresach został określony na podstawie analizy danych historycznych podawanych przez URE⁸. Projekcje produkcji ciepła z mikroinstalacji uzyskano za pomocą symulacyjnego modelu STEAM-PL, gdzie pod uwagę brane są takie elementy jak: poziom zapotrzebowania na energię użyteczną, występujący potencjał, koszty technologii, poziom dopłat, preferencje użytkowników, dotychczasowe tempo rozwoju, przewidywania instytucji branżowych i uznanych ośrodków badawczych w kraju i za granicą.

Tabela 1.27. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe
Produkcja brutto [GWh]	2015	0	9	0
	2020	1	1 527	0
	2025	8	10 722	0
	2030	13	15 623	1
	2035	17	19 822	1
	2040	21	22 626	2
Zużycie na własne potrzeby [GWh]	2015	0	5	0
	2020	0	458	0
	2025	6	3 217	0
	2030	10	5 468	0
	2035	13	7 929	0

* w rozumieniu art. 2 ust. 1 dyrektywy 2010/31/UE

⁸ „Zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2020, 2021 i 2022 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe
	2040	17	10 182	0
Energia wprowadzona do sieci [GWh]	2015	0	4	0
	2020	0	1 069	0
	2025	2	7 506	0
	2030	3	10 155	1
	2035	3	11 893	1
	2040	4	12 444	1

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

Tabela 1.28. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]

rok	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pompy ciepła
2015	0	45	2 281	133
2020	0	80	2 098	305
2025	4	267	2 282	950
2030	6	428	2 602	1 578
2035	8	513	2 451	2 239
2040	11	557	2 261	2 824

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

W tabeli zaprezentowano projekcje wykorzystania OZE w budynkach, w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii w tych obiektach. Z danych tych wynika wzrost z ok. 24% w 2020 r. i do ok. 44% w 2030 r. Spadek udziału OZE w porównaniu z poprzednią wersją KPEiK wynika z korekt dokonanych w metodyce liczenia udziału. Zmiany dotyczyły ilości energii elektrycznej zaliczanej do ego udziału z instalacji PV.

Tabela 1.29 OZE w budynkach [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	39	277	471	683	877
Energia elektryczna z sieci (OZE)	1 000	1 676	3 133	4 660	6 567
Ciepło z sieci (OZE)	259	415	655	1 006	1 465
Geotermalna	26	78	97	146	181
Słońce	104	260	406	468	461
Biomasa	4 876	4 080	3 914	3 559	3 202
Biometan	0	0	110	248	606
Pompy ciepła	210	950	1 578	2 239	2 824
Produkcja z OZE ogółem	6 515	7 735	10 363	13 008	16 183
Zużycie energii ogółem	27 376	25 632	23 448	21 523	20 687
Udział OZE [%]	23,8%	30,2%	44,2%	60,4%	78,2%

W tabeli (Tabela 1.30) zaprezentowano projekcje wykorzystania OZE w przemyśle w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w budynkach z ok. 25% w 2020 r. do ok. 44% w 2030 r. i następnie 78% w 2040 r. Z kolei w przemyśle udział OZE wzrasta z poziomu ok. 12,7% w 2020 r. do prawie 30% w 2030 i 49% w 2040 r.

Tabela 1.30. OZE w przemyśle [ktoe]

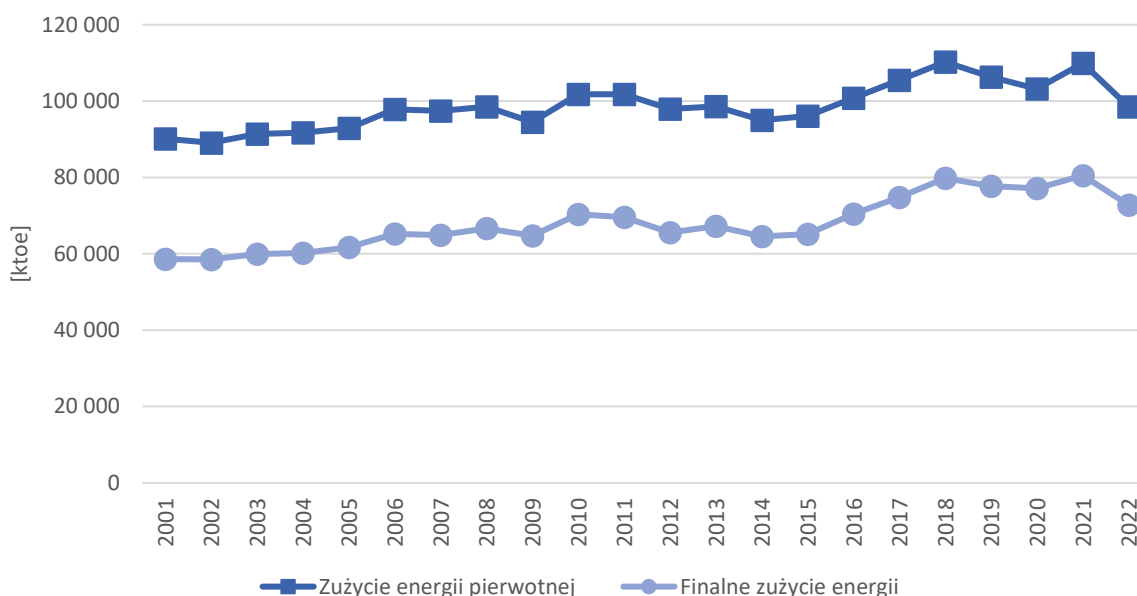
	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna z sieci (OZE)	755	1 346	2 250	3 026	3 032
Odpady odnawialne	90	102	112	123	137
Biogaz	23	34	46	58	70

	2020	2025	2030	2035	2040
Wiatr	65	110	269	469	569
Słońce	8	80	187	306	408
Biomasa	1 807	2 301	2 195	2 152	2 171
Biometan	0	0	582	1 134	1 544
Wodór odnawialny	0	0	216	487	1 208
Produkcja z OZE ogółem	2 748	3 973	5 857	7 755	9 138
Zużycie energii ogółem	21 716	20 996	19 806	19 232	18 550
Udział OZE [%]	12,7%	18,9%	29,6%	40,3%	49,3%

2. Wymiar „efektywność energetyczna”

W latach 2012–2023 roczne skumulowane tempo wzrostu efektywności energetycznej wyniosło 0,9%. Energochłonność pierwotna PKB obniżała się w tym okresie o średnio 2,6% rocznie, a energochłonność finalna PKB o 2,4%. Najszybsze tempo poprawy efektywności energetycznej odnotowano w przemyśle (o 1,9%). Całkowite zużycie energii pierwotnej wzrosło w latach 2012–2022 z 92,8 Mtoe do 98,5 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 0,6%). Natomiast finalne zużycie energii wzrosło w analizowanym okresie z 64,4 do 72,4 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 1,2%). Zarówno zużycie całkowite, jak i finalne osiągnęło najwyższą wartość w 2018 r. (było to odpowiednio 104,1 Mtoe oraz 74,9 Mtoe).

Zarówno zużycie całkowite, jak i finalne osiągnęło najwyższą wartość w 2018 r. (było to odpowiednio 104,1 Mtoe oraz 74,9 Mtoe).



Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021⁹

W 2022 r., w odniesieniu do 2012 r., energochłonność pierwotna PKB obniżyła się o 23,5%, a energochłonność finalna o 21,9%. Po uwzględnieniu korekty klimatycznej tempo poprawy wskaźnika energochłonności pierwotnej PKB było nieznacznie wyższe i wynosiło 22,1%, natomiast dla energochłonności finalnej PKB było niższe i wynosiło 19,6%³².

⁹ „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

W tabeli (Tabela 2.1) i na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane krajowe zużycie energii pierwotnej i finalnej (z uwzględnieniem zużycia nieenergetycznego) dla scenariusza WAM. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 88,1 Mtoe w 2030 r. i następnie dalszy stopniowy spadek w kolejnych okresach. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe do 69,8 Mtoe w 2030 r. i następnie do 62,3 Mtoe w 2040 r. Z punktu widzenia celów wyznaczonych w zakresie redukcji zużycia energii pierwotnej i finalnej istotniejszy jest wskaźnik oznaczony w tabeli jako zużycie energii pierwotnej i finalnej (Europa 2020-2030). Zgodnie z zaprezentowanymi danymi wynikowymi, **zużycie energii pierwotnej ulega redukcji o 13,5% w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020**. Wynik ten mieści się w celu wyznaczonym w dyrektywie EED (wynoszącym dla Polski 14,2% +/- 2,5%). **W odniesieniu do zużycia energii finalnej, uzyskana redukcja w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020 wynosi 4,1%.** Wymagany w dyrektywie EED cel dla Polski wynosi 12,8% +/- 2,5%. Cel ten plasuje się zatem poniżej wyznaczonego dla Polski poziomu. Biorąc pod uwagę obecne zużycie energii finalnej i stopień rozwoju gospodarczego kraju, osiągnięcie tak głębokich redukcji, w tak krótkim czasie jest niemożliwe, pomimo intensyfikacji działań w tym zakresie. Proste oszczędności zostały już dawno wykorzystane, a pozyskanie kolejnych będzie procesem żmudnym, czasochłonnym i przede wszystkim kapitałochłonnym. Niemniej jednak administracja rządowa będzie podejmowała szereg inicjatyw, aby podnosić efektywność energetyczną we wszystkich sektorach gospodarki narodowej, w celu osiągnięcia możliwie najwyższych oszczędności zgodnie z zasadą „efektywność energetyczna przede wszystkim”. Obszar ten stanowi najwyższy priorytet zarówno tego aktualizowanego KPEiK jak i strategii rządu. Zgodnie z zaprezentowaną projekcją, redukcja energii finalnej w kolejnych okresach nabiera tempa i w 2040 r. wynosi 14,2%.

W scenariuszu WAM założono cały szereg dodatkowych działań zmierzających do osiągnięcia w zakresie energii finalnej i pierwotnej, począwszy od zwiększenia zakresu termomodernizacji budynków (zarówno wielorodzinnych i jednorodzinnych w mieście i na wsi, jak i usługowych) zgodnie z projektem KPRB¹⁰. Założono przyspieszenie procesu cyfryzacji i zaawansowanej optymalizacji instalacji grzewczych w gospodarstwach domowych oraz budynkach usługowych. Rozwiązania te otwierają nowe możliwości oszczędności i są zgodne z wymogami unijnymi (art.8 EPBD), podkreślającymi znaczenie systemów technicznych budynków dla zwiększenia ich efektywności energetycznej. Obecnie, jedynie 47% gosp. domowych ma termostaty grzejnikowe dla podstawowej kontroli temperatury, tylko 3% wykorzystuje zaawansowane termostaty do regulacji w różnych pomieszczeniach, odbiorcy ciepła systemowego, tylko w 14% rozliczają zużycie energii na podstawie rzeczywistych pomiarów, 37% używa przybliżonych metod, głównie podzielników ciepła, a 47% stosuje inne metody, najczęściej oparte na powierzchni mieszkania.

Wśród działań mających na celu obniżenie energochłonności budynków znalazły się:

- odpowiednie wymiarowanie systemów grzewczych, takich jak dobór pomp obiegowych i cyrkulacyjnych;
- prawidłowa instalacja systemów grzewczych, co może być realizowane poprzez lepszą izolację instalacji wewnętrznej ciepłej wody użytkowej (CWU) oraz centralnego ogrzewania (CO);
- regulacja systemu grzewczego, w tym regulacja krzywej grzewczej, obniżenie temperatury w nocy oraz montaż termostatycznych zaworów grzejnikowych;
- kontrola systemu technicznego, przez wdrożenie zaawansowanego systemu zarządzania energią (BACS).

Założono, że co najmniej 50% polskich gospodarstw domowych w wyniku wspomnianych powyżej działań, obniży swoje zużycie energii o 10%.

Kluczowymi działaniami w tym obszarze są przede wszystkim:

¹⁰ <https://www.kape.gov.pl/blog/aktualnosci-kape-1/krajowy-plan-renowacji-budynkow-730>

- instalacja inteligentnych termostatów, umożliwiających precyzyjne zarządzanie temperaturą w domu;
- wprowadzenie zaprogramowanej redukcji temperatury nocnej, co przyczyni się do dodatkowych oszczędności;
- dostosowanie ustawień systemów grzewczych w nowych instalacjach, w tym regulacja krzywej grzewczej.

Założono, że wdrożenie tych działań przyniesie łączne zmniejszenie zużycia energii na poziomie **0,65 Mtoe do 2030 roku**.

Założeniem dla sektora budynków niemieszkalnych jest, że do 2030 r. 15% takich obiektów wdroży zaawansowane systemy zarządzania budynkami (BMS), (co odpowiada 3% rocznie, począwszy od 2025 roku). Takie systemy umożliwią osiągnięcie znaczących oszczędności energetycznych poprzez inteligentne zarządzanie zużyciem ciepła. Dodatkowe efekty oszczędnościowe w porównaniu ze scenariuszem WEM założono również w termomodernizacji budynków użyteczności publicznej i w budynkach niekomercyjnych.

W tym obszarze oszacowany potencjał wynosi ok. 1 Mtoe do 2030 r. W scenariuszu WAM założono nieco bardziej konserwatywne podejście i wygenerowano w ten sposób **0,53 Mtoe oszczędności w perspektywie 2030 r.**

Propozycje, które mają na celu podniesienie efektywności energetycznej na poziomie krajowym, ale również wsparcie gospodarstw domowych oraz przedsiębiorstw w bardziej świadomym zarządzaniu zużyciem energii:

1. Uruchomienie Programu Optymalizacji Systemów Grzewczych

Zalecane jest stworzenie dedykowanego programu, którego celem będzie kompleksowa optymalizacja systemów grzewczych. Program ten powinien obejmować wsparcie finansowe oraz doradcze dla odbiorców zainteresowanych modernizacją istniejących instalacji, jak również promowanie najnowszych rozwiązań w zakresie instalacji grzewczych.

2. Utworzenie i certyfikacja sieci ekspertów ds. efektywności energetycznej

Propozycja dotyczy uruchomienia oficjalnej platformy, takiej jak <https://www.peee.gov.pl/>, dla certyfikowanych ekspertów ds. efektywności energetycznej. Eksperci, po spełnieniu wymogów i odbyciu specjalistycznych szkoleń, zostaną akredytowani do oferowania doradztwa w zakresie optymalizacji zużycia energii oraz wsparcia w aplikowaniu o dotacje na rzecz efektywności energetycznej. System ten zwiększy dostępność wysoko kwalifikowanych specjalistów dla klientów, co umożliwi im efektywne zarządzanie własnymi potrzebami energetycznymi. Klienci będą mogli zgłaszać się do programu przy pomocy zatwierdzonego eksperta, który zweryfikuje i dostosuje rozwiązania do ich indywidualnych potrzeb. Proces ten gwarantuje utrzymanie wysokich standardów usług i zwiększa zaufanie do systemu.

3. Wdrożenie narzędzia – kalkulatora oszczędności energetycznych

Wdrożenie oficjalnego kalkulatora oszczędności energetycznych, opracowanego i aktualizowanego regularnie np. przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, i stosowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Takie narzędzie online pozwoliłoby użytkownikom gospodarstw domowych i przedsiębiorstwom na łatwe i interaktywne obliczanie potencjalnych oszczędności wynikających z działań optymalizacyjnych. Kalkulator powinien również wykorzystywać dane prognostyczne dotyczące cen energii i gazu pochodzące z Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). Firmy korzystające z publicznych środków przy składaniu ofert powinny być zobowiązane do stosowania tego narzędzia, co zagwarantuje standaryzację i wiarygodność przewidywanych oszczędności energetycznych.

4. Poprawa Dostępności i Jakości Informacji dla Użytkowników Końcowych

Należy zintensyfikować działania mające na celu poprawę dostępności i jakości informacji dotyczących efektywności energetycznej. Zobowiązanie dostawców energii do dołączania do rachunków porównawczych analiz zużycia wraz z praktycznymi wskazówkami dotyczącymi oszczędności może stanowić ważny krok w kierunku zwiększenia świadomości energetycznej. Informacje te powinny być

prezentowane w sposób przystępny, umożliwiając odbiorcom łatwe zrozumienie ich własnego zużycia w kontekście regionalnych średnich oraz identyfikację potencjalnych obszarów oszczędności.

5. Wsparcie dla Ustawień Urządzeń Sprzyjających Oszczędnościom Energetycznym
Rekomendujemy pracę nad wprowadzeniem wymogów dla producentów instalacji grzewczych stosowania fabrycznie ustawień urządzeń domowych i systemów grzewczych, które sprzyjają oszczędnościom energetycznym, takich jak automatyczne obniżanie temperatury w nocy czy utrzymanie bazowej temperatury na poziomie 20°C¹¹.

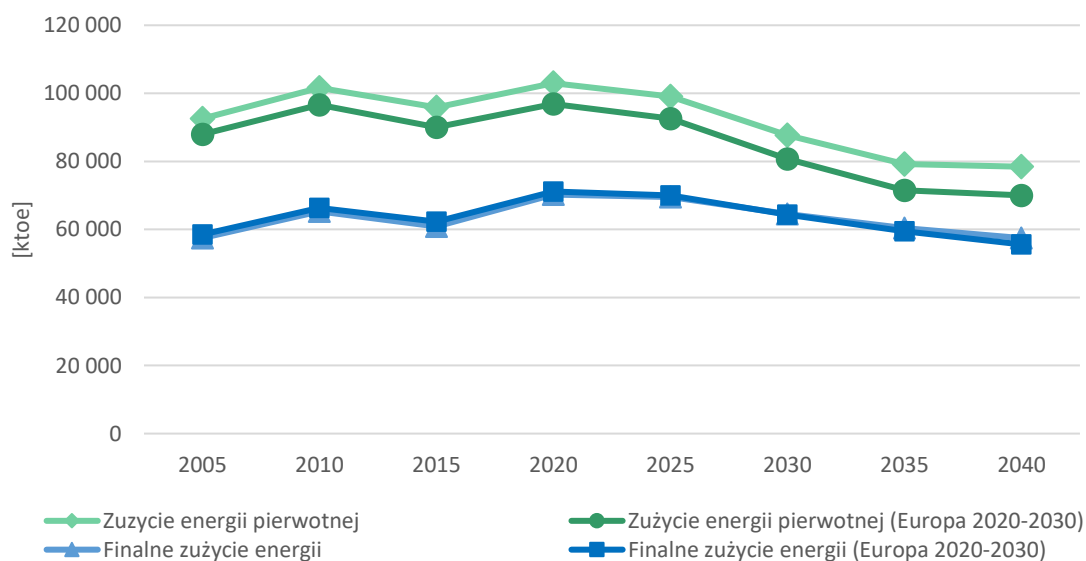
W przemyśle założono wygenerowanie **dodatkowych oszczędności na poziomie ok. 0,88 Mtoe** w napędach elektrycznych oraz modernizacji źródeł ciepła wysoko- i niskotemperaturowego. Optymalizacja pracy maszyn oraz uzyskanie jak najwyższej efektywności energetycznej i eksploatacyjnej silników elektrycznych pozwala uzyskać wielostronne korzyści zarówno w budżecie każdego przedsiębiorstwa, jak i w skali globalnej: oszczędności bezpośrednie (mniejsze zużycie energii elektrycznej), oszczędności pośrednie (dłuższy czas użytkowania, mniejsza awaryjność, mniejsze koszty serwisu, redukcja kosztów przestojów) i ochrona środowiska naturalnego (zmniejszenie emisji CO₂). Z analiz eksperckich wynika, że w przemysłowych układach napędowych najczęściej stosowane są silniki asynchroniczne średniej mocy (definiowanej jako moc od 7 kW do 1 MW). Większość z nich to silniki indukcyjne klatkowe. To w ich optymalizacji kryją się wspomniane rezerwy i potencjalne oszczędności.

Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej*	92 905	101 819	96 061	103 280	99 419	88 134	79 698	78 923
Zużycie energii pierwotnej	92 582	101 604	95 868	102 979	99 032	87 694	79 233	78 430
Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)	87 974	96 590	90 075	96 859	92 600	80 700	71 471	70 019
Finalne zużycie energii*	61 700	70 380	65 169	77 134	74 964	69 787	65 504	62 300
Finalne zużycie energii	57 473	65 250	60 863	70 235	69 504	64 508	60 388	57 456
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)	58 487	66 283	62 299	71 145	69 986	64 394	59 495	55 593

*ze zużyciem nieenergetycznym

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

¹¹ „Rekomendacje dla Krajowego Planu Energii i Klimatu. Efektywność energetyczna”. Forum Energii. Warszawa, maj 2024 r.

2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

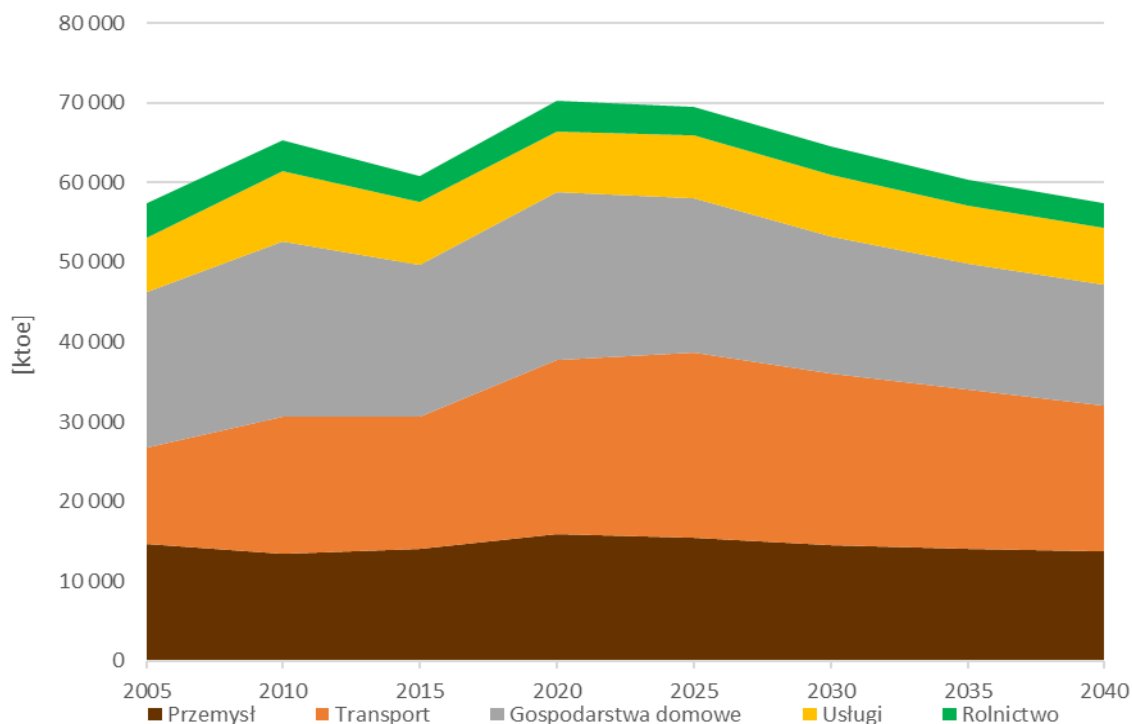
Ścieżki zmian zapotrzebowania finalnego na energię ogółem i w podziale na sektory zaprezentowano w tabeli (Tabela 2.2) oraz na rysunku (Rysunek 2.3).

Zgodnie z otrzymanymi wynikami prognoz, zużycie finalnej energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 64,5 Mtoe. Na koniec prognozy osiąga wartość 52,4 Mtoe. Przedstawiona trajektoria zakłada spadek zużycia finalnego w latach 2020-2040 we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Z dzisiejszej perspektywy, najtrudniej będzie osiągnąć istotną redukcję zużycia energii w ciągu najbliższych sześciu lat w sektorze transportu. Jest to sektor, który – w ślad za wzrostem gospodarczym – ciągle się rozwija. W późniejszym okresie, wraz z rozwojem nowych efektywniejszych technologii transportowych oraz popularyzacji transportu zbiorowego jest szansa na dalsze obniżenie energochłonności transportu, ale jest to uzależnione od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa oraz skuteczności zakładanych mechanizmów wsparcia polityki zrównoważonego transportu.

Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	14 616	13 498	14 097	15 921	15 536	14 528	14 116	13 706
Transport	12 223	17 187	16 561	21 779	23 217	21 464	19 896	18 355
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	11 002	12 253	10 850	10 333	9 749
towarowy	b.d.	b.d.	7 496	10 695	10 880	10 528	9 476	8 518
pojazdy spec.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
Gospodarstwa domowe	19 467	22 002	19 032	21 101	19 310	17 301	15 759	15 210
Usługi	6 730	8 833	7 842	7 565	7 799	7 746	7 332	7 066
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 869	3 642	3 470	3 285	3 119
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	69 504	64 508	60 388	57 456

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa

W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (Tabela 2.3; Rysunek 2.4).

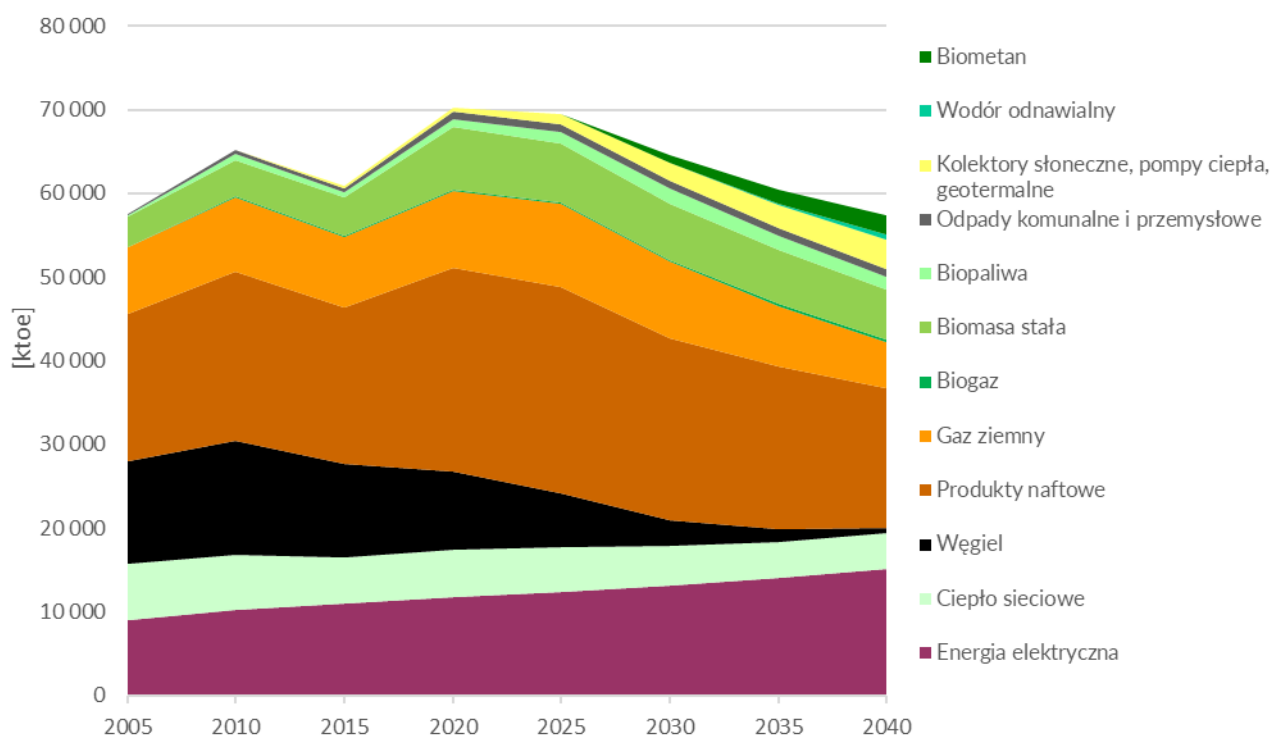
Znacząco spada zużycie węgla (z 13% w 2020 r. do 5% w 2030 r. i niemalże zera w 2040 r.). Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), w dużej mierze na skutek funkcjonowania systemu EU ETS, czego konsekwencją jest przechodzenie na paliwa i nośniki takie jak: OZE czy energia elektryczna. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów w gospodarstwach domowych, wspierany z jednej strony dopłatami (np. z programu Czyste Powietrze), a z drugiej dodatkowymi kosztami wynikającymi z funkcjonowania systemu ETS2 (które nawet jak wejdą z opóźnieniem w stosunku do pierwotnych planów, będą znaczącym czynnikiem wymuszającym zmiany). Procesy te są wzmacniane, m.in. wprowadzanymi na szczeblu regionalnym uchwałami antysmogowymi, zabraniającymi stosowania kotłów na paliwa stałe.

Istotnie wzrasta zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii, co jest charakterystycznym trendem obserwowanym w gospodarkach przechodzących transformację energetyczną. Gaz ziemny okresowo wzrasta, ale w długiej i średniej perspektywie jego udział w finalnym zużyciu energii stopniowo spada, ponieważ jako paliwo emitujące gazy cieplarniane, również jest stopniowo wypierane przez OZE. Przewidywany jest również stopniowy spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jest on wynikiem założeń dotyczących zakrojonych na szeroką skalę działań termomodernizacyjnych i założeń dotyczących liczby stopniodni grzania (HDD, ang. *heating degree days*).

Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	11 806	12 380	13 064	14 005	15 121
Ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 603	5 317	4 752	4 338	4 260
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 335	6 422	3 135	1 509	568
Produkty naftowe	17 563	20 213	18 647	24 384	24 764	21 731	19 419	16 819
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 490	9 236	9 911	9 133	7 286	5 462
Gazy odnawialne	40	48	78	92	171	1 072	1 928	3 208
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	7 447	7 014	6 839	6 428	6 019
Biopaliwa	47	867	653	1 040	1 369	1 802	1 714	1 554
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	889	894	915	933	954
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	69	200	404	1 262	2 065	2 827	3 491
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	69 504	64 508	60 388	57 456

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL), EUROSTAT



Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

2.4. Zużycie nieenergetyczne

Zużycie nieenergetyczne to ilość nośników energii zużyta na potrzeby technologiczne produkcji niektórych wyrobów (np. zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów sztucznych, albo węgiel kamienny do produkcji elektrod, produkty naftowe do produkcji tworzyw sztucznych, chemikaliów). W prognozie zakłada się umiarkowany spadek zużycia stosowanych do tej pory nośników energii na cele nieenergetyczne, ponieważ nie zakłada się istotnego spadku produkcji wspomnianych produktów.

Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w przemyśle w podziale na paliwa [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	52	54	133	64	54	55	55	56
Koks	39	1	0	33	30	27	25	23
Torf	90	30	0	11	0	0	0	0
Nafta	672	986	1 048	1 197	1 107	1 050	1 008	977
LPG	73	81	138	89	90	90	90	90
Pozostałe produkty naft.	1 664	2 156	2 222	2 350	2 003	1 985	1 973	1 961
Gaz ziemny	2 017	1 661	2 120	2 052	2 176	1 864	1 548	899
Wodór odnawialny	0	0	0	0	0	207	417	839
RAZEM	4 608	4 969	5 660	5 795	5 461	5 279	5 116	4 844

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL), EUROSTAT

2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej

W tabeli (Tabela 2.5) przedstawiono wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB. Wskaźnik ten ulega stopniowemu obniżaniu w całym rozpatrywanym okresie, co odzwierciedla zachodzące procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Z dokonanych porównań wynika, że energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszała się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat ponad dwa razy szybciej niż w średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Niemniej jednak energochłonność pierwotna PKB wynosząca 162 [toe/mlnEUR'2024] jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności, ale na pewno nie jest on możliwy do uzyskania w prosty sposób.

Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
toe/mln EUR'2024	242	210	171	162	132	104	86	80
toe/mln PLN'2024	60	53	41	36	30	23	19	18

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W tabeli (Tabela 2.6) zaprezentowano wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej w kraju na mieszkańca. W 2020 r. wynosi on 2,72 toe/Ma i zgodnie z prognozą ulega on obniżeniu do 2,33 do 2030 r. i 2,13 do 2040 r.

Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej [toe/Ma]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	2,44	2,67	2,53	2,72	2,62	2,33	2,13	2,13

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.6. Intensywność zużycia energii finalnej

W tabeli (Tabela 2.7) przedstawiono wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory. Zgodnie z zaprezentowanymi danymi, wskaźniki te ulegają stopniowej poprawie w rozpatrywanym horyzoncie czasowym we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Znaczące podniesienie wskaźnika intensywności zużycia energii w sektorze transportu, jakie jest widoczne w okresie 2015-2020, wynika z korekty statystycznej zużycia paliw w tym sektorze na skutek wprowadzenia z dniem 1 lipca 2016 r. tzw. pakietu paliwowego. W jego konsekwencji ujawnione zostały dodatkowe wolumeny zużycia paliw w wyniku likwidacji tzw. szarej strefy w obrocie paliwami.

Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	160	145	116	121	100	82	71	63
Przemysł	194	133	117	114	92	78	69	63
Transport	558	767	582	794	627	502	421	358
w tym: pasażerski	b.d	b.d	313	399	329	252	217	189
towarowy	b.d	b.d	261	388	292	245	199	165
Usługi	32	35	27	23	20	18	15	14
Rolnictwo	355	300	288	322	287	260	240	225
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1 269	1 360	1 135	1 170	1 025	896	792	746

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

W tabeli (Tabela 2.8) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2040 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL) optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju, opisanej szczegółowo w rozdziale 3.5 i 3.6 pracy. Kluczowym wnioskiem wypływającym z otrzymanych wyników jest przewidywane stopniowe ograniczanie wykorzystania węgla (zarówno kamiennego, jak i brunatnego) w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa, wymuszane głównie rosnącym kosztem zakupu uprawnień do emisji GHG, koniecznością trwałego odstawiania wyeksploatowanych i najczęściej wysokoemisyjnych jednostek, a także występowaniem innych niesprzyjających warunków w otoczeniu regulacyjnym i rynkowym dla jednostek wysokoemisyjnych. Odbywa się to kosztem zwiększania udziału paliw bezemisyjnych lub niskoemisyjnych (OZE, gaz ziemny, energia jądrowa). Istotny spadek zużycia węgla następuje mniej więcej od 2028 r. Założone w modelu prognostycznym, zgodnie z rekomendacjami KE, ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają istotnie w tym okresie, co powoduje szybkie wypychanie z krzywej merit order jednostek węglowych. Istotnym elementem niepewności uzyskanych wyników jest tutaj poziom cen uprawnień do emisji GHG.

Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej do wszystkich odbiorców [ktoe]

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie	Węgiel	2 265	1 118	507	776	160	0	0	0
	Produkty naftowe	10	4	1	11	4	3	2	0
	Gaz	1	0	0	0	1 058	1 484	1 359	858
	OZE, wodór odnawialny, odpady	6	61	441	342	513	513	513	363
	Paliwo jądrowe*	0	0	0	0	0	0	0	10 212*
Elektrociepłownie	Węgiel	34 392	33 935	32 375	25 695	20 753	10 606	3 938	0
	Produkty naftowe	555	563	407	364	482	392	339	0
	Gaz	1 182	1 093	1 347	2 959	4 394	5 011	4 204	2 015
	OZE, wodór odnawialny, odpady	435	1 547	2 021	1 981	2 133	2 596	2 958	3 319
	Energia elektr.	0	0	0	0	28	86	227	306
Ciepłownie	Węgiel	3 063	3 360	2 403	2 341	1 639	702	124	0
	Produkty naftowe	52	36	16	20	59	32	48	0
	Gaz	295	277	209	217	536	650	809	802
	OZE, wodór odnawialny, odpady	40	47	42	129	214	400	589	702
	Energia elektr.	0	0	0	0	28	86	227	306

* wsad przeznaczony na wytwarzanie energii elektrycznej

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji

Do sektora przemian energetycznych zaliczane są zakłady przemysłowe, w których realizowane są procesy technologiczne, w których jedna postać energii (przeważnie nośniki energii pierwotnej, np. węgiel) zamieniane są na inną, pochodną postać energii (np. energię elektryczną, ciepło, koks, gaz z procesów technologicznych, itp.). Poza elektrowniami, elektrociepłowniami i ciepłowniami, wymienionymi w poprzednim podpunkcie, do sektora przemian energetycznych zaliczane są także:

rafinerie, petrochemie, gazownie, koksownie, brykietownie oraz wielkie piece. W tabeli (Tabela 2.9) przedstawiono łączne zużycie paliw w pozostałych procesach konwersji. Z zaprezentowanych danych wynika stopniowy spadek zużycia paliw, związany głównie z postępującą transformacją energetyczną i stopniowym odejściem od zużycia paliw silnikowych w transporcie (stąd m.in. spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych i gazu ziemnego w rafineriach).

Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa naftowa	18 432	23 188	26 537	26 145	24 585	22 872	21 524	19 627
Węgiel	9 519	10 559	11 063	8 773	8 666	8 579	8 464	8 172
Produkty naftowe	1 085	1 703	1 906	2 697	1 574	1 463	1 373	1 258
Gaz	204	308	638	558	462	405	356	308
OZE, wodór odnawialny, odpady	0	0	0	0	0	5	41	164

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL)

2.9. Zużycie w sektorze energii

W tabeli (Tabela 2.10) zaprezentowano zużycie paliw i energii w sektorze energii. Sektor ten obejmuje następujące podsektory: kopalnie węgla ropy i gazu ziemnego, elektrownie, elektrociepłownie i ciepłowni, koksownie, rafinerie, gazownie, instalacje regazyfikacji gazu ziemnego oraz pozostałe (niesklasyfikowane). W odniesieniu do energii elektrycznej, największe zużycie w tym sektorze wiąże się obecnie z potrzebami własnymi elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni, natomiast w przyszłości wiązać się będzie głównie ze zużyciem w elektrolizerach, scentralizowanych pompach ciepła, kotłach elektrycznych oraz ładowaniem dużych systemów bateryjnych (BESS). Wodór odnawialny zawarty w poniższych projekcjach jest związany z wykorzystaniem w procesach rafineryjnych.

Tabela 2.10. Zużycie paliw i energii w sektorze energii [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	2 061	2 144	2 180	1 961	1 810	2 665	3 901	6 731
Ciepło sieciowe	698	738	625	604	531	525	483	296
Węgiel	379	91	97	112	84	77	73	70
Gaz rafineryjny	244	487	442	363	250	235	226	220
LPG	0	0	15	9	3	3	3	3
Benzyna	0	0	0	0	0	0	0	0
ON, Lekki olej opałowy	38	41	45	27	29	27	24	22
Ciężki olej opałowy	654	772	538	392	446	425	329	255
Pozostałe produkty naftowe	10	11	18	31	1	1	1	1
Gaz ziemny	587	709	1 195	1 518	1 394	1 106	822	436
Gaz koksowniczy	853	1 043	1 012	834	793	801	807	800
Odpady przemysłowe	7	0	0	0	0	0	0	0
Wodór odnawialny	0	0	0	0	0	106	196	360
RAZEM	5 532	6 037	6 168	5 851	5 342	5 972	6 865	9 194

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL)

2.10. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce jest priorytetowym elementem obowiązującej Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z lutego 2021 r. Niepodważalną zaletą układów skojarzonych jest ich wysoka sprawność energetyczna, pozwalająca na istotne ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, co w rezultacie przekłada się na redukcję emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Podstawowe oszczędności energetyczne występujące w układach skojarzonych, polegają na pełniejszym wykorzystaniu energii dostarczanej w paliwie dzięki zagospodarowaniu ciepła odpadowego, towarzyszącemu procesowi rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej. W 2020 r. ok. 65%¹² ciepła użytkowego pochodziła z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła była produkowana w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej).

W symulacjach modelowych tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych oraz przy założeniu kontynuacji wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (Tabela 2.11) wskazują na nieznaczny wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji z 65% w 2020 r. do 67% w 2030 r., a następnie jego spadek do 51% w 2040 r. Przy określonych w pracy założeniach, wiodącą technologią są duże elektrociepłownie gazowe (faktem przemawiającym za wyborem takiego rozwiązania jest proekologiczny charakter tych jednostek, dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji GHG). W analizie założono, że wszystkie nowe elektrociepłownie na gaz ziemny, w przyszłości przystosowane będą również do współspalania wodoru i w kolejnych dekadach, jednostki te stopniowo będą zastępować spalany w nich gaz ziemny. Paliwem, który będzie „zazieleniał” ten sektor będzie również biometan wtłaczany do sieci gazowniczych.

Tabela 2.11 Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Udział skojarzenia	16,8%	17,6%	16,2%	20,5%	23,0%	21,2%	16,5%	10,7%
Wysokosprawna kogeneracja	63,9%	61,2%	65,1%	64,7%	62,7%	66,7%	61,3%	50,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

2.11. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach

Zgodnie z metodyką stosowaną w EUROSTAT (wg której przygotowane zostały wszystkie dane statystyczne zaprezentowane w raporcie) do elektrociepłowni zaliczane są jednostki, które wytwarzają choćby minimalne wielkości ciepła (również w procesach rozdzielonych np. w kotłach ciepłowniczych energetyki zawodowej). Naturalną tego konsekwencją jest zakwalifikowanie wszystkich elektrowni produkujących ciepło do grupy elektrociepłowni, zatem w pozycji „produkcja ciepła w elektrowniach” (Tabela 2.12) wykazywane jest wszędzie „0”. Prognozy produkcji ciepła z elektrociepłowni są wynikiem optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE-PL.

¹² „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

Tabela 2.12. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrownie*	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrociepłownie	219 883	205 851	185 618	186 389	173 755	166 949	140 442	109 996
w tym przemysłowego ciepła odpadowego	214	82	271	788	500	3 000	7 000	35 000
Ciepłownie	116 508	129 980	95 274	99 553	99 969	80 418	86 159	104 239

* Zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia produkująca ciepło na potrzeby komercyjne to elektrociepłownia, dlatego emisje z elektrowni są uwzględnione w pozycji "elektrociepłownie"

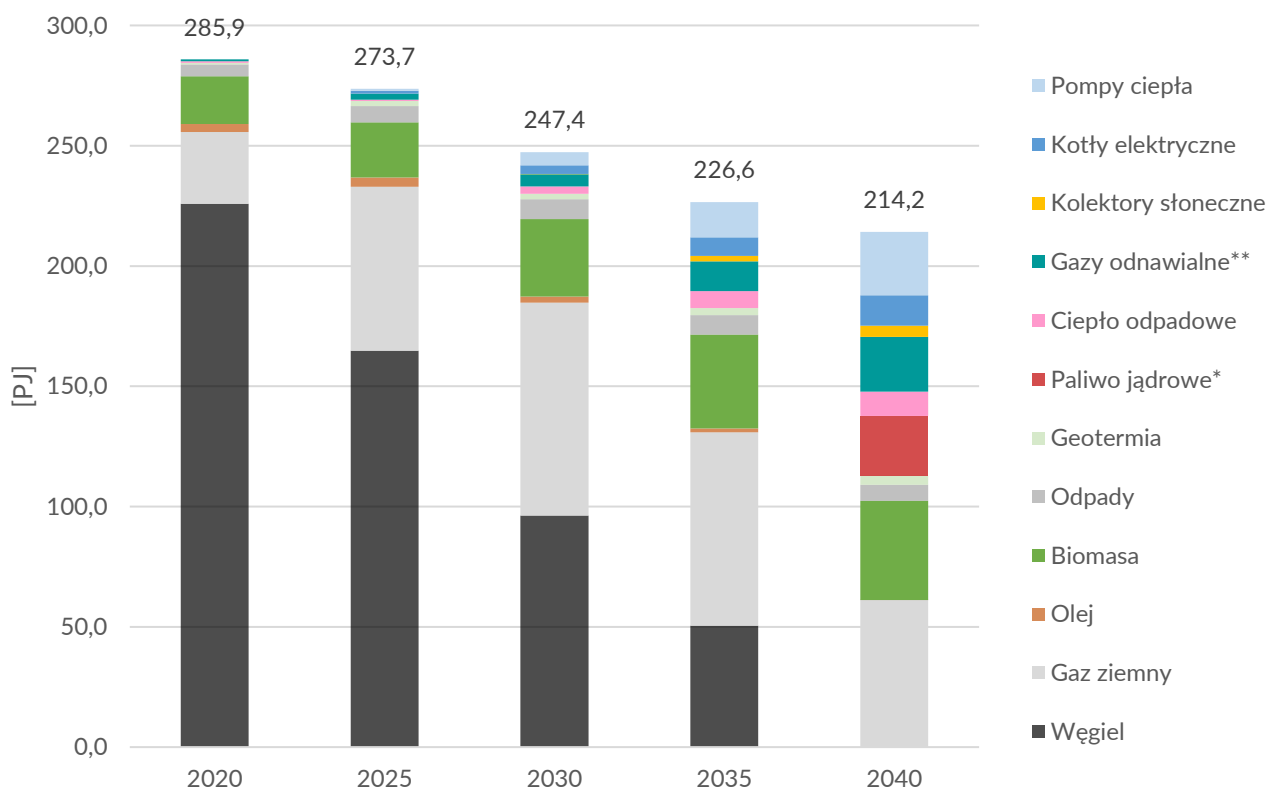
Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)

Na rysunku i tabeli poniżej (Rysunek 2.5, Tabela 2.13) przedstawiona została struktura produkcji ciepła systemowego. Wyraźnie spada produkcja ciepła z paliw węglowych, która w 2030 r. stanowi mniej niż połowę wartości z 2020 r. W 2040 r. pozostają śladowe ilości ciepła z węgla. Około 2030 r. nastąpi szczytowe wykorzystanie gazu ziemnego, do czego przyczynią się już przede wszystkim inwestycje, co do których decyzja o budowie już zapadła. To najczęściej efekt zmiany źródła węglowego na gazowe lub skutek zwiększania istniejących mocy w poszczególnych systemach. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do biomasy. Wzrost produkcji wywołany jest już podjętymi decyzjami dotyczącymi inwestycyjnymi. Niekiedy będą to również źródła uzupełniające dla pomp ciepła, kotłów elektrycznych, czy geotermii. W dalszej perspektywie trendem jest elektryfikacja ciepłownictwa, w oparciu o sieci niskotemperaturowe. Aby móc dostarczać ciepło systemowe o niższych parametrach niezbędna jest konsekwentna termomodernizacja, a w szczególności zapewniające dostosowanie do odbioru ciepła o niskiej temperaturze. Niezbędne mogą być także dodatkowe grzałki, boostery czy inne rozwiązania zwiększające temperaturę czynnika grzewczego.

Tabela 2.13. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ]

	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	225 854	164 780	96 247	50 512	0
Gaz ziemny	29 843	68 132	88 548	80 325	61 202
Olej	3 336	3 839	2 481	1 675	2
Biomasa	19 868	22 950	32 195	38 994	41 133
Gazy odnawialne	835	2 592	5 049	12 361	22 806
Geotermia	712	2 088	2 283	2 982	3 707
Odpady	4 853	6 827	8 270	8 075	6 664
Kotły elektryczne	0	1 137	3 546	7 635	12 566
Kolektory słoneczne	0	0	256	2 326	4 691
Pompy ciepła	0	880	5 492	14 716	26 424
Ciepło odpadowe z paliwa jądrowego	0	0	0	0	25 041
Ciepło odpadowe	641	500	3 000	7 000	10 000
RAZEM	285 942	273 725	247 366	226 602	214 236

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL)



*Ciepło odpadowe z paliwa jądrowego

**Biogaz, biometan, wodór odnawialny

Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]

2.12. Produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła

W tabeli (Tabela 2.14) przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na sektory. Zgodnie z otrzymanymi wynikami prognoz, produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła spada w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z poziomu ok. 960 PJ w 2020 r. do 860 PJ w 2030 r. i 725 PJ w 2040 r. Główną przyczyną tego spadku są założenia odnośnie do tempa i zakresu termomodernizacji budynków. Osiągnięcie takich rezultatów wymaga przeprowadzenia kompleksowej termomodernizacji budynków wielorodzinnych i jednorodzinnych, zgodnie z założeniami KPRB (obecnie na etapie projektu).

Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]

sektor	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	522	512	473	422	402
Usługi	106	104	95	77	65
Rolnictwo	44	43	42	40	39
Przemysł	287	280	248	236	218
Suma	958	940	857	775	725

W tabeli przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła (w sektorach: gospodarstwa domowe, usługi, rolnictwo, przemysł) w podziale na paliwa i nośniki energii. W zaprezentowanym zestawieniu widoczny jest spadek wykorzystania węgla do produkcji ciepła

i zastępowanie go stopniowo pompami ciepła, kolektorami słonecznymi oraz energią elektryczną (ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie na podczerwień).

Tabela 2.15. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]

paliwa / nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	71	94	99	110	119
Węgiel	271	185	88	38	12
Gaz	370	386	363	299	241
LPG/OOL	47	38	28	21	17
Biomasa, odpady*	187	188	198	195	199
Pompy ciepła	8	39	65	93	118
Kolektory słoneczne	4	11	17	20	19
Suma	958	940	857	775	725

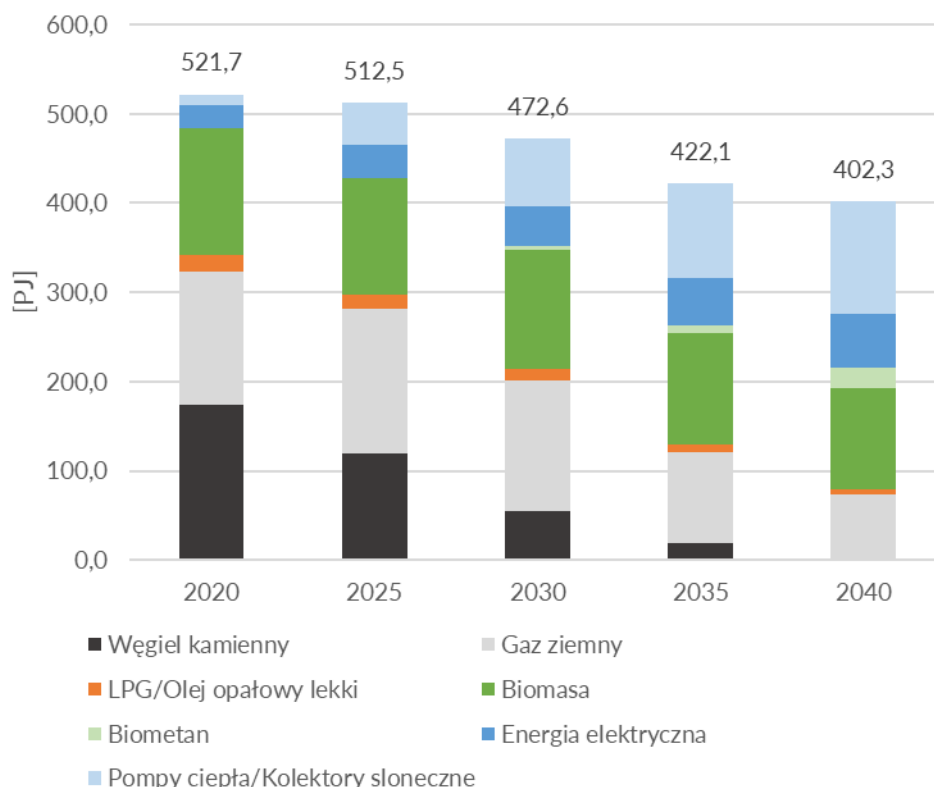
*odpady komunalne i przemysłowe spalane w instalacjach przemysłowych, głównie cementowniach

W tabeli (Tabela 2.16) i na rysunku (Rysunek 2.6) zaprezentowano produkcję ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych. Jak źródła ciepła przyjęto wszelkie urządzenia i technologie wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz przygotowanie posiłków.

Tabela 2.16. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych [PJ]

paliwa / nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	25,6	37,5	43,7	53,2	59,4
Gaz ziemny	148,2	162,6	146,6	102,2	73,0
LPG/Olej opałowy lekki	18,3	15,7	12,2	9,2	7,0
Węgiel kamienny	174,6	119,6	54,8	18,6	0,0
Biomasa	142,8	129,5	134,3	124,0	113,0
Pompy ciepła/Kolektory słoneczne	12,2	47,5	76,8	105,5	127,1
Biometan	0,0	0,0	4,1	9,3	22,8
Suma	521,7	512,5	472,6	422,15	402,3

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (Model STEAM-PL)



Rysunek 2.6. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych

3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

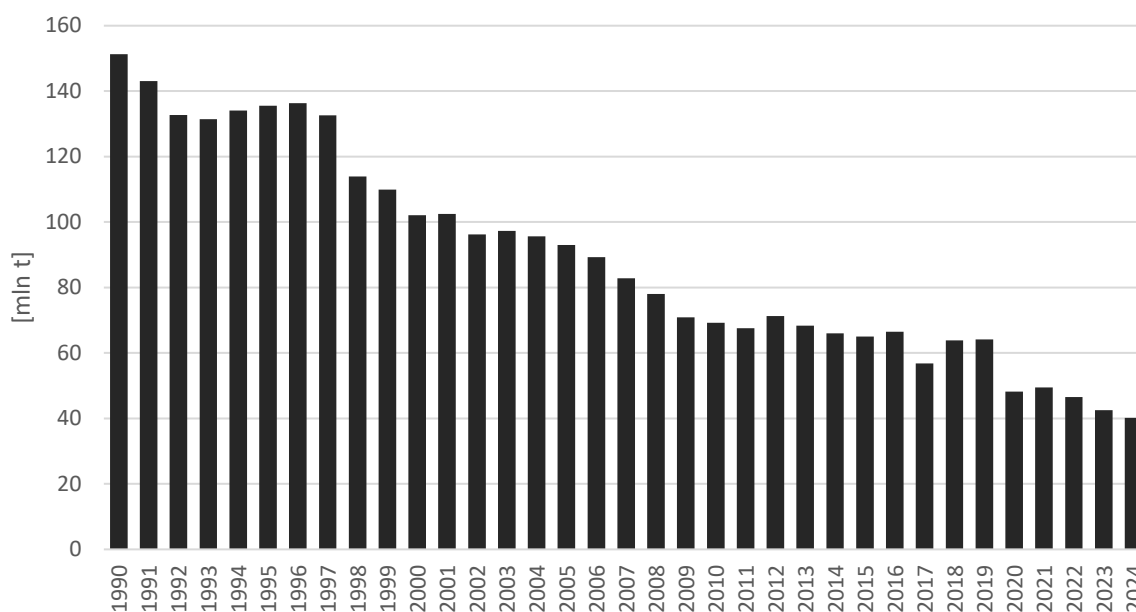
3.1. Krajowe zasoby energetyczne

Węgiel kamienny

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2024 r. wynosiły 64 616 mln t. 71% zasobów stanowiły węgle energetyczne, niecałe 28% stanowiły węgle koksujące, a inne typy węgla stanowiły zaledwie 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 43% zasobów bilansowych (27 828 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych wyniosły 4 266 mln t. Wydobycie węgla kamiennego w 2024 według danych podawanych przez PIG wyniosło 40,16 mln t¹³.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobycia węgla kamiennego (Rysunek 3.1) nie przewiduje się występowania ograniczeń w dostawach tego surowca. Na potrzeby niniejszej pracy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem. Węgiel kamienny - ze względu na lokalizację zasobów na terenach wolnych od konfliktów zbrojnych i politycznych, wysoką skuteczność sieci logistycznej, możliwości udostępniania nowych złóż i dostępność wysokorozwiniętych technologii wydobycia, powinien pozostawać dostępny w długim okresie, a jego cena powinna być stabilna. Bieżące informacje o stanie zasobów węgla na świecie są optymistyczne i wskazują, że przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinny wystarczyć na około 200 lat.

¹³ „Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce, wg stanu na 31.XII.2024 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa, czerwiec 2025 r.



Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2024

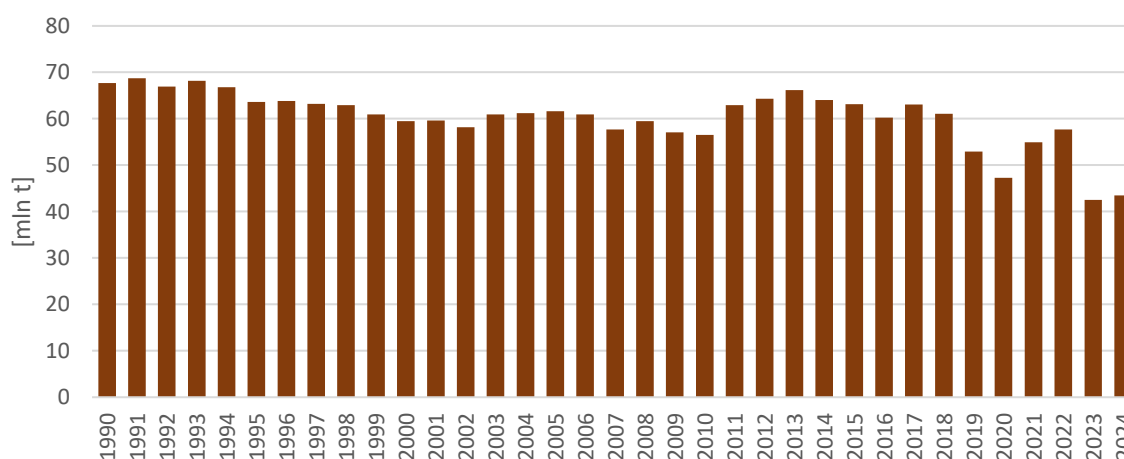
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2024 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynoszą 22 985 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 3,8% zasobów bilansowych i wynoszą 881 mln t. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wynoszą natomiast 721 mln t. Wydobycie w 2024 r. według danych podawanych przez PiG wyniosło 43,5 mln t. (Rysunek 3.2).

Rysunek 3.2. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 – 2024

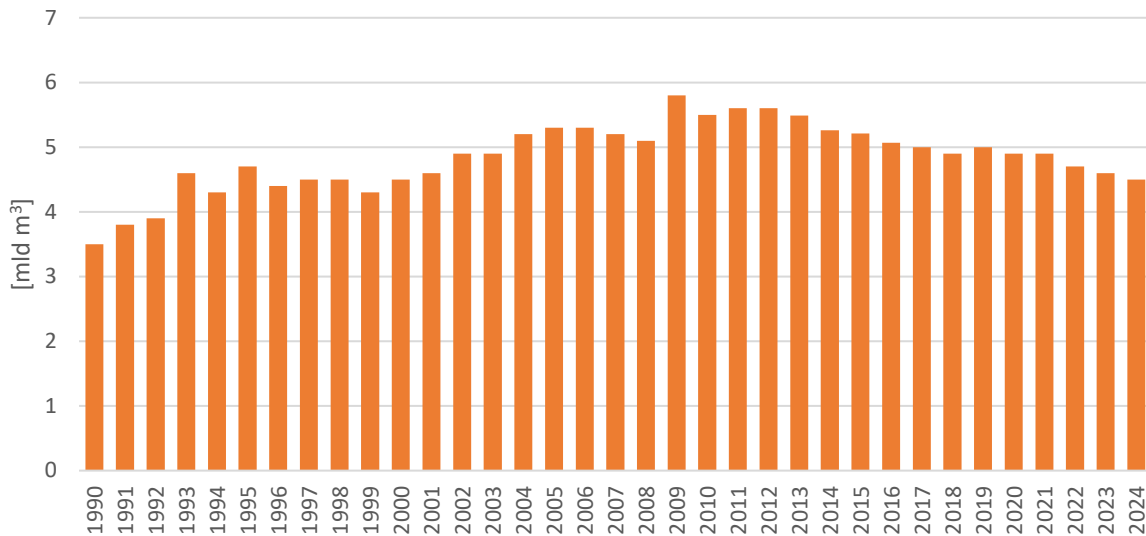
Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy



Gaz ziemny

Zgodnie z danymi podanymi przez PiG, stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w 2024 r. wyniósł 152,6 mld m³ (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe). Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 130,4 mld m³, co stanowi 85% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych¹⁵. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2024 r. kształtowały się na poziomie 75,5 mld m³. W 2024 r. wydobycie gazu ziemnego ze złóż o zasobach

udokumentowanych wyniosło 4,5 mld m³. Na rysunku poniżej przedstawiono wydobycie gazu ziemnego w latach 1990–2024 (Rysunek 3.3).



Rysunek 3.3. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990–2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

Paliwo jądrowe

Polska nie posiada złóż rudy uranowej w ilości, dla której byłoby obecnie opłacalne wydobycie, choć nie wyklucza się w przyszłości eksploatacji tych złóż. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne (dotyczy to zarówno rudy uranowej, jak i zdolności konwersji na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów). W związku z tym, przyjęto założenie, że zasoby paliwa jądrowego nie będą ograniczać tempa rozwoju energetyki jądrowej w perspektywie prognozy i eksploatacji EJ, a jego cena pozostanie względnie stabilna.

Biomasa

Biomasa w Polsce ma największy potencjał techniczny ze wszystkich krajowych źródeł energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa. Najbardziej pożądanym działaniem jest wykorzystywanie wszelkich dostępnych surowców biomasy pochodzących z produkcji ubocznej oraz odpadów. W szczególności istnieje duża rezerwa produkcji rolniczej, która może zostać wykorzystana do celów energetycznych, szczególnie w przypadku zagospodarowania gruntów zdegradowanych, zanieczyszczonych lub innych użytków rolnych o niskiej jakości.

W zakresie prognozowanego potencjału biomasy różnorodne czynniki determinują jej dostępność. W przypadku biomasy leśnej znaczący wpływ mają: charakterystyka drzewostanu, jego wiek, zagęszczenie oraz struktura przestrzenna lasów, a także warunki klimatyczne, w tym wielkość opadów i temperatura, który oddziałują na tempo wzrostu roślin. Istotne są ponadto praktyki gospodarowania lasami oraz czynniki ekonomiczne, obejmujące koszty pozyskania, transportu i przetwarzania drewna. W odniesieniu do biomasy rolniczej kluczowe znaczenie posiadają rodzaje upraw, wysokość plonów, sezonowość zbiorów oraz dostępność i technologia zagospodarowania odpadów rolnych. Należy również podkreślić, że wykorzystanie biomasy rolniczej w dużej mierze uzależnione jest od stabilnej współpracy pomiędzy producentami a odbiorcami w tym od zapewnienia rolnikom pewności odbioru surowca, co jest czynnikiem decydującym o efektywności całego systemu pozyskiwania i wykorzystywania biomasy rolniczej. Z punktu widzenia wykorzystania biomasy w energetyce ważne będzie spełnianie kryteriów zrównoważonego rozwoju surowca (KZR) oraz obowiązku spełnienia zasady kaskadowości. Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję związaną z transportem biomasy. Tworzenie plantacji upraw energetycznych

może przyczynić się do rozwoju rozproszonych lokalnych centrów energetycznych. Wpłynie to na aktywizację terenów wiejskich poprzez powstawanie nowych miejsc pracy, pełne zagospodarowanie gruntów oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego¹⁴. Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne skutkować może zwiększeniem tzw. local content np. w obszarze produkcji urządzeń do produkcji pelletu, brykietu, in. oraz technologii ich energetycznego wykorzystania.

Obecnie dostępne są zróżnicowane analizy określające potencjał biomasy w sektorze energetycznym, obejmujące zarówno biomasę drzewną i leśną, jak i biomasę pochodzenia rolniczego (tzw. biomasa agro). Szacowany krajowy potencjał biomasy kształtuje się na poziomie 6,6-11,5 Mtoe. W związku ze znaczną rozpiętością ww. szacunków zasadne jest podejmowanie działań ukierunkowanych na lepsze powiązanie krajowego popytu z realnie dostępną podażą, tak aby zapewnić stabilność rynku, zwiększyć przewidywalność inwestycji oraz umożliwić efektywne wykorzystanie zasobów w długiej perspektywie. Z analizy dostępnych krajowych opracowań dotyczących zasobów biomasy (MKiŚ¹⁵, ARE S.A.¹⁶ oraz Politechnika Śląska i in.¹⁷) wynika, że przy odpowiedniej organizacji rynku oraz prowadzeniu aktywnej polityki wsparcia, potencjał biomasy kształtuje się poziomem wystarczającym do zapewnienia krajowej produkcji określonej w Tabeli 3.2.

Biogaz rolniczy

Zasoby krajowej odpadowej biomasy mokrej pochodzenia rolniczego możliwe do wykorzystania lokalnie do produkcji energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych umożliwiają osiągnięcie poziomu produkcji na poziomie ok. 4,4 TWh w 2030 r. oraz do 5,1 TWh w 2040 r. Zasoby krajowej biomasy mokrej pozwalają także na znaczący rozwój biogazowni rolniczych produkujących energię cieplną w kogeneracji. Potencjał produkcji ciepła w perspektywie 2030 r. jest szacowany na 45 PJ, natomiast dla 2040 r. na 100 PJ¹⁸.

Biogaz pozostały

Występujący potencjał w zakresie wykorzystania biogazu wysypiskowego i z oczyszczalni ścieków do produkcji energii elektrycznej szacuje się na ok. 1,3 TWh do 2030 r. i 1,7 TWh do 2040 r. W przypadku zastosowania biogazu pozostałego do produkcji ciepła w kogeneracji, przewiduje się możliwości na poziomie 6,2 PJ w perspektywie 2030 r. natomiast do 2040 r. 8,2 PJ³⁸.

Biometan

Biometan to oczyszczony biogaz, który jest uzdatniony do jakości gazu ziemnego i może zostać załoczony do sieci gazowej. Szacowany całkowity potencjał produkcji biometanu w Polsce to ok. 8 mld m³/rok. Biometan może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w instalacjach wykorzystujących obecnie gaz ziemny, w sektorze transportu - ze względu na możliwość zaliczenia zużycia biometanu do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), w przemyśle i ciepłownictwie zamiast gazu ziemnego oraz w produkcji wodoru odnawialnego.

¹⁴ Malec M., Energetyczne wykorzystanie biomasy - polski wkład w OZE. Instytut Polityki Energetycznej IPE. Analiza IPE nr 2/2023

¹⁵ *Dostępność biomasy stałej na cele energetyczne – potencjał zrównoważony*. Analiza wewnętrzna MKiŚ, 2025; szacowany potencjał biomasy łącznie kształtuje się na poziomie 6,6 Mtoe.

¹⁶ Agencja Rynku Energii S.A. Analiza potencjału podaży biomasy w Polsce. Opracowanie na zamówienie Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej, 2024; szacowany potencjał biomasy łącznie kształtuje się na poziomie 8-8,7 Mtoe.

¹⁷ Marek Pronobis, Sylwester Kalisz – Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska Gliwice; Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne Jerzy Majcher, Nowa Iwiczna; Józef Wasylów – Biuro Techniki Kociołowej Sp. z o.o., Tarnowskie Góry; Józef Sołtys – Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe INTERMARK, Gliwice, 2023; szacowany potencjał biomasy łącznie kształtuje się na poziomie 11,5 Mtoe.

¹⁸ „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”, Ernst&Young. Warszawa, listopad 2017 r.

Geotermia

Teoretyczne zasoby energii geotermalnej w Polsce są nieograniczone, jednakże stosunkowo niewiele jest miejsc, w których jej zastosowanie ma sens ekonomiczny. W Polsce obszary perspektywiczne pod kątem występowania wód termalnych to: znaczna część Niżu Polskiego, Karpaty i ich przedgórze oraz Sudety. Opłacalność inwestycji geotermalnej w danej lokalizacji zależy głównie od budowy geologicznych i głębokości, na której występują wody termalne oraz jej parametrów (temperatura, mineralizacja i wydajność). Potencjał produkcji ciepła pochodzącego z instalacji innych niż pompy ciepła wykorzystujących ciepło skał głębokich, oceniono z uwzględnieniem znaczących ograniczeń ekonomicznych w ich wykorzystaniu. Potencjały te określono na poziomie 45 PJ do 2030 r. oraz 105 PJ w 2040 r.

Woda

Potencjał energetyki wodnej w Polsce jest ograniczony warunkami hydrologicznymi kraju. Instytut Energetyki Odnawialnej ocenia realny potencjał ekonomiczny energii wodnej w Polsce, włącznie z Kaskadą Dolnej Wisły 3 TWh/rok, na ok. 8 TWh/rok z czego obecnie wykorzystuje się ok. 25%.

Wiatr

Zgodnie z szacunkami firmy Ernst&Young³⁷, Polska posiada zasoby wiatrowe tworzące potencjał ekonomiczny zainstalowania nawet do ok. 30 GW mocy w farmach wiatrowych na lądzie do 2030 r. W ocenie realnego potencjału należy jednak wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych. Wg szacunków wskazanych w raporcie PSEW do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW. Podobnie jak w odniesieniu do lądowej energetyki wiatrowej również tutaj należy wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych, a także konfliktów wynikających z innych sposobów wykorzystania polskich obszarów morskich¹⁹.

Słońce

Na podstawie przeprowadzonych analiz odnośnie do rozwoju dużych instalacji PV w innych krajach oraz obserwowanych trendów kosztowych, realny potencjał rozwoju tej technologii oceniono na 30-35 GW do 2030 r. i 45 GW do 2040 r.²⁰ Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój tej technologii (jak i pozostałych technologii OZE) jest jednak stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączanie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się skierowanie znacznych środków finansowych na usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.2) przedstawiono wielkość krajowej podaży poszczególnych paliw i nośników energii w perspektywie 2040 r. Z uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- w okresie 2020-2040 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację trendu spadkowego obserwowanego w latach 2005-2020. Wydobywanie tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do 11,2 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 43 mln t i 21 mln t). W okresie 2030-2040 poziom wydobywania węgla kamiennego ulega bardzo istotnemu obniżeniu do 1,4 Mtoe (niecałe 3 mln t) w 2040 r. Ograniczenie produkcji w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, ale przede

³⁷ „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”, Ernst&Young. Warszawa, listopad 2017 r.

¹⁹ Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

²⁰ Szacunki własne Agencji Rynku Energii S.A. w Warszawie

wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Po 2030 r. należy oczekiwać przyspieszenia procesu trwałych odstawień z eksploatacji jednostek wytwórczych, które w tym okresie zaczną wyczerpywać resurs techniczny (ich modernizacja i wydłużanie życia, w warunkach założonych w pracy cen uprawnień do emisji GHG nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego). Z kolei budowa nowych bloków opalanych węglem w warunkach założonego w obliczeniach poziomu cen uprawnień do emisji GHG, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz niskoemisyjnej polityki UE, nie jest rekomendowanym kierunkiem;

- zapotrzebowanie na węgiel kamienny spadać będzie również w sektorze przemysłu (w szczególności w zakładach przemysłowych objętych systemem EU ETS oraz w wyniku procesu postępującego unowocześniania procesów produkcyjnych). W ramach walki ze smogiem w miejskich gospodarstwach domowych i usługach, następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły bezemisyjne lub niskoemisyjne (OZE, gaz ziemny, ciepło systemowe). Tempo tych zmian uzależnione jest od wielu czynników, w tym od tempa pozyskiwania środków finansowych na mechanizmy wspierające ten proces. W scenariuszu WAM założono aktywne i zakrojone na szeroką skalę działania administracji rządowej i samorządowej. Główną siłą sprawczą tego procesu są przede wszystkim dotacje unijne i wdrażane programy wsparcia takie jak np. „Czyste Powietrze”, „Moje Ciepło”, „Mój Prąd”, „Program Termo BGK”, „Program Ciepłe Mieszkanie”, a także rosnąca dostępność nowych, czystych technologii oraz zmieniająca się świadomość społeczna. Walka z tzw. „niską emisją” jest jednym z głównych priorytetów nowego rządu. Znacznie większe niż do tej pory środki finansowe prawdopodobnie będą kierowane na termomodernizację budynków oraz proces wymiany starych nieefektywnych pieców zasypowych na paliwa stałe;
- w prognozie zakłada się stabilizację wydobycia węgla koksującego (ściśle powiązanego z produkcją koksu) na nieco wyższych niż obecnie poziomach, mianowicie ok. 9-10 Mtoe rocznie (13 -15 mln t) w perspektywie 2040 r. Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym i niemożliwym do przewidzenia fluktuacjom. W rzeczywistości zarówno poziom produkcji koksu jak i wydobycia węgla koksującego, mogą znacząco odchyłać się od poziomu określonego w prognozie;
- podaż węgla brunatnego ulega znacznej redukcji już po 2025 r. (głównie w wyniku wyłączenia wyeksploatowanych bloków energetycznych i wyczerpywania się części złóż). W analizie nie zakładano uruchomienia nowych złóż węgla brunatnego. Przy przyjętych założeniach odnośnie kosztu pozwoleń do emisji CO₂, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją. Po 2035 r. wydobycie węgla brunatnego spada niemalże do zera, co pokrywa się z okresem zamknięcia ostatniego bloku elektrowni na węgiel brunatny;
- wydobycie ropy naftowej w kraju stanowi niewielki procent zapotrzebowania na ten surowiec i nie przewiduje się znaczącego wzrostu produkcji w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Wyzwaniem dla działających spółek wydobywczych będzie utrzymanie wydobycia na poziomie zbliżonym do osiągniętego w ostatnich latach;
- wydobycie gazu ziemnego w Polsce założono na poziomie ok. 3,0-3,3 Mtoe rocznie z tendencją spadkową, po 2035 r., aczkolwiek przedsiębiorstwa wydobywcze powinny prowadzić działania mające na celu utrzymanie krajowego wydobycia, co najmniej na tym poziomie w perspektywie 2040 r.;
- nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju;
- przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw (głównie HVO/COHVO I i II generacji), ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym, oraz właściwości tych substancji, umożliwiające zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych;
- biometan jest paliwem, który odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WAM wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego. Wykorzystanie biometanu stanowi ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Analiza zakłada uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. i zastosowanie tego paliwa w różnych gałęziach gospodarki (w pierwszej kolejności jako substytut gazu ziemnego, ponieważ

biometan będzie wtłaczany do sieci gazowych). Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu;

- przewiduje się stabilizację pozyskania biomasy stałej w latach 2020-2030 na poziomie ok. 8,5 Mtoe, w latach 2030-2040 nastąpi niewielki spadek pozyskania, który powodowany jest m.in. ograniczaniem wykorzystania biomasy w domowych paleniskach (ponieważ spalanie biomasy powoduje m.in. emisję pyłów, do ograniczania których Polska jako państwo członkowskie UE jest zobowiązana prawem).

Z kolei w jednostkach systemowych wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji GHG opłacalność wykorzystania biomasy zarówno w kotłach dedykowanych, układach hybrydowych jak i instalacjach współspalania z węglem będzie wzrastać. Biomasa będzie odgrywać przede wszystkim kluczową rolę w transformacji małych ciepłowni, które mogą korzystać z lokalnych zasobów biomasy (głównie pochodzenia rolniczego). Zwiększanie wykorzystania biomasy może posłużyć dywersyfikacji dostaw energii, tworzeniu wzrostu gospodarczego i miejsc pracy przy jednoczesnym obniżeniu emisji gazów cieplarnianych. W produkcji energii elektrycznej biomasa jest podstawą bilansowania źródeł OZE i miksu energetycznego. Po 2040 r. kotły biomasowe wyposażane w instalacje CCS mogą być źródłem ujemnych emisji w systemie EU ETS, co umożliwi kompensację emisji GHG z innych sektorów, gdzie redukcja jest niemożliwa ze względów technologicznych i ekonomicznych.

- w porównaniu z 2020 r., przewiduje się nieznaczny wzrost wykorzystania odpadów komunalnych i przemysłowych do celów energetycznych wynikający z założenia realizacji rozpoczętych inwestycji w spalarnie odpadów w największych polskich miastach. W obliczu konieczności zastąpienia bloków węglowych czystszyimi źródłami energii oraz niemożności poddania recyklingowi części odpadów, ten kierunek wydają się być słuszny. Problemem są jednak wysokie emisje związane ze spalaniem odpadów, co w kontekście włączenia tego rodzaju instalacji do systemu EU ETS od 2026 r. jest czynnikiem hamującym szersze wykorzystanie odpadów do celów energetycznych;
- przewiduje się zastosowanie wodoru odnawialnego jak brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór będzie odgrywał kluczową rolę w transformacji sektora transportu, przemysłu i ciepłownictwa. W sektorze elektroenergetycznym wodór odnawialny to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Prognozy wskazują, że produkcja wodoru odnawialnego staje się znacząca w okresie po 2035 r.

Tabela 3.1. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	68 420	55 077	53 590	40 032	33 760	24 993	16 411	11 641
Koks	5 721	6 701	6 666	5 205	5 331	5 344	5 348	5 276
Ropa naftowa	840	681	922	934	1 000	1 000	1 000	1 000
LPG	312	466	632	749	516	485	467	455
Benzyna	4 415	4 326	4 046	4 089	4 202	3 970	3 973	3 637
Olej napędowy	7 643	10 743	12 075	13 253	12 435	10 911	9 606	8 288
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 396	3 300	3 300	3 300	3 000
Gazy odnawialne	54	115	229	322	630	2049	3531	6173
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	973	1 282	1 687	1 605	1 455
Biomasa stała	4166	5 866	6 268	8 964	8 640	8 723	8 481	7 836
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 315	1 462	1 494	1 398

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL)

3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.3) zestawiono stan obecny oraz prognozy w zakresie importu netto paliw i nośników energii. Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- utrzymywanie się dodatniego salda importu węgla kamiennego w perspektywie 2025 r., z uwagi na różnice w kosztach dostaw węgla z rynku krajowego i kierunków zagranicznych (na niekorzyść węgla krajowego), w późniejszym okresie zmiana tej relacji
- utrzymywanie się eksportu węgla koksującego na stabilnym poziomie. Brak własnych wystarczających źródeł podaży powoduje, że Unia Europejska jest praktycznie w całości zależna od importu węgla koksowego, a Polska obok Czech jest jedynym producentem na terenie UE. Polscy producenci korzystają z tzw. renty geograficznej,
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw ropy naftowej z importu w wyniku transformacji sektora, nakierowanej na dywersyfikację technologiczną (rozwój elektromobilności i większe wykorzystanie paliw alternatywnych),
- stopniowy spadek uzależnienia od dostaw gotowych produktów paliwowych (LPG, benzyna, ON),
- wzrost dostaw gazu ziemnego z zagranicy w perspektywie 2030 r., następnie stopniowy spadek uzależnienia od importu jako długofalowy wynik transformacji,
- konieczność importowania paliwa jądrowego do nowopowstałych bloków jądrowych, ponieważ Polska nie posiada złóż uranu w ilości, dla której byłoby opłacalne wydobywanie, choć nie wyklucza się w przyszłości eksploatacji tych złóż. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne, (dotyczy to zarówno rudy uranowej, jak i zdolności konwersji na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów, więc import prawdopodobnie będzie tańszym rozwiązaniem),
- niewielki poziom importu biomasy i biopaliw, z uwagi na premiowanie produkcji krajowej w przedstawionych prognozach,
- w prognozach nie uwzględniono importu wodoru ze względu na wysoką niepewność możliwości importu tego surowca.
- w horyzoncie 2030 r. i 2040 r. względem roku bazowego (2020 r.) saldo importowo-eksportowe nośników energii w ujęciu łącznym będzie ulegać stopniowemu obniżaniu.

Tabela 3.2. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny energetyczny	-8 161	489	-1 588	4 865	2 403	-926	-989	-1 043
Węgiel kamienny koksujący	-1 801	944	275	-634	-852	-2 977	-2 914	-2 858
Koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 115	-3 983	-4 101	-4 221	-4 341
Węgiel brunatny	-2	-19	16	19	9	4	0	0
Ropa naftowa	17 741	22 484	26 311	25 418	23 873	22 162	20 845	18 920
LPG	2 172	1 974	1 868	1 838	1 867	1 389	1 064	821
Benzyna	-69	111	-204	187	370	326	310	266
Olej napędowy	2 260	2 202	309	4 124	5 008	4 253	3 629	3 065
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	13 647	16 584	16 314	13 051	7 784
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	10 212
Biopaliwa	-65	427	-144	67	87	115	109	99
Biomasa stała	0	0	506	366	342	348	330	282
Razem	17 538	33 259	32 963	45 782	45 708	36 907	31 214	33 207

znak "-" przed wartością oznacza eksport

znak "+" przed wartością oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

W analizie założono zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej (Tabela 3.4), co nie oznacza, że wykluczona została w obliczeniach modelowych możliwość wymiany międzysystemowej. Biorąc po uwagę relacje cenowe i różnice występujące na poszczególnych rynkach, dodatnie saldo importowo-eksportowe jest bardzo prawdopodobne, niemniej jednak określenie kierunków przepływu energii na połączeniach międzysystemowych jest obciążone dużą niepewnością. Powyższe założenie bazuje na celach wskazanych do Założeń do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) - Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej w odniesieniu do kwestii budowania niezależności energetycznej.

Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	-962	-116	-29	1 141	0	0	0	0

znak "-" przed wartością oznacza eksport
znak "+" przed wartością oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL), EUROSTAT

Stopień uzależnienia od importu z państw trzecich został zdefiniowany jako całkowity wolumen importu energii z państw spoza UE przez krajowe zużycie brutto energii (Tabela 3.5).

Tabela 3.4. Uzależnienie od importu z państw trzecich

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	1,4%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Węgiel	4,50%	31,40%	25,60%	38,40%	38,00%	25,20%	26,30%	27,60%
Koks	0,5%	1,2%	2,0%	3,8%	6,5%	7,4%	8,5%	10,7%
Ropa naftowa	98,0%	98,2%	101,1%	96,5%	96,9%	96,7%	96,5%	96,2%
LPG	47,3%	64,1%	68,9%	55,5%	8,7%	8,7%	8,6%	8,6%
Benzyna	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Olej napędowy	10,7%	0,9%	4,5%	17,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz ziemny	67,7%	61,8%	52,6%	67,7%	65,5%	67,4%	67,5%	65,5%
Paliwo jądrowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Biopaliwa	0,0%	0,0%	6,4%	3,7%	1,2%	1,2%	1,1%	0,9%
Biomasa stała	0,0%	0,0%	8,4%	6,5%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.4. Główne źródła importu

W odniesieniu do głównych źródeł importu zastosowano podejście eksperckie, bazujące na analizie dotychczasowych kierunków dostaw i perspektywach pojawienia się nowych źródeł importu (Tabela 3.6).

W odniesieniu do gazu ziemnego w 2022 i 2023 r. doszło do istotnych zmian dotyczących kierunków dostaw tego surowca. Od 2023 r. Polska całkowicie uniezależniła się od importu z Federacji Rosyjskiej i zastąpiła ten kierunek głównie dostawami z Norwegii (Baltic Pipe) oraz innych krajów za pośrednictwem terminala LNG (głównie USA i Katar). W wyniku ukończonych w 2022 r. kluczowych inwestycji dywersyfikacyjnych, tj. budowy gazociągu Baltic Pipe oraz zwiększenia mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, zmieniona została historyczna trasa dostaw paliw gazowych z kierunku wschód-

zachód na kierunek północ-południe. W ramach realizacji polityki dywersyfikacyjnej uruchomione zostały również połączenia międzysystemowe z Litwą i Słowacją²¹.

Największym źródłem importu jest gazociąg Baltic Pipe, który od jesieni 2022 roku dostarcza gaz z norweskiego szelfu kontynentalnego przez Danię bezpośrednio do Polski. W 2024 r. przez Baltic Pipe Polska sprowadziła ponad 8 mld m³ gazu. Drugim istotnym źródłem jest import LNG, który trafia do Polski przez terminal LNG w Świnoujściu. W 2024 r. przez ten terminal sprowadzono ok. 6,4 mld m³ gazu. LNG pochodzi głównie ze Stanów Zjednoczonych i Kataru oraz uzupełniająco z innych krajów. Gaz ziemny jest także importowany przez interkonektory z Niemiec, Litwy (gazociąg GIPL) oraz ze Słowacji. Dostawy z tych krajów odbywają się na głównie w oparciu o zakupy spot.

Jeszcze w 2022 r. największym dostawcą ropy do Polski była Federacja Rosyjska. Z tego kierunku sprowadzono do Polski 11,7 mln ton surowca, co stanowiło 47% ogółu importu ropy. W każdym kolejnym kwartale import rosyjskiej ropy był sukcesywnie obniżany. Polska zawiesiła import rosyjskiej ropy drogą morską w sierpniu 2022 r., natomiast 25 lutego 2023 r. strona rosyjska jednostronnie wstrzymała dostawy ropy naftowej realizowane rurociągiem „Przyjaźń”. Według danych statystycznych dotyczących handlu zagranicznego w marcu i kwietniu 2023 r. nie odnotowano już jakiegokolwiek importu ropy z Federacji Rosyjskiej.

W związku z wejściem w życie 6. pakietu sankcji²² w lutym 2023 r. zaniechano również importu oleju napędowego z Federacji Rosyjskiej. Największym dostawcą oleju napędowego i benzyny do Polski są obecnie Niemcy. Dynamiczne zmiany w strukturze importu wskazują, że kierunek dostaw jest ściśle uzależniony od warunków rynkowych.

Import węgla w 2022 r. był na rekordowym poziomie z uwagi na europejski kryzys energetyczny. Węgiel sprowadzono do kraju z wielu różnych kierunków (poza rosyjskim, z którego zrezygnowano w kwietniu 2022 r.). Najwięcej węgla sprowadzono do Polski z RPA (3,4 mln ton) i Kolumbii (3,3 mln ton), co stanowiło ponad 40% importu węgla do Polski. Ważnymi dostawcami były także Kazachstan, Australia oraz Indonezja. Przewiduje się w kolejnych okresach znaczący spadek importu w konsekwencji stopniowego odchodzenia od jego stosowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej.

Z kolei, w związku z 12 pakietem sankcji, od 20 grudnia 2024 r. Polska przestała sprowadzać gaz płynny LPG z Federacji Rosyjskiej, którego import z tego kierunku stanowił wcześniej ok. 50% całości dostaw tego paliwa. Dostawy gazu płynnego LPG z Federacji Rosyjskiej zastąpiono importem ze Szwecji, Litwy, Czech, Kazachstanu, USA, Wielkiej Brytanii, Norwegii, Niemiec i Niemców, dzięki czemu obecna struktura importu stała się bardziej zdywersyfikowana niż kiedykolwiek wcześniej.

W zakresie energii elektrycznej Polska była i jest państwem samowystarczalnym. Odnotowywany handel transgraniczny zarówno z państwami z UE jak i spoza UE ma charakter uzupełniający wobec produkcji krajowej, a jego kierunek i wielkość wynika z dynamicznie kształtujących się cen energii na rynkach hurtowych. Ze względu na konfiguracje systemów elektroenergetycznych oraz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych głównymi kierunkami importu energii elektrycznej są Niemcy i Szwecja, a eksportu Słowacja, Czechy oraz Ukraina.

Wskazanie źródła importu paliwa jądrowego nie jest na tym etapie możliwe ze względu na to, że dostawy paliwa są integralnym elementem kontraktu na budowę konkretnej jednostki. W aktualnym stadium projektowym nie jest to informacja podawana do publicznej wiadomości.

Do 2022 r. głównym źródłem importu biomasy stałej była Białoruś, lecz sytuacja zmieniła się w wyniku konfliktu na Ukrainie. Mając na względzie aktualne zmiany rynkowe i regulacyjne, w szczególności w zakresie kryteriów zrównoważoności biomasy, aktualnie trudno wskazać prawdopodobne kierunki importu w dalszej perspektywie. Wielu ekspertów wskazuje na Stany Zjednoczone jako jeden z najbardziej perspektywicznych kierunków, ze względu na potencjał oraz niski ślad węglowy biomasy

²¹ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

²² Rozporządzenie Rady (UE) 2022/879 z dnia 3 czerwca 2022 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 833/2014 dotyczące środków ograniczających w związku z działaniami Rosji destabilizującymi sytuację na Ukrainie.

sprawdzonej z tego kierunku, dlatego w poniższej tabeli wskazano ten kraj. Niemniej jednak import tego surowca powinien zostać ograniczony do absolutnego minimum, a w znacznie większym zakresie powinien być wykorzystany potencjał krajowy, który jak wykazano w tabeli jest znaczny i zupełnie wystarczający do pokrycia zapotrzebowania.

Tabela 3.5. Główne źródła importu (państwa)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna*	Niemcy	Niemcy	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Ukraina	Szwecja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Białoruś	Czechy	Czechy	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
Węgiel kamienny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	RPA	Australia	Australia	Australia
	Ukraina	Czechy	Czechy	Australia	Kolumbia	Kolumbia	Kolumbia	Kolumbia
		Ukraina	Kolumbia	Kolumbia	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan
		Kazachstan						
Węgiel kamienny koksujący	Czechy	USA	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia	Australia
	Australia	Czechy	Czechy	USA	USA	USA	USA	USA
	Niemcy	Australia	USA	Rosja				
Koks	Czechy	Czechy	Rosja	Rosja	Australia	Australia	Australia	Australia
		Rosja						
Węgiel brunatny	-	Niemcy	Czechy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Niemcy					
Ropa naftowa	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Arabia Saud.	Arabia Saud.	Arabia Saud.	Arabia Saud.
		Norwegia	Irak		Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
ON	Białoruś	Niemcy	Niemcy	Rosja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Litwa	Rosja	Niemcy	Holandia	Holandia	Holandia	Holandia
		Słowacja	Białoruś	Białoruś	Finlandia	Finlandia	Finlandia	Finlandia
Benzyna	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Czechy	Czechy	Czechy	Czechy
LPG	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Szwecja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
CNG	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz ziemny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Norwegia	USA	USA	USA
	Uzbekistan	Niemcy	Niemcy	Niemcy	USA	Norwegia	Norwegia	Norwegia
	Kazachstan		Katar	Katar	Katar	Katar	Katar	Katar
Paliwo jądrowe	-	-	-	-	-	-	b.d.	b.d.
Biopaliwa	-	b.d.	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Holandia					
			Szwajcaria					
Biomasa stała	Białoruś	Białoruś	Białoruś	Białoruś	USA	USA	USA	USA
					Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
					Finlandia	Finlandia	Finlandia	Finlandia

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W celu ograniczenia koncentracji zależności importowych, zasadne będzie podejmowanie działań wzmacniających krajowe zdolności wytwórcze i bilansujące system energetyczny. Obejmie to zwiększenie nacisku na poprawę efektywności energetycznej, przyspieszenie tempa instalowania i zwiększenie krajowych mocy wytwórczych, wzmacnianie rozwoju elektromobilności i krajowej produkcji biopaliw i biokomponentów, rozwój infrastruktury magazynowej (dla energii i ciepła), dywersyfikację kierunków pozyskania i rozwój krajowego wydobywania surowców krytycznych, oraz w miarę możliwości zapewnienie alternatywnych kierunków importu z krajów o stabilnej sytuacji politycznej, zarówno wewnętrznej jak i zewnętrznej. Działania te powinny być realizowane równolegle z dalszą dywersyfikacją źródeł dostaw surowców energetycznych oraz rozwojem infrastruktury portowej i przesyłowej, w celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i odporności systemu na zakłócenia zewnętrzne. Ograniczenie zależności wymaga nie tylko dywersyfikacji kierunków importu, lecz przede wszystkim utrzymania krajowych zdolności wydobywczych, przetwórczych i bilansujących zgodnie z tempem

rozwoju nowych krajowych źródeł wytwórczych, oraz infrastruktury umożliwiającej samodzielne funkcjonowanie systemu energetycznego w sytuacjach kryzysowych.

3.5. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

Krajowe zużycie brutto poszczególnych paliw i nośników energii, przedstawione w tabeli (Tabela 3.8) zostało obliczone zgodnie z następującym algorytmem:

- (+) Zużycie finalne
- (+) Zużycie w sektorze energii
- (+) Zużycie w sektorze przemian energetycznych
- (-) Straty przesyłu i dystrybucji
- (+/-) Różnice statystyczne
- (=) Krajowe zużycie brutto energii

Z zaprezentowanych danych wynikają następujące wnioski:

- wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej w latach 2020-2030 wyniesie ok. 14%, natomiast w latach 2020-2040 ulegnie znacznemu zwiększeniu. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi w całym rozpatrywanym okresie prognozy 2,5%. Zużycie energii elektrycznej wzrasta we wszystkich sektorach, przy czym najbardziej istotne wzrosty dotyczą sektora transportu, ciepłownictwa i przemysłu. W sektorze transportu przewiduje się przede wszystkim wzrost zużycia energii elektrycznej w transporcie drogowym (elektromobilność). W prognozie założono, że do 2030 r. po polskich drogach będzie poruszało się ok. 876 tys., pojazdów z napędem elektrycznym, zużywających odpowiednio: 2,7 TWh i 21,7 TWh energii elektrycznej. W ciepłownictwie systemowym założono znaczący udział scentralizowanych systemów opartych na wielkoskalowych pompach ciepła i kotłów elektrycznych, których funkcjonowanie wiąże się z istotnym zużyciem energii elektrycznej. To samo dotyczy indywidualnych źródeł ciepła, w których pompy ciepła będą odgrywały kluczową rolę. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązał się będzie głównie z unowocześnianiem i automatyzacją procesów produkcyjnych. Transformacja energetyczna prowadzić będzie do stopniowego zastępowania paliw stałych i gazowych rozwiązaniami technicznymi wykorzystującymi energię elektryczną. Jednocześnie w przemyśle zachodziły będą procesy poprawy efektywności energetycznej urządzeń (napędów elektrycznych, układów technologicznych), które wpłyną na ograniczanie zużycia energii. Istotny wzrost zużycia energii elektrycznej dotyczy sektora energii i związany jest z produkcją wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy.
- W poniższej tabeli przedstawiono szacunki zużycia energii elektrycznej w elektrolizerach, przy założeniu produkcji wodoru odnawialnego na poziomie zgodnym z wartościami podanymi w tabeli poniżej.

Tabela 3.6 Zużycie energii elektrycznej w elektrolizerach

	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie e.e. w elektrolizerach [TWh]	0	0	6	13	38

- przewiduje się spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci (o 13 % w latach 2020-2030), wynikający z założeń odnośnie do tempa i zakresu termomodernizacji budynków, tempa i zakresu przyłączeń nowych odbiorców oraz warunków rynkowych. Założono w prognozie, że zabiegi podejmowane w ramach walki z tzw. niską emisją staną się bodźcem do inwestycji w rozwój sieci ciepłowniczych, jednocześnie założony wzrost cen uprawnień do emisji GHG będzie sprawiał, że ciepło systemowe, szczególnie w początkowym okresie prognozy będzie stopniowo tracić swoją konkurencyjność w porównaniu z technologiami indywidualnego ogrzewania.

- prognozuje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza już po 2025 r. Zużycie węgla w budynkach z kolei, spada niemalże do zera w perspektywie 2040 r. (przy czym wcześniej, bo już w 2035 r. spadnie do zera w budynkach w mieście).
- przewiduje się spadek zużycia ropy naftowej i produktów naftowych w analizowanym okresie. Wzrost zużycia produktów naftowych obserwowany w latach 2015-2020 związany był z wprowadzeniem w Polsce pakietu ustaw ograniczających tzw. szarą strefę w obrocie paliwami. Od 2020 r. przewiduje się stopniowe ograniczanie zastosowania paliw silnikowych i stopniowe zastępowanie paliwami alternatywnymi. Istotną rolę odgrywa tutaj również poprawa efektywności wykorzystania energii, w tym stopniowe obniżanie się wskaźników jednostkowego zużycia paliwa w nowych pojazdach, zgodnie z założeniami prawodawstwa unijnego, a także wzrost znaczenia elektromobilności i biopaliw;
- wyniki analiz wskazują na pewien wzrost zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny w perspektywie ok. 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 19,6 Mtoe), a następnie jego stopniowy spadek do 10,8 Mtoe w 2040 r.²³ Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał zatem rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany energią elektryczną oraz uzupełniającą paliwami i technologiami bezemisyjnymi, takimi jak biometan i wodór odnawialny.
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biomasa, biogaz, biometan czy biopaliwa.
- Istotną rolę w bilansie energetycznym odgrywać będzie biometan, którego zużycie w 2030 r. szacuje się na poziomie 0,9 Mtoe, a następnie jego stopniowy wzrost. Biometan jest paliwem, którego potencjał szacowany jest przez różne ośrodki badawcze na poziomie 8 mld m³/rok, stąd też możliwe jest uzyskanie wysokiego poziomu jego zastosowania w przyszłości, pod warunkiem stworzenia odpowiedniego otoczenia prawnego i finansowego, co dla obecnego rządu jest priorytetem.

Tabela 3.7. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	14 730	15 171	16 739	18 972	22 930
Ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 843	6 499	5 924	5 515	5 295
Węgiel	58 268	60 053	53 036	45 035	35 321	21 095	12 508	7 740
Koks	2 318	2 074	2 228	1 308	1 348	1 243	1 127	935
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	25 992	24 585	22 872	21 553	19 627
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 037	31 667	28 361	25 814	22 744
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	17 107	19 884	19 614	16 351	10 784
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 406	1 284	1 148	1 070	849
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	464	546	412	218	107
Gazy odnawialne	54	115	229	322	630	2049	3530	6 173
Pozost. paliwa gazowe*	161	149	163	84	93	73	60	14
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	9 330	8 982	9 071	8 811	8 118
Biopaliwa	54	868	782	1 042	1 369	1 802	1 714	1 554
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	10 212
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 315	1 462	1 494	1 398

²³ Należy jednocześnie wskazać, że analizy operatora systemu przesyłowego gazowego przewidują, że w wariantcie bazowym szczyt krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny nastąpi w 2031 roku i wyniesie 27,2 mld m³. W perspektywie 2040 r. zużycie gazu wg. ww. prognoz OSPg może utrzymać się na tym poziomie i nie spaść poniżej 26 mld m³.

*paliwa odpadowe gazowe (Other Recovered Gases) odzyskiwane głównie w hutach żelaza (oprócz gazu wielkopiecowego) oraz hutach miedzi i cynku.

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT

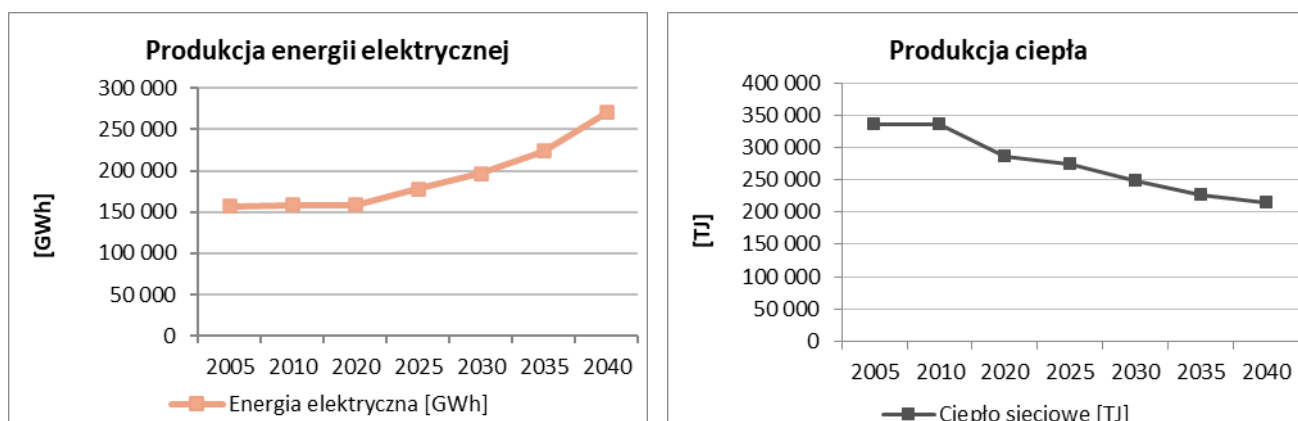
3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.9) i na rysunku (Rysunek 3.4) zaprezentowano dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 158,2 TWh w 2020 r. do 196 TWh w 2030 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 24% natomiast w latach 2020-2040 produkcja energii elektrycznej wzrasta niemalże 2- krotnie. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 214 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym spadek wynosi 25% w rozpatrywanym okresie.

Tabela 3.8 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna [GWh]	157 295	158 186	165 128	158 247	178 122	196 466	223 835	270 494
Ciepło sieciowe [TJ]	336 292	335 831	274 357	285 870	273 725	247 366	226 602	214 236

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (STEAM-PL, MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 3.4 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.7. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa

Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na daleko idące zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań determinowanych unijną polityką energetyczno-klimatyczną. Wymuszany administracyjnie rozwój odnawialnych źródeł energii oraz obowiązek zakupu uprawnień do emisji GHG w ramach systemu EU ETS powodować będzie stopniowe zmniejszanie się udziału elektrowni węglowych w strukturze produkcji energii elektrycznej. Przewiduje się istotny spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w elektrowniach i elektrociepłowniach jeszcze w obecnej dekadzie. Zgodnie z otrzymanymi wynikami analiz, produkcja energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny obniża się z poziomu 70,7 TWh w 2020 r. do 30,1 w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do 14,8 TWh. Produkcja energii elektrycznej na węglu kamiennym spada do zera w perspektywie 2040 r., a na węglu brunatnym w perspektywie 2035 r.

Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest stopniowe wypychanie jednostek węglowych z krzywej „merit order” m.in. z powodu dynamicznego wzrostu produkcji z OZE i pojawienie się od 2036 r. pierwszych elektrowni jądrowych. Jednostki węglowe wytwarzają mniej energii w przeliczeniu na jednostkę mocy, ale ich rolą jest w dużym stopniu zapewnianie mocy rezerwowych w dynamicznie rozbudowywanym i zdywersyfikowanym technologicznie systemie. W celu spełnienia kryterium bezpieczeństwa systemowego przyjęto, że bez względu na przewidywany czas pracy poszczególnych jednostek, a tym samym zdolność do osiągnięcia progu rentowności, jednostki węglowe nie będą odstawiane do czasu pokrycia zapotrzebowania na moc przez inne źródła wytwórcze. Niektóre węglowe jednostki wytwórcze klasy 200 MW mogą wymagać modernizacji, aby poprawić ich parametry tak, by lepiej spełniały funkcję regulacyjną i zapewnić wystarczalność mocy w KSE. Utrzymanie jednostek węglowych w dobrym stanie technicznym ma istotne znaczenie dla pewności dostaw energii, zwłaszcza w okresie początkowego rozwoju alternatywnych rozwiązań zapewniających stabilną generację lub wzmacniających potrzeby bilansowe. Utrzymanie i modernizacja tych jednostek umożliwi optymalne wykorzystanie posiadanych zasobów krajowych, wesprze bilansowanie KSE, zredukuje wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny i może przynieść korzyści tzw. technologicznej renty opóźnienia pozwalającej na zastąpienie istniejących źródeł sprawdzonymi, nowoczesnymi technologiami energetycznymi, które po osiągnięciu dojrzałości dodatkowo cechować się będą obniżonymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Trzeba zauważyć, że źródła węglowe mają tzw. minima techniczne. Niższe ich wykorzystanie oznaczałoby ich okresowe wyłączanie. Długi okres rozruchu ze stanu zimnego uniemożliwia realizację funkcji systemowych, a częste ich wyłączanie wpływa na szybsze wyeksploatowanie posiadanych mocy i pogorszenie ich stanu technicznego.

Okres transformacji wiąże się ze zwiększonym ryzykiem zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Źródła węglowe będą sukcesywnie zastępowane przez źródła odnawialne, uzupełniane przez magazyny energii, jednostki gazowe oraz jądrowe. Skala inwestycji potrzebna do przeprowadzenia transformacji wytwarzania energii jest bezprecedensowa, co wiąże się z ryzykiem wystąpienia opóźnień w oddawaniu do eksploatacji nowych źródeł wytwórczych.

Jednostki węglowe rok po roku będą traciły udział w rynku – ograniczenie produkcji będzie prowadziło do wzrostu jednostkowych kosztów produkcji, a to z kolei doprowadzi do spadku zdolności sprzedażowych. Malejący strumień przychodów będzie powodował rosnące kłopoty finansowe tych jednostek, które nie będą w stanie pokrywać swoich kosztów z przychodów z rynku hurtowego. W literaturze zjawisko to określane jest jako „missing money on electricity markets”. Brak pokrycia kosztów będzie skutkował zgłaszaniem przez wytwórców energii wyłączeń elektrowni z powodu nieopłacalności ich eksploatacji, niezależnie od zapotrzebowania na energię i zdolności jego pokrycia z innych źródeł.

Zestawiając ze sobą (i) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z (ii) ograniczaniem produkcji elektrowni węglowych oraz (iii) brakiem ekonomicznej efektywności ich funkcjonowania w obecnych rozwiązaniach rynkowych istnieje konieczność opracowania mechanizmu zapewniającego finansowanie źródeł węglowych w okresie transformacji. Biorąc pod uwagę obecną strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce należy uznać to za jedno z najważniejszych wyzwań krajowej polityki energetycznej. Polska prowadzi obecnie rozmowy z Komisją Europejską na temat przyszłych, potencjalnych mechanizmów wsparcia dla elektrowni konwencjonalnych po 2028 r., w tym węglowych i gazowych.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 34,6 TWh w 2030 r., a następnie ulegać będzie stopniowemu obniżaniu do 15,8 TWh w 2040 r. Realizacja takiego scenariusza uzależniona jest jednak od tempa i zakresu rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych (w tym przede wszystkim źródeł jądrowych). Zarówno unijna jak i krajowa polityka energetyczna sprzyjać będzie wdrażaniu nowych niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowić będą niesterowalne źródła odnawialne charakteryzujące się zmiennością produkcji (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w zakładanych w aKPEiK ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe, a także magazyny energii, niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym. Rosnące udziały pogodozależnych OZE zmienią całkowicie sposób pracy systemów elektroenergetycznych

i z pewnością będą skutkować licznymi wyzwaniami technicznymi. Bezpieczna i stabilna praca systemu wymagać będzie nie tylko odpowiednich ilości mocy dyspozycyjnych zapewniających wystarczalność, ale też wysokiego poziomu elastyczności, czyli zdolności dopasowania do szybkiej zmienności w warunkach operacyjnych. Wzrost udziału OZE i wypieranie jednostek konwencjonalnych oznacza spadek inercji systemu i zdolności szybkiego reagowania na zmiany częstotliwości i napięcia dzięki energii kinetycznej zgromadzonej w wirujących masach generatorów synchronicznych – z tego też powodu w aKPEiK postuluje się utrzymywanie odpowiedniego poziomu jednostek wytwórczych energii elektrycznej: węglowych, gazowych i jądrowych. Przy wysokiej generacji OZE pojawiać się będą problemy z nadpodażą energii. Aby chronić system przed niebilansowaniem i przeciążeniami sieciowymi, operatorzy będą musieli albo redukować generację z OZE, co nie jest rozwiązaniem optymalnym, albo zostanie ona racjonalnie wykorzystana np. w technologiach P2X – co przyczyni się jednocześnie do „zazielenienia” ciepłownictwa, przemysłu i transportu lub zostanie zmagazynowana w magazynach energii elektrycznej. Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, w latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie więcej niż potrojony (udział wzrośnie z 16,2% do 53%). Istotnym założeniem przyjętym w obliczeniach modelowych jest to, że gaz ziemny w nowych jednostkach będzie po 2035 r. sukcesywnie zastępowany biometanem oraz uzupełniając wodorem (w analizie założono, że wszystkie nowe jednostki będą w przyszłości przystosowane do spalania wodoru oraz biometanu). Bardzo ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest również rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Zgodnie z przyjętymi założeniami, pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do użytku w 2036 r., a kolejne będą uruchamiane w 2036, 2037, 2038, 2040, 2041 i 2043 r. Obok wielkoskalowych jednostek zakłada się również budowę małych reaktorów modułowych (SMR). Szacowana łączna produkcja energii elektrycznej brutto z elektrowni jądrowych (wielkoskalowe + SMR) w 2040 r. wyniesie 44 TWh.

Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym i kosztownym. Musi on zostać rozłożony w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających. Jednocześnie istotnym aspektem jest jego równoległa realizacja we wszystkich obszarach/sektorach, ponieważ tak istotny wzrost produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł wytwórczych będzie wymagał wdrożenia skutecznych sposobów zagospodarowania nadwyżek. Istotnym elementem transformacji energetycznej jest synchronizacja działań podejmowanych w różnych sektorach i wykorzystanie efektu synergii. Jednym ze sposobów na zagospodarowanie wspomnianych nadwyżek jest elektryfikacja ciepłownictwa, zarówno systemowego, jak i indywidualnego. Obecna aktualizacja KPEiK kładzie duży nacisk na synergię sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego (ang. *sector coupling*). Systemy ciepłownicze mają się stać aktywnym uczestnikiem rynku energii, konsumując i magazynując nadwyżki energii elektrycznej z OZE w okresach jej nadprodukcji, a w okresach niedoboru – dostarczając energię w kogeneracji.

Ważną rolę będzie odgrywał również wodór odnawialny. W sektorze elektroenergetycznym to kolejne źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Wodór z elektrolizy stanowi poważną alternatywę dla wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii w celu zrównoważenia sezonowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym aspekcie przewyższa on techniczne możliwości magazynowania oferowane przez systemy bateryjne, które zazwyczaj operują w krótkich, kilkugodzinowych cyklach. W analizie założono, że część produkowanego odnawialnego wodoru, w tym pochodzenia niebiologicznego, będzie kierowana do sektorów transportu, przemysłu i ciepłownictwa, natomiast pozostała część będzie spalana w turbinach gazowych i jednostkach CCGT odpowiednio przystosowanych do tego celu (założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do spalania wodoru w przyszłości). W poniższej tabeli zaprezentowano prognozy produkcji energii elektrycznej z wodoru odnawialnego. Wynika z nich, że zastosowanie tego paliwa do produkcji energii elektrycznej na szerszą skalę będzie miało miejsce w Polsce dopiero po 2035 r. (aczkolwiek nie można wykluczyć wcześniejszej komercjalizacji tego rozwiązania, szczególnie w warunkach istotnego dotowania tej technologii). Udział wodoru w całkowitej produkcji energii elektrycznej stopniowo wzrasta w prognozie.

Należy podkreślić, że przedstawiony dynamiczny rozwój energetyki jądrowej, gazowej i OZE w latach 2030-2040 uwarunkowany jest w dużym stopniu kosztem uprawnień do emisji GHG, i to nie tylko

w danym okresie, ale przede wszystkim w okresie życia jednostki. W celu uniknięcia zniekształcenia wyników analizy odnośnie podejmowanych decyzji inwestycyjnych pod koniec okresu modelowania, horyzont analizy w modelu MESSAGE został wydłużony.

Tabela 3.9. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel*	143,3	138	132,2	108,8	88,2	44,9	13,2	0
Paliwa gazowe**	5,2	5,1	6,4	17,4	28,9	34,6	30,2	15,8
Gazy odnawialne***	0,1	0,4	0,9	1,2	2,2	3,1	4,4	7,5
Olej opałowy	2,7	2,6	2,1	1,7	1,8	1,4	1,2	0,0
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	44,0
Biomasa	1,4	5,9	9,0	6,9	6,5	6,8	6,7	5,2
Energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6	2,7	3,0	3,0
Z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,8	1,2	1,3	2,3	2,8
Energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	15,8	25,7	41,7	64,4	74,1
Energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,8	44,7	58,1
Energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	18,5	29,0	35,6	38,0
Energia geotermalna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe****	0,7	1,1	1,0	1,5	2,5	2,4	2,2	0,9
Magazyny (Baterie)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	7,8	15,9	21,0

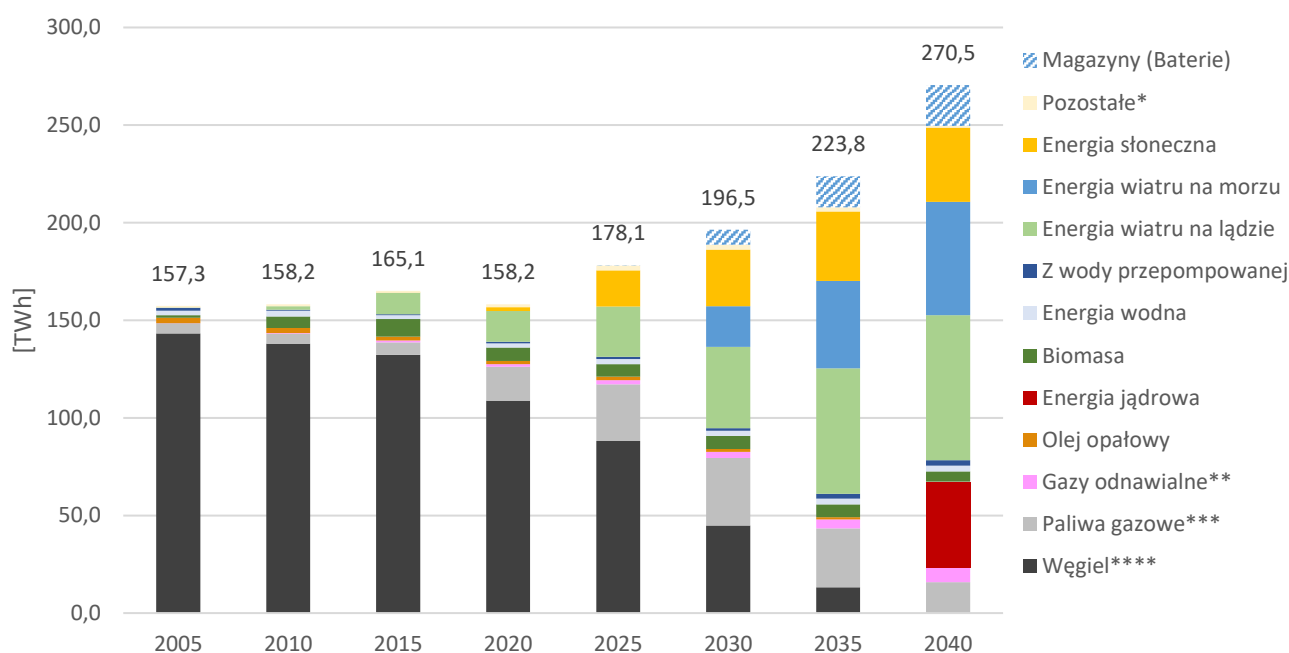
* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopiecowym

** Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

*** Biogaz, biometan, wodór odnawialny

**** Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A. (MESSAGE-PL), EUROSTAT



Rysunek 3.5. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa - scenariusz WAM [TWh]

* Odpady przemysłowe i komunalne

** Biogaz, biometan, wodór odnawialny

*** Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

**** Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.8. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

Omówione w poprzednim punkcie raportu poziomy produkcji energii elektrycznej są pochodną określonej w modelu MESSAGE optymalnej struktury mocy wytwórczych w systemie. Dobór jednostek wytwarzania został przeprowadzony w oparciu o kryterium najniższych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym okresie czasowym, przy uwzględnieniu ograniczeń natury technicznej, surowcowej, regulacyjnej i środowiskowej. Wyniki obliczeń przedstawione poniżej (Tabela 3.11 i Rysunek 3.6) i wskazują one na istotny wzrost mocy osiągalnej netto w systemie ogółem (z 47,5 GW w 2020 r. do 98,8 GW w 2030 r.). Wzrost ten jest wywołany głównie znaczącym przyrostem mocy charakteryzujących się niskimi wskaźnikami wykorzystania mocy zainstalowanej (PV, wiatrowe). Moce elektrowni wiatrowych na lądzie wzrastają z poziomu 6,5 GW w 2020 r. do 16,5 GW w 2030 r. oraz 29 GW w 2040 r., przy czym w przypadku sprzyjających warunków rynkowych, regulacyjnych, technologicznych oraz dostępności mocy przyłączeniowych prognozowany wolumen może ulec dalszemu zwiększeniu nawet do ok. 35 GW. Istotnym komponentem wchodzącym w skład przyszłego miksu energetycznego będzie także energetyka wiatrowa na morzu. Do końca 2030 r. założono instalację ok. 6 GW, a w perspektywie 2040 r. – 17,9 GW. Najszybszy i największy przyrost mocy w systemie dotyczy fotowoltaiki (zarówno mikroinstalacji jak i dużych farm - z poziomu 4 GW w 2020 r. do 32 GW w 2030. W konsekwencji znacząco zmniejszy się rola jednostek systemowych zasilanych paliwami węglowymi – ich udział w mocy osiągalnej netto ulegnie redukcji z ok. 63% w 2020 r. do 19% w 2030 r. Natomiast w 2040 r. jednostki oparte na węglu odgrywają głównie rolę jednostek szczytowych i podszczytowych. Udział źródeł odnawialnych wzrasta z 26% w 2020 r. do 57% w 2030 r. W strukturze mocy wytwórczych w latach 2036-2040 pojawiają się bloki jądrowe.

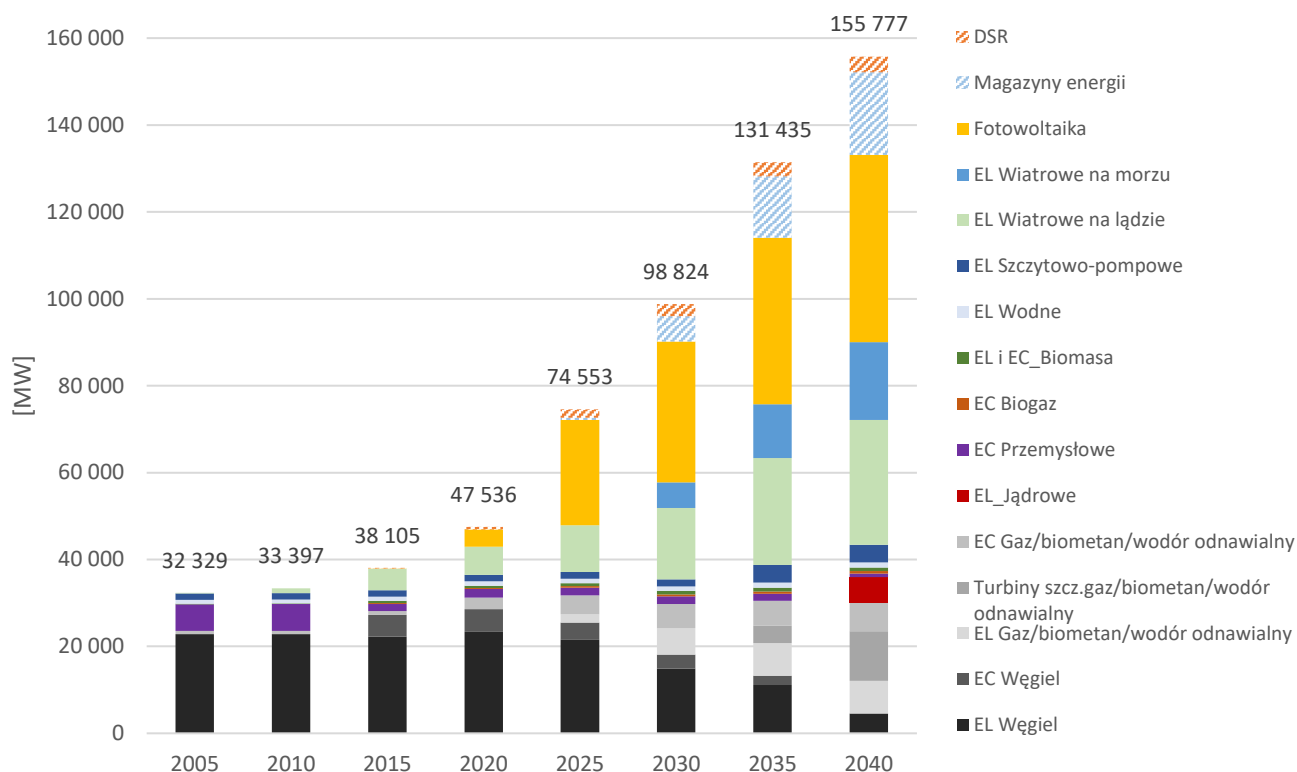
Tabela 3.10. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
EL_Wegiel	22 809	22 800	22 260	23 334	21 472	14 863	11 091	4 572
EL_Gaz/biometaan/wodór odnawialny	0	0	0	0	1 915	6 142	7 508	7 508
EL_Jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	5 910
EL_Wodne	914	935	964	987	1 008	1 038	1 148	1 178
EL_Szczytowo-pompowe	1 482	1 482	1 508	1 508	1 570	1 570	4 038	4 038
EC_Przemysłowe	6 140	6 126	1 605	1 945	1 802	1 755	1 605	816
EC_WK			4 968	5 226	4 037	3 238	2 187	0
EC_Gaz/biometaan/wodór odnawialny	760	807	928	2 688	4 320	5 502	5 707	6 543
EL i EC_Biomasa	102	140	513	534	677	806	887	815
EC_Biogaz			216	241	355	491	556	560
EL_Wiatrowe na lądzie	121	1 108	4 886	6 499	10 744	16 476	24 625	28 782**
EL_Wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5 873	12 373	17 900
Fotowoltaika	0	0	108	3 960	24 195	32 395	38 295	43 037
Turbiny szcz. _gaz/biometaan/wodór odnawialny	0	0	0	0	0	0	4000	11438
Magazyny energii	0	0	0	0	550	5 865	14 150	19 055
DSR	0	0	150	615	1 908	2 810	3 265	3 625
Razem	32 329	33 397	38 105	47 536	74 553	98 824	131 435	155 777

* W pracach prognostycznych do niniejszego scenariusza odnotowano niepewność co do tempa przyrostu mocy w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz magazynach elektrochemicznych, w szczególności do 2030 r. Do kompleksowych analiz przyjęto ostrożnościowe podejście. Przyjmuje się możliwość wyższego przyrostu mocy zainstalowanej w magazynach energii, np. na bazie zawartych umów mocowych (wg stanu na I poł. 2025 r. wielkość zakontraktowanej mocy osiągalnej w magazynach do roku 2029 wynosiła ok. 6 GW).

** W zależności od warunków rynkowych, dynamika rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie może ulec przyspieszeniu, prowadząc do dalszego wzrostu mocy w 2040 r. tj. do ok. 35 GW. Ww. potencjalny poziom został wskazany w projekcie Planu rozwoju w zakresie

zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036, konsultowanym przez PSE w 2026 r. ([link](#)).



Rysunek 3.6. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]

EL- elektrownie, EC - elektrociepłownie

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Poziom mocy węglowych w KSE będzie spadał z przyczyn technicznych i ekonomicznych, w tym ze względu na wyeksploatowanie jednostek wytwórczych, niespełnianie wymogów dotyczących generowanych emisji zanieczyszczeń i potrzebę dekarbonizacji sektora. W najbliższych latach moce węglowe będą niezbędne w systemie dla zagwarantowania pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorców w sytuacji dużego wzrostu mocy osiągalnej w technologiach zeroemisyjnych, lecz zależnych od warunków atmosferycznych. Co najmniej do 2030 r. źródła węglowe będą pełnić rolę technologii zapewniającej stabilne dostawy energii, choć energia wytworzona w tych źródłach nie będzie miała już dominującego charakteru. Utrzymanie mocy węglowych do czasu dostatecznego rozwoju innych rozwiązań zapewniających stabilność dostaw jest niezbędne dla rozwoju OZE, ze względu na realny brak możliwości pokrycia potrzeb KSE przez alternatywne rozwiązania.

W 2030 r. moce oparte na węglu kamiennym (elektrownie i elektrociepłownie) wynosić będą 12,2 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW. W kolejnej dekadzie następować będzie dalsza sukcesywna redukcja mocy węglowych, prowadząca do tego, że w 2040 r. stanowić będą one niecałe 3% mocy osiągalnej w KSE (łącznie moce na węgiel kamienny i brunatny). W 2040 r. moce na węgiel kamienny wynoszą łącznie 4,6 GW, na co składać się będą elektrownie stosunkowo niedawno wybudowane o aktualnie najlepszych parametrach techniczno-ekonomicznych. W perspektywie do 2040 r. moce w elektrowniach na węgiel brunatny i elektrociepłowniach na węgiel kamienny spadną do zera.

Harmonogram wycofań jednostek opalanych węglem brunatnym oraz brak opłacalności inwestowania w nowe moce wytwórcze powoduje, że po 2030 r. następuje dynamiczny proces zmniejszania mocy zainstalowanej w tej technologii w KSE, co jednocześnie przekłada się na znaczący spadek produkcji energii elektrycznej ze źródeł bazujących na tym paliwie, opisany w poprzednim podrozdziale. Wyraźny

jest także spadek wskaźników wykorzystania mocy zainstalowanej w jednostkach na węglu brunatnym, które pozostają w systemie po 2030 r. Jak wiadomo koszty stałe w tego rodzaju jednostkach są wyższe (dochodzą koszty utrzymania kopalni odkrywkowych) niż w jednostkach na węgiel kamienny, stąd ich rola jako jednostek szczytowych powinna być ograniczana. Niemniej jednak biorąc pod uwagę względy sieciowe wyłączenie tych jednostek „z dnia na dzień” jest po prostu niemożliwe. Muszą zostać wdrożone mechanizmy, które pozwolą na utrzymanie tych jednostek w systemie, głównie ze względów bezpieczeństwa pracy KSE.

Powyżej zaprezentowana prognozowana struktura mocy wytwórczych została poddana analizom przez Operatora Systemu Przesyłowego²⁴ pod kątem zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym w odniesieniu do przyjętej prognozy zapotrzebowania. Weryfikacja ta została przeprowadzona z uwzględnieniem 38 typów lat klimatycznych (1982-2019) na aparacie narzędziowym PSE S.A. Przez wystarczalność zasobów wytwórczych rozumiana jest ich zdolność do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Parametrami opisującymi wystarczalność zasobów wytwórczych są probabilistyczne wskaźniki LOLE (ang. *loss of load expectation*) oraz LOLP (ang. *loss of load probability*). Wyniki opisanej, uproszczonej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych potwierdzają spełnienie standardu bezpieczeństwa w scenariuszu WAM w całej perspektywie prognozowania. Uśredniona wartość wskaźnika LOLE dla analizowanych lat klimatycznych wykazuje brak przekroczenia standardu bezpieczeństwa 3h/rok²⁵.

4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

4.1. Rynek energii elektrycznej i paliw, ceny energii

Szczegółowy opis rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz historyczne ceny energii zostały zamieszczone w raporcie dotyczącym scenariusza WEM sekcji „Wewnętrzny rynek energii”.

4.1.1. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru

Poniżej zaprezentowano uśrednione, jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru dla scenariusza WAM. Kosztów tych nie należy utożsamiać z cenami na rynku hurtowym, ponieważ nie uwzględniają one szeregu czynników, które wpływają na kształtowanie się cen na rynkach energetycznych, m.in. konkurencji rynkowej, wymiany transgranicznej, systemów wsparcia poszczególnych technologii czy funkcjonowania rynku mocy. Koszty te służą jedynie do oceny porównawczej analizowanych scenariuszy i należy je rozpatrywać tylko i wyłącznie w ścisłym powiązaniu z przyjętymi założeniami.

²⁴ PSE S.A.

²⁵ Przy uwzględnieniu istnienia wrażliwości wyników na przyjęte założenia, tj.:

- adekwatnego odwzorowania kształtu prognozowanego zapotrzebowania na moc,
- braku wystąpienia ograniczeń sieciowych,
- braku ograniczeń czasowych w zakresie mocy dostępnej w ramach importu i DSR,
- powtórzenia się określonych scenariuszy klimatycznych i in.

Tabela 4.1. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WAM

Rok	Koszt kapitałowy	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Koszt wytwarzania e.e.
2020	14,5	14,5	2,4	24,7	23,3	79,4
2025	27,7	16,0	2,5	39,4	54,4	139,9
2030	46,1	17,6	1,8	27,2	36,8	129,6
2035	61,5	18,8	1,1	22,6	13,4	117,4
2040	72,3	19,6	0,8	15,7	6,6	115,1

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Koszty wytwarzania wodoru odnawialnego produkowanego w elektrolizerach, zostały wygenerowane w modelu MESSAGE, który bierze pod uwagę cały łańcuch kosztów wytwarzania, w tym: koszty energii elektrycznej zasilającej elektrolizery, parametry techniczno-ekonomiczne elektrolizerów (w tym koszty operacyjne stałe i zmienne). Wygenerowane w modelu koszty wytwarzania wodoru odnawialnego zaprezentowano w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WAM

	2025	2030	2035	2040
Koszt wytwarzania wodoru odnawialnego	8,1	6,9	5,3	4,0

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

4.1.2. Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

Projekcje cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych powstały na bazie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej zaprezentowanych w poprzednim podpunkcie. Poza kosztami wytwarzania (obejmującymi koszty inwestycyjne, koszty stałe, zmienne i środowiskowe), uwzględnione zostały również koszty związane z koniecznością utrzymania odpowiednich rezerw mocy i elastyczności systemu, a także opłaty przesyłowe i dystrybucyjne (w których ważnym komponentem są koszty inwestycji w rozwój i modernizację infrastruktury sieciowej) oraz stosowany obecnie sposób opodatkowania. Obliczenia zostały przeprowadzone przy stopie dyskonta na poziomie 6%.

Tabela 4.3 przedstawia projekcje cen energii elektrycznej dla trzech grup odbiorców końcowych – gospodarstw domowych, przemysłu i usług. Zaprezentowane ceny są cenami uśrednionymi, zawierającymi podatki (w obliczeniach przyjęto wysokość akcyzy na poziomie 5 zł/MWh w cenach bieżących oraz podatku VAT na poziomie 23% w całym horyzoncie prognozy). Prognozowane ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawierają podatku VAT.

Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy spadek cen energii elektrycznej w rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany spadek są prognozowane spadki uśrednionych kosztów wytwarzania w systemie (wielkości zaprezentowane w tabeli 4.81), osiągnięte głównie za sprawą szybkiego zwiększania udziału OZE w miksie energetycznym. W analizach założono, że koszty związane z modernizacją i rozbudową sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, będą częściowo (5-10%) pokrywane z dotacji unijnych, co ogranicza koszty przenoszone w taryfach na odbiorców końcowych. Kolejnym czynnikiem jest stopniowe zwiększanie się udziału odbiorców działających w ramach lokalnych spółdzielni energetycznych (przemysł/strefy ekonomiczne/gminy wiejskie/gminy miejskie, inne), których koszty dystrybucji są średnio o 20-30% niższe od płaconych przez odbiorców przyłączonych do sieci, głównie poprzez brak opłat dystrybucyjnych i preferencyjne rozliczanie nadwyżek wyprodukowanej energii w ramach grupy.

Tabela 4.3. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	0,144	0,183	0,189	0,178	0,251	0,243	0,227	0,219
Przemysł	0,083	0,126	0,104	0,113	0,164	0,158	0,146	0,140
Usługi	b.d.	b.d.	0,169	0,154	0,228	0,221	0,205	0,197

* nie należy utożsamiać ww. ceny z ceną maksymalną energii elektrycznej obowiązującą na podstawie ustawy z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw

Źródło: ARE S.A.

4.1.3. Krajowe ceny detaliczne paliw

W symulacjach modelowych rozróżniano ceny paliw dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych zgodnie z podziałem obowiązującym w statystyce Międzynarodowej Agencji Energii²⁶. Projekcje cen gazu ziemnego, węgla i produktów ropopochodnych bazują na trendach światowych cen nośników energii, przyjętych w formie założeń do analizy. Przyjęto niezmienny w czasie sposób i poziom opodatkowania. Zaprezentowane projekcje nie można traktować jako prognozy przyszłości, a jedynie szacunkowe wartości powiązane z przyjętymi założeniami dla scenariusza WAM.

Tabela 4.4. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Gaz ziemny [EUR'2024/ktoe]						
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Przemysł (VAT)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)
2005	267 161	0	0	220 525	527 059	0	94 932
2010	477 663	0	0	306 445	811 841	0	146 284
2015	427 878	3 565	0	300 039	801 324	0	150 434
2020	255 433	3 200	0	201 053	737 294	0	137 868
2025	462 339	3 200	0	365 977	731 205	0	136 729
2030	424 548	3 200	0	335 854	671 021	0	125 476
2035	424 548	3 200	0	335 854	671 021	0	125 476
2040	420 487	3 200	0	332 616	664 553	0	124 266

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., „Energy prices and taxes”, MAE (2023)

Tabela 4.5. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Węgiel kamienny energetyczny [EUR'2024/ktoe]					Węgiel koksujący [EUR'2024/ktoe]
	Przemysł (Cena ogółem)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)	Przemysł (Cena ogółem)
2005	121 277	110 731	280 371	0	50 537	194 614
2010	185 246	163 288	377 558	0	68 075	282 509
2015	148 081	133 434	400 664	0	74 926	174 196

²⁶ „Energy prices and taxes”, MAE

Rok	Węgiel kamienny energetyczny [EUR'2024/ktoe]					Węgiel koksujący [EUR'2024/ktoe]
	Przemysł (Cena ogółem)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)	Przemysł (Cena ogółem)
2020	163 263	134 734	489 408	0	91 515	178 851
2025	158 073	130 451	473 849	0	88 606	173 165
2030	165 807	136 834	497 034	0	92 941	181 638
2035	165 807	136 834	497 034	0	92 941	181 638
2040	164 396	135 669	492 803	0	92 150	180 092

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, „Energy prices and taxes”, MAE (2023)

Tabela 4.6. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Lekki olej opałowy [EUR'2024/ktoe]					Olej napędowy [EUR'2024/ktoe]				
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Gosp. domowe (Cena ogółem)	Gospod. domowe (Akcyza)	Gosp. domowe (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. komercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	772 048	99 664	1 003 060	99 664	180 936	1 298 690	511 214	1 584 418	511 214	285 729
2010	919 672	94 038	1 170 067	94 038	211 179	1 422 866	522 762	1 735 895	522 762	313 168
2015	844 990	82 727	1 082 522	82 727	202 538	1 305 661	523 379	1 605 963	523 379	300 252
2020	782 846	72 816	1 188 125	72 816	222 106	1 144 019	465 415	1 407 143	465 415	430 688
2025	994 900	72 816	1 485 701	72 816	277 735	1 441 127	480 238	1 772 587	480 238	331 459
2030	896 185	72 816	1 347 175	72 816	251 839	1 431 270	480 238	1 760 462	480 238	329 192
2035	860 375	72 816	1 296 921	72 816	242 445	1 396 769	480 238	1 718 026	480 238	321 257
2040	826 488	72 816	1 249 369	72 816	233 555	1 362 268	480 238	1 675 590	480 238	313 322

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes 2023”

Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM

Rok	Benzyna [EUR'2024/ktoe]			LPG [EUR'2024/ktoe]			
	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	1 833 823	721 858	330 832	887 236	1 082 984	260 032	195 169
2010	1 980 268	721 921	357 042	997 188	1 216 569	250 799	219 518
2015	1 772 960	639 303	339 378	770 479	947 689	224 979	177 183
2020	1 495 266	564 739	473 801	707 167	1 318 291	201 966	246 510
2025	1 884 509	588 292	352 388	898 721	1 608 094	201 966	300 700
2030	1 874 027	588 292	350 428	809 549	1 473 185	201 966	275 474
2035	1 837 339	588 292	343 567	777 200	1 424 245	201 966	266 322
2040	1 800 650	588 292	336 707	746 590	1 377 934	201 966	257 662

Źródło: Opracowanie własne ARE SA, MAE - „Energy prices and taxes 2023”

4.2. Nakłady na inwestycje związane z energią

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze elektroenergetycznym

Prognozowane nakłady inwestycyjne na odtworzenie wycofywanych oraz budowę nowych jednostek wytwórczych oraz prace modernizacyjne przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.8). Nakłady inwestycyjne na źródła w elektroenergetyce wyznaczono na podstawie wyników modelu MESSAGE przy uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawionych w części założeniowej pracy załącznika 3. do KPEiK „Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania”.

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym (Tabela 4.8), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - przy jednoczesnym spełnieniu zaostrożonych wymogów ochrony środowiska wynoszą w dziesięcioleciu 2020–2030 ok. 95 mld EUR'2024.

Tabela 4.8 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024]

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld. EUR'2024]				
Łącznie	39,7	55,4	64,4	87,1
Elektrownie	36,6	42,7	48,4	79,1
Elektrociepłownie	2,9	3,3	1,6	0,7
Magazyny en.	0,1	8,4	14,0	4,3
Elektrolizery	0,1	0,9	0,5	3,0
W tym paliwa:	0,0	0,0	0,0	0,0
Węgiel	4,9	0,0	0,0	0,0
Gaz ziemny/Wodór odnawialny	4,1	6,0	6,4	7,4
Jądrowe	0,0	0,0	0,0	44,0
Źródła odnawialne	29,9	39,6	43,5	29,0
- Wodne (bez pomp.)	0,1	0,1	0,5	0,1
- Wiatrowe	7,8	30,8	37,4	24,9
- Fotowoltaiczne	21,0	7,4	4,8	3,5
- Biomasa	0,5	0,6	0,4	0,2
- Biogaz	0,5	0,6	0,4	0,4
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	0,5	0,5	0,0	0,0
Magazyny energii, elektrolizery	0,2	9,4	14,4	7,3
Inwestycje w ciepłowni** [mld. EUR'2024]				
Kotły ciepłownicze	0,69	0,91	0,94	0,41
Pompy ciepła	0,08	0,43	0,83	1,00
Geotermia	0,18	0,20	0,20	0,23
Kolektory słoneczne	0,00	0,03	0,25	0,29
Magazyny ciepła	0,13	0,17	0,42	0,66
Modernizacja	0,46	0,15	0,00	0,00
Łącznie	1,53	1,89	2,64	2,59

*nakłady inwestycyjne overnight (bez kosztów kapitału IDC)

** podane koszty dotyczą tylko transformacji ciepłowni, nie uwzględniają nakładów na rozbudowę i modernizację elektrociepłowni (te koszty zostały zakwalifikowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej)

Źródło: Szacunki ARE S.A.

Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji są to koszty rozbudowy lub modernizacji sieci związane z wprowadzeniem nowych mocy do systemu. Ocena wielkości tychże kosztów jest zadaniem trudnym, gdyż koszt modernizacji sieci zależy od stanu istniejącej infrastruktury,

lokalizacji źródeł wytwórczych oraz rodzaju technologii, terenu, długości i mocy znamionowej linii elektroenergetycznych. Ogólnie rzecz biorąc, im bardziej zdecentralizowany jest system elektroenergetyczny, tym większe jest zapotrzebowanie na wzmocnienie sieci dystrybucyjnej, a tym samym większe związane z tym koszty.

Dla potrzeb niniejszej analizy zastosowano oszacowanie bazujące na przyjętych jednostkowych kosztach inwestycyjnych dla sieci przesyłowej (WN) oraz dla sieci dystrybucyjnych (SN i NN), wyrażonych w mln EUR/MW dodatkowej mocy jednostek wytwórczych podłączonych do odpowiedniej sieci. Jednostkowe inwestycyjne koszty sieciowe przyjęto wg danych literaturowych. Oszacowane w ten sposób nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji w okresie 2021-2040 przedstawiono poniżej w tabeli. Otrzymane koszty zweryfikowano na podstawie danych prezentowanych w planach rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej największych przedsiębiorstw energetycznych w Polsce.

Tabela 4.9. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Łącznie	5,2	35,2	41,8	25,8	108,0
Sieć przesyłowa	2,3	9,4	7,7	7,8	27,2
Sieć dystrybucyjna	2,9	25,8	34,1	18,0	80,8

Źródło: Szacunki własne ARE S.A.

Bazując na przytoczonych powyżej szacunkach, potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2030 wyniosą 40,4 mld EUR'2024, z czego ponad 71% to nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnej.

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze gazowym.

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, w szczególności połączeń międzysystemowych, miała na celu dywersyfikację kierunków zaopatrzenia w paliwo gazowe oraz podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Systemu Przesyłowego Gazu na lata 2024-2033, wymieniono 140 przedsięwzięcia inwestycyjne. Zdecydowaną większość tych inwestycji, można zakwalifikować do kategorii rozbudowy i modernizacji gazociągów systemowych:

- 42 inwestycje w nowe odcinki i modernizacje kluczowych gazociągów systemowych;
- 6 inwestycji w modernizację, budowę i rozbudowę tłoczni gazu;
- 6 modernizacji i przebudów węzłów systemowych;
- 51 inwestycji w budowę i modernizację stacji gazowych;
- 35 planowanych przyłączy do sieci przesyłowej.

Natomiast w perspektywie do końca 2024 r. realizowano inwestycje przy wsparciu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020 (POLiŚ 2014-2020).

Tabela 4.10 Zrealizowane inwestycje infrastruktury przesyłowej przy wsparciu POLiŚ 2014-2020

Tytuł projektu	Całkowita wartość projektu (mln PLN)	Wkład UE (mln PLN)
Gazociąg Czeszów-Wierzchowice	105,18	47,20
Gazociąg Hermanowice-Strachocina	324,57	127,83
Gazociąg Lwówek-Odolanów	765,02	350,77
Gazociąg Zdzeszowice-Wrocław	822,11	340,28
Modernizacja systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku	83,58	38,06
Gazociąg Czeszów - Kietczów	152,38	68,95
Gazociąg Tworóg - Kędzierzyn	286,15	147,12
Gazociąg Strachocina - Pogórska Wola	664,47	236,68
Gazociąg Pogórska Wola - Tworzeń	1 235,46	616,61

Tytuł projektu	Całkowita wartość projektu (mln PLN)	Wkład UE (mln PLN)
Gazociąg Tworóg - Tworzeń	440,67	218,67
Gazociąg Gustorzyn-Wronów	2 230,28	744,15
Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu	2 259,96	461,0

Źródło: Lista Projektów Strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach POIiŚ 2014-2020

Wymienione 12 projektów, kosztowało niecałe **9,4 mld PLN**. Większość dużych inwestycji w krajowe systemy przesyłu gazu zostało już zakończone i GAZ-SYSTEM w najbliższej perspektywie inwestycyjnej będzie skupiać się na modernizacji i rozbudowie infrastruktury przesyłowej.

W Polsce funkcjonuje 50 koncesjonowanych dystrybutorów gazu ziemnego. w tym zdecydowana większość prowadzi działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. Największym dystrybutorem gazu ziemnego w Polsce jest firma Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o., należąca do GK ORLEN. W *Planie Rozwoju Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. na lata 2024-2028* przedstawiono ponad 1000 przedsięwzięć inwestycyjnych mających na celu rozbudowę sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, przyłączanie nowych odbiorców do sieci oraz modernizację istniejącej infrastruktury. Szacowane nakłady inwestycyjne na realizację tego planu wynoszą około **3 mld PLN** rocznie.

W tabeli (Tabela 4.11) zaprezentowano prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory. Obejmują one:

- w przemyśle – wymianę lub modernizację kotłów przemysłowych i pieców, wymianę i modernizację napędów elektrycznych oraz źródeł światła, poprawę efektywności energetycznej, instalacje CCS,
- w transporcie - nakłady na infrastrukturę kolejową (tory, stacje, tabor), rozwój transportu intermodalnego, rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów napędzanych e.e, wodorem i CNG, rozbudowę portów lotniczych i morskich, regulację rzek, wymianę taboru zbiorowej komunikacji samochodowej, rozwój transportu publicznego,
- w gospodarstwach domowych - nakłady na termomodernizację budynków, wymianę źródeł ogrzewania, c.w.u., wymianę i modernizację oświetlenia w budynkach,
- w usługach - nakłady na termomodernizację budynków użyteczności publicznej/komercyjnych, wymianę źródeł ogrzewania, c.w.u., wymianę i modernizację oświetlenia w budynkach, wymianę i modernizację oświetlenia ulicznego,
- w rolnictwie - nakłady na termomodernizację budynków, wymianę źródeł ogrzewania, c.w.u., wymianę i modernizację oświetlenia,
- sektorze energetycznym – nakłady na budowę i modernizację źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz nakłady na modernizację i budowę sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,
- w sektorze ciepłowniczym – nakłady na budowę i modernizację ciepłowni komercyjnych oraz sieci dystrybucji ciepła systemowego,
- w sektorze gazowym – nakłady na rozbudowę i modernizację sieci gazowniczych, magazynów gazu, instalacji regazyfikacyjnych,
- w sektorze paliw płynnych – nakłady na modernizację rafinerii, budowę zakładów produkcji biopaliw, instalacji do blendowania paliw, rozwój infrastruktury dystrybucji paliw,
- w górnictwie – koszty zamykania kopalń i rekultywacji terenów pogórnich.

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami analiz, łączne skumulowane nakłady inwestycyjne w sektorze paliwowo-energetycznym w scenariuszu WAM wynoszą ok. 409 mld EUR do 2030 r.

Tabela 4.11 Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory* [mln EUR'2024] dla scenariusza WAM.

sektor		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	suma
Łączne nakłady inwestycyjne		187 106	222 362	225 509	233 950	868 926
Przemysł		8 404	9 605	12 006	13 207	43 221
Transport		50 108	40 792	36 018	30 015	156 932
Gospodarstwa domowe		21 399	19 456	20 821	25 595	87 272
Usługi		2 746	2 191	1 922	1 853	8 711
Rolnictwo		6 709	6 188	5 491	4 752	23 140
Sektor energetyczny	produkcja energii elektrycznej	43 199	60 577	69 408	100 716	273 899
	przesył i dystrybucja energii elektrycznej	5 163	35 201	41 781	25 813	107 958
Sektor ciepłowniczy	produkcja ciepła	1 535	1 888	2 644	2 586	8 653
	dystrybucja ciepła	9 605	13 207	13 207	12 006	48 024
Sektor gazowy (w tym biometan)		24 012	17 649	12 006	9 605	63 272
Sektor paliw płynnych		11 918	11 406	6 003	4 802	34 129
Górnictwo		2 309	4 202	4 202	3 001	13 714

*nakłady inwestycyjne uwzględniają koszt kapitału w trakcie budowy

5. Badania naukowe, technologie i innowacje

5.1. Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym

W rozdziale oceniono konkurencyjność strategicznych technologii neutralnych emisyjnie określonych w akcie Unii Europejskiej pn. „Plan przemysłowy Zielonego Ładu” w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie. Zawiera ona przegląd przeobrażeń, jakim podlegają technologie i rynki, aby możliwe stało się osiągnięcie celów Europejskiego Zielonego Ładu i planu REPowerEU. Określono osiem strategicznych technologii neutralnych emisyjnie służących osiągnięciu celu „Fit for 55” na 2030 r., jakim jest redukcja emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55% w porównaniu z poziomami z 1990 r. Są to technologie dotyczące energii słonecznej (technologie fotowoltaiczne i technologie słonecznej energii cieplnej), technologie lądowej energii wiatrowej i technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych na morzu, elektrolizery i ogniwa paliwowe, technologie magazynowania energii w akumulatorach i w postaci ciepła, zrównoważone technologie biogazu/biometanu, technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, pompy ciepła i technologie energii geotermicznej oraz technologie sieciowe. UE określa ogólny główny poziom referencyjny dla każdej z wymienionych strategicznych technologii neutralnych emisyjnie, którego celem jest zapewnienie, aby do 2030 r. unijna moc produkcyjna strategicznych technologii neutralnych emisyjnie zbliżyła się do poziomu lub osiągnęła poziom co najmniej 40% rocznych potrzeb Unii w zakresie wdrażania.

Fotowoltaika

Fotowoltaika jest najszybciej rozwijającą się technologią wytwarzania energii elektrycznej. Zapewnia ona tańszą energię elektryczną niż elektrownie na paliwa kopalne w większości państw. Odgrywa kluczową rolę we wszystkich scenariuszach osiągnięcia neutralnego dla klimatu systemu energetycznego. W 2022 r. w UE za pomocą energii fotowoltaicznej wygenerowano już 7% produkcji energii elektrycznej z łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 212 GW. Celem strategii UE na rzecz energii słonecznej jest osiągnięcie mocy 720 GW zainstalowanej do 2030 r., co stanowi czterokrotny wzrost w stosunku do poziomów z 2021 r. Łańcuch wartości związany z fotowoltaiką jest zdominowany przez kraje azjatyckie, w szczególności Chiny. Europejski sojusz na rzecz przemysłu fotowoltaicznego uruchomiony 9 grudnia 2022 r. ma jednak na celu zwiększenie mocy produkcyjnej UE. Istnieje jednak silna konkurencja międzynarodowa w przyciąganiu inwestycji produkcyjnych.

Instalacje fotowoltaiczne w bardzo dużym stopniu opierają się na technologii płytek z krzemu krystalicznego (polikrzemu), która nadal zwiększa efektywność konwersji energii i ogranicza zużycie materiałów. W 2022 r. moduły komercyjne zapewniały średnią efektywność na poziomie 21,1%, a maksymalnie 24,7%.

W 2022 r. przedsiębiorstwa unijne prowadziły działalność w zakresie produkcji krzemu, wlewków/płytek, ogniw, modułów i falowników oraz oferowały produkty komercyjne. Produkcja falowników pozostaje zdecydowanie największym segmentem w produkcji energii słonecznej w UE, a zdolności produkcyjne osiągają prawie 70 GW, czyli o około 5 GW więcej niż w 2021 r. W UE znajduje się również jeden z głównych producentów polikrzemu, który prowadzi wywóz głównie do Chin. Na początku 2023 r. nominalne zdolności produkcyjne w zakresie modułów w UE wyniosły 8,28 GW rocznie, w zakresie ogniw – 0,86 GW rocznie, a w zakresie wlewków i płytek – 1,4 GW rocznie. Szacuje się, że w 2022 r. producenci unijni zmontowali moduły o mocy około 4 GW, głównie z importowanych ogniw. Stanowi to 10% rynku UE.

W 2022 r. chińskie przedsiębiorstwa zapewniły co najmniej trzy czwarte światowych mocy produkcyjnych na wszystkich etapach łańcucha dostaw fotowoltaiki i były głównymi eksporterami płytek, ogniw i modułów. Chińskie przedsiębiorstwa odpowiadają ponadto za ponad 80% światowej produkcji polikrzemu. W 2022 r. ceny energii fotowoltaicznej utrzymywały się zasadniczo na stabilnym poziomie. Cena głównych modułów wynosiła 0,35 EUR/W – ale w pierwszej połowie 2023 r. zaczęły ponownie spadać ze względu na ogromną konkurencję i nadwyżkę podaży komponentów w całym łańcuchu wartości. We wrześniu 2023 r. cena osiągnęła rekordowo niski poziom niemal 0,22 EUR/W, co utrudnia unijnym producentom opłacalną produkcję.

W 2022 r. rynek fotowoltaiki nadal znacząco rósł, a globalna moc zainstalowana wynosiła 1 185 GW (wzrost o 230 GW w ujęciu rok do roku). Chiny były największym jednolitym rynkiem odpowiadającym za moc na poziomie około 90 GW. Był to rekordowy rok dla UE, w której moc zainstalowana wyniosła 41 GW (udział na poziomie 18%). Za ten wzrost odpowiadały głównie Hiszpania (8,1 GW), Niemcy (7,5 GW), Polska (4,9 GW) i Niderlandy (3,9 GW). Szczególnie silny był sektor budynków mieszkalnych, którego udział przekroczył 50%. Wysokie ceny energii elektrycznej przyczyniły się do zwiększenia konkurencyjności fotowoltaicznej energii elektrycznej (której uśredniony koszt użytkowania na skalę przemysłową jest najniższy w przypadku dowolnej technologii na niemal wszystkich rynkach).

Lądowa i morska energia wiatrowa

Energia wiatrowa odgrywa istotną rolę w osiągnięciu przez UE neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla. W planie REPowerEU wezwano do szybszej instalacji mocy w zakresie energii wiatrowej w celu zainstalowania do 2030 r. 510 GW mocy w zakresie energii wiatrowej. Według prognoz, udział energii wiatrowej w zdolnościach wytwórczych energii elektrycznej w UE w 2030 r. wyniesie 31%. Jednocześnie unijny sektor energii wiatrowej stoi w obliczu szeregu wyzwań. Aby rozwiązać te problemy i zwiększyć konkurencyjność UE w tym sektorze, Komisja przyjęła plan działania na rzecz energii wiatrowej.

Unijny sektor energii wiatrowej pozostaje jednym z najsilniejszych podmiotów na rynku światowym. W 2022 r. udział unijnych producentów w unijnym rynku energii wiatrowej wyniósł 85%, a w rynku światowym – 30%, co stanowi spadek z poziomu 42% osiągniętego w 2019 r. W szczególności w przypadku sektora morskiego udział unijnych przedsiębiorstw w rynku instalacji w UE w 2022 r. wyniósł 94%.

Baterie

Baterie odgrywają kluczową rolę w przejściu na czystą energię, zarówno w transporcie, jak i w zastosowaniach stacjonarnych. W ramach realizacji unijnych celów takich jak przechodzenie w UE wyłącznie na bezemisyjne nowe pojazdy lekkie do 2035 r, zwiększenie konkurencyjności w skali globalnej, osiąganie unijnych celów politycznych i zapobieganiu powstawaniu nowych zależności od paliw kopalnych. UE znacznie zwiększa wewnętrzną produkcję baterii.

Produkcja baterii w UE ma osiągnąć roczny poziom 1 083 GWh do 2030 r., co ma pozwolić na zaspokojenie prognozowanego zapotrzebowania w UE.

W celu osiągnięcia unijnych założeń pakietu „Fit for 55” i REPowerEU, należy szybko wprowadzić wdrażanie stacjonarnego magazynowania energii, aby osiągnąć prognozowane zapotrzebowanie na poziomie 200 GW do 2030 r.

Obecnie szacuje się, że do 2030 r. zapotrzebowanie UE na baterie litowe wyniesie około 1 TWh. Chociaż Chiny nadal pokrywają większość nadmiernego popytu w UE, unijne inwestycje prywatne w lokalną produkcję baterii skłonią przedsiębiorstwa do budowy zakładów w pobliżu linii produkcyjnych pojazdów elektrycznych w celu obniżenia kosztów transportu. Pomimo potencjalnie negatywnego wpływu ustawy o obniżeniu inflacji na rozwój łańcuchów wartości baterii w UE, tempo budowy fabryk baterii w całej Europie rośnie i przewiduje się, że do 2030 r. zaspokoją one większość popytu w UE.

Pompy ciepła

Opracowane przez KE scenariusze dekarbonizacji oparte na modelach wykazały wysoki potencjał wzrostu wykorzystania pomp ciepła w UE. Na przykład według modelu POTENCIA opracowanego przez JRC liczba indywidualnych pomp ciepła wykorzystywanych głównie do ogrzewania w UE (13 mln w 2020 r.) ma wzrosnąć 2,5-krotnie do 2030 r. Oczekuje się, że do 2040 r. moc urządzeń spadnie o połowę dzięki lepszej izolacji budynków. co przyczyni się do realizacji ambitnego celu zawartego w planie REPowerEU, polegającym na zainstalowaniu co najmniej 30 mln pomp ciepła do 2030 r.

System ciepłowniczy może być preferowanym wariantem ogrzewania na gęsto zaludnionych obszarach miejskich, na których duże pompy ciepła mogą pozyskiwać energię słoneczną, geotermalną lub nadmiar ciepła z procesów przemysłowych lub miejskich. W projekcie Europejski program działań w związku z ociepleniem szacuje się, że do 2050 r. potencjalny udział w rynku systemów ciepłowniczych w Europie wyniesie 50%, przy czym około 25–30% mocy wytwórczych będzie się opierać się na dużych elektrycznych pompach ciepła. Mogłoby to pokryć aż do 38% całkowitej produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych.

Potencjał techniczny przemysłowych pomp ciepła różni się w zależności od sektora – od około 65% ciepła technologicznego w przemyśle papierniczym, 40% w przemyśle spożywczym do 25% w przemyśle chemicznym. W samej Europie można by zastosować pompy ciepła o łącznej mocy 15 GW w prawie 3 000 instalacji.

W przypadku dużych pomp ciepła do zastosowań komercyjnych i sieciowych europejski przemysł ma dominującą pozycję na rynku. Również w przypadku przemysłowych pomp ciepła na rynku działa 17 producentów z UE, 8 z Norwegii i tylko 3 producentów spoza Europy (wszyscy z siedzibą w Japonii). Ich główne komponenty (np. sprężarki) są produkowane lokalnie.

Elektroliza wody do produkcji wodoru odnawialnego

Elektroliza wody jest obecnie jedyną technologią umożliwiającą produkcję wodoru odnawialnego na dużą skalę. Może przyczynić się do dekarbonizacji sektorów, w których trudno jest zmniejszyć emisje, jak przemysł, transport ciężki, morski i lotniczy, lub być wykorzystywana do innych zastosowań, takich jak magazynowanie energii. W UE w zmienionej dyrektywie w sprawie energii odnawialnej określono szczegółowe cele cząstkowe dotyczące stosowania paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego do wytwarzania wodoru odnawialnego w przemyśle (42%) i transporcie (1% paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego i 5,5% w połączeniu z zaawansowanymi biopaliwami) do 2030 r. W nowym rozporządzeniu delegowanym w sprawie definicji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, określono wymogi dotyczące produkcji paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, w tym wodoru odnawialnego, takie jak korelacja czasowa i geograficzna oraz zasada dodatkowości.

W Europie Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru inwestuje 2,4 mld EUR w cały łańcuch wartości wodoru. Inwestycje, do których przyczyniły się ważne projekty stanowiące przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania w dziedzinie wodoru, umożliwiły kilku producentom budowę nowych fabryk elektrolizerów w Europie, zwiększając autonomię technologiczną UE, branżowe know-how i tworząc miejsca pracy. Produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych wiąże się z pewnymi wyzwaniami. Pojawia się kwestia utraty efektywności energetycznej, co oznacza, że produkcja musi być połączona ze znacznym wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ponadto przy rozpoczynaniu nowych projektów elektrolizy wody, które mogą pogłębić lokalny deficyt wody w UE i w państwach trzecich, należy wziąć pod uwagę dostęp do zasobów wody słodkiej, aby uniknąć niedoboru kolejnego elementu istotnego dla życia ludzkiego.

Wodór odnawialny, w tym pochodzenia niebiologicznego i jego pochodne nie są jeszcze przedmiotem handlu światowego, pomimo wzrostu liczby projektów, których celem jest transport wodoru na całym świecie, z regionów bogatych w odnawialne źródła energii, ale o stosunkowo niskim popycie, do regionów o wysokim popycie, takich jak Europa i Japonia. Nie ma jeszcze specjalnego kodeksu handlowego dotyczącego wodoru odnawialnego. Komisji zgłoszono niektóre dobrowolne systemy certyfikacji.

Budowanie zdolności produkcyjnych w Europie musi być powiązane z odpowiednią infrastrukturą recyklingu. Konieczne będą dodatkowe badania i inwestycje w zakresie recyklingu, w tym surowców krytycznych niezbędnych do produkcji elektrolizerów. Nowym wyzwaniem będzie opracowanie materiałów zastępczych dla membran, których poziom trwałości i wydajności będzie porównywalny z poziomem zapewnianym dzięki obecnemu stanowi techniki, zazwyczaj opartych na substancjach perfluoroalkilowych i polifluoroalkilowych. Potrzebne są badania w celu znalezienia zadowalających rozwiązań zastępczych.

Zrównoważone technologie biometanu

Zrównoważony biometan wnoszą istotny wkład w szybkie i opłacalne osiągnięcie przez UE autonomii energetycznej i neutralności klimatycznej. Komisja zaproponowała w ramach REPowerEU plan działania na rzecz biometanu wspierany przez partnerstwo przemysłowe na rzecz biometanu, którego celem jest zastąpienie około 10% gazu ziemnego rocznie zrównoważoną produkcją biometanu do 2030 r. Obowiązujące rozporządzenie UE w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, jak również dyrektywa UE w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru ułatwią działania na rzecz włączenia biometanu do sieci gazowej. W ramach krajowej legislacji w 2022 r. przyjęto znowelizowane przepisy rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, które gwarantują biometanowi równouprawniony dostęp do sieci gazowej²⁷.

²⁷ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego

Komercyjną technologią produkcji biometanu jest fermentacja beztlenowa, ale wydajność biometanu jest niska. Innowacyjne technologie produkcji biometanu, takie jak zgazowanie pozostałości i odpadów biomasy oraz biologiczna metanizacja biogazu, są bliskie gotowości rynkowej. Obecnie opracowywane są również nowatorskie ścieżki oparte zarówno na procesach termochemicznych, jak i biologicznych. Obecna tendencja do zwiększania produkcji biometanu polega na budowie nowych zakładów i przekształceniu istniejących wytwórni biogazu wytwarzających skojarzoną energię cieplną i elektryczną w zakłady produkujące biometan.

Surowce do produkcji biometanu są zróżnicowane i pozyskiwane lokalnie w Europie, bez ryzyka uzależnienia od importu. UE jest liderem w rozwoju technologicznym tego sektora, ale będzie musiała stawić czoła wyzwaniom związanym ze zwiększeniem skali ze względu na wysokie koszty kapitałowe i operacyjne, konkurencyjność kosztową w stosunku do gazu ziemnego oraz dostęp do sieci gazowej. Innowacje technologiczne, powielanie pierwszych w swoim rodzaju innowacyjnych technologii biometanu i zachęty rynkowe przy wsparciu UE w postaci stabilnych ram regulacyjnych i inwestycyjnych mogłyby jednak przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji o 25–50%. Mogłoby to zwiększyć konkurencyjność UE w tym sektorze. Przejście na pozostałości i surowce odpadowe ogranicza dostępność, ale również zmniejsza koszty nakładów. Obecne instalacje są małe i średnie ze względu na dostępność surowców, logistykę i koszty. Modernizacja istniejących instalacji biogazowych w celu przejścia na biometan wymaga od małych podmiotów (rolników lub MŚP) wysokich kosztów inwestycyjnych, co oznacza, że potrzebne są zachęty dla przedsiębiorstw. Zatlaczanie do sieci nie zawsze jest możliwe, ponieważ elektrownie są budowane tam, gdzie dostępne są surowce, a sieć gazowa nie jest dobrze rozwinięta we wszystkich regionach UE, co wymaga wspierania dostępu do sieci gazowej. Obecnie około połowa wszystkich instalacji produkcji biometanu w UE jest podłączonych do sieci gazu ziemnego.

Osiągnięcie celu REPowerEU wynoszącego 35 mld m³ w 2030 r. wymagałoby zarówno budowy nowych instalacji, jak i modernizacji elektrowni biogazowych w celu przejścia na biometan lub około 5 000 mniejszych dodatkowych instalacji produkcji biometanu.

Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS)

Ze scenariuszy Komisji Europejskiej dotyczących osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. wynika, że UE będzie wymagać wychwytywania do 477 mln ton CO₂. Najwyższą wydajność wychwytywania CO₂ zapewnią zakłady produkujące cement, biomasę stałą i spalarnie odpadów.

Komisja wspiera i reguluje wdrażanie CCS przez ramy legislacyjne, w tym dyrektywy w sprawie CCS i dyrektywy EU ETS. Rozporządzenie PE i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie, określa cel dla UE wynoszący co najmniej 50 mln ton zatlaczania CO₂ rocznie do 2030 r. i nakłada na unijnych producentów ropy i gazu obowiązek przyczynienia się do osiągnięcia tego celu.

Rozwijając pełne przemysłowe łańcuchy wartości w zakresie technologii CCS, UE pozostaje w tyle za innymi gospodarkami, takimi jak USA i Kanada.

Popyt i podaż materiałów wymaganych w łańcuchach wartości CCS są dziedzinami wymagającymi dalszych badań. CCS jest jednak mniej narażone na ryzyko związane z surowcami krytycznymi niż inne technologie.

CCS to stosunkowo dojrzała i dostępna technologia, jest jednak nadal bardzo kosztowna i wciąż istnieje wiele niepewności z nią związanych np. kwestia akceptacji społecznej. Aby przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., CCS musi jednak zostać wdrożone na dużą skalę. Nadal niezbędne są dalsze badania naukowe i innowacje w celu poprawy dostępnych technologii lub opracowania nowych innowacyjnych rozwiązań. Głównymi barierami utrudniającymi wprowadzanie CCS są wysokie początkowe koszty inwestycyjne i operacyjne, rozdrobnione ramy regulacyjne, złożoność projektów infrastrukturalnych związanych z pełnym łańcuchem, a także świadomość społeczna.

Technologie omówione w niniejszym opracowaniu należy traktować jedynie jako przykłady możliwych rozwiązań, gdyż skuteczna transformacja energetyczna wymaga rozwoju znacznie szerszego spektrum innowacyjnych technologii. Wiele z nich jest już rozwijanych w ramach krajowych programów badawczo-rozwojowych. Priorytetowe obszary badawcze obejmują przede wszystkim sektor energetyczny (rozwój rozproszonych źródeł OZE, inteligentnych sieci przesyłowych, magazynowanie energii, systemy zarządzania popytem oraz integrację prosumentów), ciepłownictwo (pompy ciepła, niskoemisyjne źródła ciepła, odzysk ciepła odpadowego, lokalne sieci grzewcze), transport (elektryfikację pojazdów osobowych i ciężarowych, rozbudowę infrastruktury ładowania, systemy transportu publicznego i intermodalnego oraz logistykę o zerowej emisji) oraz rolnictwo i sektor spożywczy (rolnictwo precyzyjne, innowacyjne technologie upraw i hodowli, biogazownie, odzysk składników pokarmowych, nowe źródła białka). Równie istotne są działania w obszarze gospodarki o obiegu zamkniętym (recykling, odzysk surowców z produktów złożonych, ograniczanie ilości odpadów i ponowne użycie surowców), gospodarki wodno-ściekowej (technologie oszczędzania wody, odzysk wody i pierwiastków, ograniczanie mikrozanieczyszczeń, inteligentne systemy kanalizacyjne) oraz budownictwa (budynki nisko- i zeroemisyjne, prefabrykacja, materiały o niskim śladzie węglowym, automatyka budynków, systemy retencji wody deszczowej).

Kluczowe znaczenie ma także kompleksowa transformacja przemysłu, obejmująca zarówno przemysł ciężki, jak i przetwórczy. W hutnictwie, cementowniach i przemyśle chemicznym priorytetem jest elektryfikacja i dekarbonizacja procesów produkcyjnych oraz zastępowanie paliw kopalnych energią odnawialną i wodorem odnawialnym, w tym pochodzenia niebiologicznego. Istotną rolę będą grać też wysokotemperaturowe pompy ciepła i magazyny ciepła, a także rozwój niskoemisyjnych surowców i zamkniętych obiegów materiałowych. Tam, gdzie redukcja emisji innymi metodami byłaby technicznie niemożliwa lub zbyt kosztowna, konieczne jest wdrażanie technologii wychwytu, wykorzystania lub składowania dwutlenku węgla. W przemyśle lekkim szczególnie nacisk kładzie się na efektywność energetyczną linii technologicznych, odzysk ciepła odpadowego, automatyzację i cyfryzację produkcji, a także na stosowanie odnawialnych źródeł energii i paliw zeroemisyjnych. We wszystkich zakładach produkcyjnych rośnie znaczenie zaawansowanych systemów zarządzania energią i materiałami, integrujących lokalne źródła OZE, magazyny energii i recykling surowców w ramach inteligentnych, niskoemisyjnych fabryk.

5.2. Nakłady inwestycyjne na badania naukowe i rozwojowe nad ograniczeniem emisji

Innowacje w zakresie zielonych technologii energetycznych odgrywają ważną rolę dla osiągnięcia celów w ochronie klimatu. Liczba patentów w tym obszarze stale wzrasta, Tempo wprowadzania innowacji w obszarze technologii czystej energii ostatnio uległo pewnemu przyspieszeniu. Wynika to ze wspólnych badań Europejskiego Urzędu Patentowego i Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Raport Europejskiego Urzędu Patentowego (EPO) i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) „*Patents and Energy transition*” pokazuje istotne zmiany w światowych trendach innowacji w energetyce.

Tabela 5.1. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2024)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Nakłady	2 054	3 359	5 103	11 251	13 259	15 267	17 223	19 147

Źródło: GUS: <http://stat.gov.pl/wskazniki-makroekonomiczne/>

W prognozie nakładów inwestycyjnych ponoszonych na badania i rozwój w sektorach ograniczających emisje założono, że tempo wzrostu tych nakładów w latach 2015-2040 proporcjonalne do tempa wzrostu nakładów na badania i prace rozwojowe ogółem.

Tabela 5.2. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do 2040 r. (mln EUR'2024)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Efektywność energetyczna	b.d.	59,11	20,95	68,59	80,55	92,85	104,81	116,42
Paliwa kopalne	b.d.	36,95	36,16	68,43	80,37	92,65	104,58	116,17
Odnawialne źródła energii	b.d.	26,63	23,41	46,38	54,47	62,79	70,88	78,74
Energetyka jądrowa	b.d.	5,50	1,28	5,64	6,63	7,65	8,63	9,58
Wodór i ogniwa paliwowe	b.d.	2,16	2,33	4,24	4,98	5,74	6,48	7,19
Inne technologie w energetyce i magazynowaniu energii	b.d.	20,71	20,48	38,59	45,32	52,25	58,97	65,50
Inne międzydiscyplinarne technologie w energetyce	b.d.	1,10	1,30	2,28	2,68	3,10	3,49	3,88
Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji	b.d.	152,16	105,92	234,15	275,00	317,03	357,86	397,48

Źródło: MAE, ARE SA

6. Skutki planowanych polityk i działań dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń

6.1. Ocena wzajemnego wpływu istniejących i planowanych polityk i działań oraz pomiędzy tymi politykami i działaniami a środkami polityki Unii w dziedzinie klimatu i energii

W Polsce wszystkie działania w zakresie polityki dot. energii i klimatu są opracowywane i przyjmowane biorąc pod uwagę istniejące i planowane rozwiązania na forum UE. Wszystkie działania wskazane w aKPEiK, czyli działania wdrażane i działania nowe tj. planowane do wdrożenia we wszystkich pięciu wymiarach unii energetycznej, to implementacja regulacji UE, w tym działania dotyczące wkładu Polski w osiągnięcie celów polityki UE w zakresie energii i klimatu. Zapewnią one, że Polska będzie brała udział we wspólnym wysiłku i odpowiednio przyczyni się do realizacji wspólnych celów UE w tym zakresie.

Planowane działania ujęte w aKPEiK stanowią odpowiedź na najnowsze zmiany w regulacjach UE, tj. wynikające przede wszystkim z pakietu „Fit for 55”. Stanowią one także rozbudowanie lub uzupełnienie już istniejących działań, wdrażanych na mocy dotychczasowych regulacji prawnych i mających na celu zapewnienie realizacji celów w zakresie energii i klimatu na poziomach wcześniej obowiązujących (przed pakietem „Fit for 55”).

W zakresie celu dot. ograniczania emisji GHG w sektorach poza systemem EU ETS, czyli realizacji celu wynikającego z rozporządzenia ESR, planowane są działania prowadzące do dalszego ograniczania emisji GHG z tych sektorów, w tym zwłaszcza z transportu drogowego, sektora komunalno-bytowego i rolnictwa. Planowane działania umożliwią dalsze redukcje emisji w GHG obszarze non-ETS o ok. 19,3 mln t CO₂ ekw. w 2030 r., w sumie redukcja w 2030 r. osiągnie -22,0% w porównaniu do poziomu emisji w 2005 r. Kluczowe planowane działania obejmują dalszy rozwój nisko- i zeroemisyjnego transportu,

w tym zwłaszcza e-mobilności, dalsze wspieranie wykorzystania czystych technologii produkcji energii, w tym OZE w sektorze komunalno-bytowym a w sektorze rolnictwa wdrażanie rozwiązań promowanych w WPR 2023-2027.

W odpowiedzi na reformę systemu EU ETS poprzez nowelizację dyrektywy ETS z 2023 r. (dyrektywa (UE) 2023/958, dyrektywa (UE) 2023/959) i przyjęcie na forum UE innych regulacji dot. funkcjonowania systemu EU ETS (rozporządzenie (UE) 2023/957, decyzja 2023/852), przepisy w tym zakresie będą transponowane do polskiego porządku prawnego poprzez nowelizację odpowiednich przepisów, w tym ustawy z dnia 15 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

W zakresie rozwoju OZE, dodatkowe planowane działania to odpowiedź na nowelizację dyrektywy OZE tj. przyjęcie dyrektywy (UE) 2023/2413, tzw. RED III, w tym wskazane w niej cele udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto, a także w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz transporcie. Nowe działania dotyczą przede wszystkim dalszego rozwoju i wspierania (przez odpowiednie systemy – instrumenty finansowe) wykorzystania biomasy stałej i biogazu, energetyki wiatrowej, w tym na morzu a także energii słonecznej i pomp ciepła. Umożliwią one znaczący wzrost udziału OZE do 2030 r. (wg sc. WAM 32,1% w 2030 r. w odniesieniu do finalnego zużycia energii brutto).

W obszarze poprawy efektywności energetycznej, planowane są działania prowadzące do dalszych oszczędności zużycia energii finalnej i pierwotnej, zgodnie z wymaganiami najnowszej dyrektywy UE w tym zakresie (tj. dyrektywy (UE) 2023/1791). Działania te obejmują przede wszystkim kontynuację już wdrażanych działań (system świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów) oraz alternatywne środki wskazane w aKPEiK (np. Program Termo). Wg sc. WAM oszczędność energii w stosunku do sc. WEM w 2030 r. wyniesie 5348 ktoe dla energii pierwotnej i 2736 ktoe dla energii finalnej.

W wymiarze bezpieczeństwa energetycznego polityki i działania mają na celu przede wszystkim zapewnienie suwerenności energetycznej Polski, w tym dążenie do zapewnienia współczynnika niezależności energetycznej powyżej średniej UE. Przyczyni się do tego odpowiednio zdywersyfikowana struktura paliwowa zużycia energii pierwotnej i finalnej w gospodarce oraz zachowanie ograniczonego poziomu zależności importowej. Kluczowe polityki i działania, zgodnie z polityką UE, skupiają się na stopniowym zastępowaniu paliw kopalnych przez zeroemisyjne źródła energii, w tym rozwój energetyki jądrowej jak i dostępności paliwa wodorowego a także zapewnienia wsparcia dla regionów węglowych w procesie transformacji, czy też dywersyfikację dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej.

W zakresie wymiaru dot. wewnątrzunijnego rynku energii kluczowe znacznie będą miały, zgodnie z regulacjami UE, działania ukierunkowane na zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej, w tym sieci przesyłowych, dystrybucyjnych i połączeń transgranicznych. W kontekście infrastruktury gazowej kluczowe będzie utrzymanie połączeń międzysystemowych i terminalu LNG, jak i dalsza rozbudowa istniejącego gazowego systemu przesyłowego, magazynowania i dystrybucyjnego. Istotne znaczenie będzie też miał dalszy rozwój energetyki rozproszonej, w tym roli prosumentów i społeczności energetycznych, w celu wypełnienia wymagań dyrektywy RED III. Planowane działania, zgodnie z regulacjami UE (dyrektywa (UE) 2019/944, rozporządzenie (UE) 2018/1999, dyrektywa (UE) 2023/1791)), będą także przyczyniać się do redukcji ubóstwa energetycznego.

Należy podkreślić, że istotne jest dążenie do osiągania pozytywnych interakcji pomiędzy poszczególnymi działaniami. Synergie i efekty uboczne mogą wspierać i przyspieszać osiągnięcie krajowych i europejskich celów w zakresie energii i klimatu. Należy zaznaczyć, że takie pozytywne relacje istnieją np. pomiędzy działaniami dot. rozwoju OZE (rozwój zeroemisyjnych źródeł energii), poprawy efektywności energetycznej (ograniczenie zużycie energii), poprawy bezpieczeństwa energetycznego (dywersyfikacja dostaw poprzez wzrost udziału mniej- i zero emisyjnych źródeł, w tym energii jądrowej) a redukcją emisji GHG, czyli realizacją celów redukcyjnych ustanowionych w rozporządzeniu ESR, jak i obniżaniu emisji w sektorach energetycznych objętych systemem EU ETS.

6.2. Założenia do analizy makroekonomicznej

Produkt Krajowy Brutto (PKB)

Uwzględniając potrzebę zachowania spójności i kompatybilności na potrzeby modelowania za bazowy przyjęto scenariusz makroekonomiczny odpowiadający scenariuszowi WEM, pokrywający się z tym, który wykorzystano do przygotowania projekcji zapotrzebowania na energię w Polsce w perspektywie 2040 r.* Scenariusz ten opracowano w oparciu o wytyczne Komisji Europejskiej (założenia do scenariusza Referencyjnego PRIMES2020). Do obliczeń modelowych przyjęto dynamikę zmian PKB przedstawioną w tabeli poniżej (Tabela 6.1). W całym okresie projekcji założone PKB wykazuje stały wzrost.

Tabela 6.1. Produkt Krajowy Brutto Polski

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
PKB - dynamika [2020 = 100]	60,25	76,05	88,27	100,0	118,00	132,91	144,99	155,18

Źródło: Opracowano na podstawie danych EUROSTAT, PRIMES2020 Scenariusz Referencyjny

Ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych

Ceny uprawnień do emisji GHG w sektorach objętych systemem handlu emisjami** założono zgodnie z przedstawionymi w rozdz. 4.1.9. Ceny te zostały przyjęte na podstawie dokumentu „Zestawienie założeń liczbowych do aKPEiK i PEP2040”. Zgodnie z prezentowanymi poniżej (Tabela 6.2) danymi, ceny uprawnień do emisji GHG będą stopniowo wzrastać do poziomu 120 EUR/2024/tCO₂eq w 2030 r. i będą kontynuować wzrost.

Tabela 6.2 Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR/2024/tCO₂eq] w scenariuszu WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Cena uprawniaenia EUA	10,35	12,4	8,3	29,7	72,0	120,1	144,1	300,1

Źródło: Wytyczne KE do KPEiK

Liczba ludności i dynamika populacji w wieku produkcyjnym

Do analizy wykorzystano projekcję liczby ludności w Polsce zgodną z założeniami przedstawionymi w Załączniku 3 do aktualizacji KPEiK. Projekcja ta została przyjęta na podstawie wytycznych KE, skorygowana nieznacznie w górę w celu odzwierciedlenia procesów migracyjnych i wydłużona do 2040 roku zgodnie z linią trendu. Projekcja demograficzna zakłada spadek liczby ludności w 2040 r. o 2 % w stosunku do 2020 r. (Tabela 6.3 Przyjęte do obliczeń modelowych projekcje liczby ludności są wyższe od prezentowanych przez GUS, ponieważ szacunki Centrum Analiz Unii Metropolii Polskich wskazują na wyższe wartości od podawanych w oficjalnych statystykach, co wykorzystano do urealnienia ścieżki zmian***. Tabela 6.3 przedstawia również zmiany liczby osób w wieku produkcyjnym, które zostały wyznaczone na bazie prognoz zmian populacji zgodnie z bazą danych ONZ²⁸.

* Zob. rozdz. 4.1.2

** Zakres sektorów i gazów objętych ceną uprawnień do emisji GHG jest zgodny z dyrektywą EU ETS (2003/87/WE)

*** Zob. rozdz. 4.1.1

²⁸link:<https://population.un.org/dataportal/data/indicators/46/locations/616/start/1990/end/2100/table/pivotbylocation?df=46372193-4018-4af8-9f0a-06428d6b6ef5>, stan na dzień 31.04.2024 r.

Tabela 6.3. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Liczba ludności [mln]	38,1	38,1	38,0	38,0	38,0	37,9	37,5	37,0
Populacja w wieku produkcyjnym [mln]	25,47	25,79	24,71	24,20	23,29	21,83	20,08	25,47
Dynamika zmian populacji w wieku produkcyjnym (2020=1)	1,052	1,066	1,021	1,000	0,962	0,902	0,830	1,052

Źródło: ARE S.A oraz wyliczenia IOŚ-PIB na podstawie wytycznych KE i prognoz GUS, ONZ

Dynamika cen paliw i energii

W ramach oceny skutków makroekonomicznych przyjęto takie same założenia odnośnie do cen paliw, jakie były podstawą analiz energetycznych. Podejście takie jest konieczne dla zachowania spójności ocen makroekonomicznych z wynikami części dotyczącej popytu na energię. Założenia te są zgodne z wytycznymi KE, niemniej w pierwszych latach wprowadzono korekty mające na celu uwzględnienie wzrostu cen nośników energii związane z zaprzestaniem wykorzystania paliw importowanych z Federacji Rosyjskiej. W obu scenariuszach założenia dotyczące cen paliw są zgodne z założeniami przyjmowanymi w modelach MESSAGE i MAED i zostały opisane w części prezentującej wyniki i założenia analiz energetycznych.

Innym istotnym elementem wsadowym dla analiz makroekonomicznych są ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, będące wynikiem analiz przeprowadzonych w części energetycznej. Poniżej przedstawiono wykorzystane w analizach makroekonomicznych dynamiki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (Tabela 6.4).

Tabela 6.4. Dynamiki średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna - WEM	1,00	1,69	1,63	1,58	1,55
Energia elektryczna - WAM	1,00	1,69*	1,40	1,30	1,25

* W analizie makroekonomicznej dla roku 2025 przyjęto w obu scenariuszach jednakową dynamikę ceny.

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

Do 2025 r. zauważalny jest istotny wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Natomiast po 2025 r. sytuacja na rynku energii zacznie się stabilizować, a w kolejnych latach ceny energii zaczną spadać. Prognozowane krzywe zmian cen to skutek nałożenia się kilku elementów. Z jednej strony początkowy wzrost cen jest wynikiem przede wszystkim rosnących cen uprawnień do emisji GHG, przy jednoczesnym znaczącym udziale źródeł opartych na paliwach węglowych w wytwarzaniu. W przyszłości udział węgla w generacji energii elektrycznej będzie spadał, co będzie prowadziło do znaczącego zmniejszenia udziału opłat za emisję w kosztach wytwarzania, pomimo wzrostu jednostkowych cen uprawnień do emisji. Jednocześnie należy oczekiwać, że z czasem także jednostkowe nakłady inwestycyjne nowoczesnych technologii będą się zmniejszać, co w przyszłości będzie łagodziło trudności związane ze znacznymi wydatkami na modernizację sektora. Oba te czynniki będą prowadziły w przyszłych latach do stopniowego spadku cen energii. Różnica w dynamice cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych pomiędzy scenariuszami wynika z szybszego odchodzenia od jednostek emisyjnych w scenariuszu WAM niż w WEM oraz z większego znaczenia generacji rozproszonej i zmian w strukturze rynku.

Dodatkowe nakłady inwestycyjne związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii

Nakłady inwestycyjne są istotnym elementem wpływającym na ocenę skutków makroekonomicznych scenariuszy. Analizy modeli sektorowych wskazują, że w scenariuszu WEM łączne nakłady inwestycyjne na instalacje związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii we wszystkich sektorach gospodarki w latach 2021-2040 osiągną ok. 725 mld EUR. Kluczowe, z perspektywy wielkości nakładów inwestycyjnych, będą: sektor wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła odpowiadający za ok. 50% nakładów inwestycyjnych oraz sektor transportu.

Znaczny wzrost nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła związany jest przede wszystkim z intensywnym rozwojem źródeł odnawialnych oraz elektrowni jądrowych. Jednocześnie budowa tych źródeł oraz rosnący popyt na energię elektryczną wymuszają modernizację oraz rozwój infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, gdzie skala inwestycji będzie także bardzo znacząca. Transport będzie wymagał znacznych inwestycji, zarówno ze względu na modernizację floty pojazdów, jak i budowę nowej oraz modernizację infrastruktury (kolejowej, drogowej oraz ładowania pojazdów elektrycznych).

Sektor gospodarstw domowych również będzie wymagał znaczących nakładów, EUR w okresie 2021-2040 w scenariuszu WEM. Wydatki w tym sektorze będą stanowić ok. 10% całkowitych nakładów inwestycyjnych w tym okresie i związane będą przede wszystkim z modernizacją systemów grzewczych oraz termomodernizacją budynków.

Nakłady inwestycyjne związane z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszu WEM po wzroście o ok 8% w drugiej połowie lat 20-tych, następnie spadają i pozostają niższe do końca horyzontu projekcji tj. do 2040 roku.

Tabela 6.5. Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszach WEM i WAM [2021-2025=1]

	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
WEM	1,00	1,08	0,76	0,99
WAM	1,00	1,19	1,21	1,25

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

W scenariuszu WAM łączne nakłady inwestycyjne w okresie 2021-2040 będą wyższe niż w scenariuszu WEM. Wzrost nakładów nastąpi w większości sektorów, ale najwyższy będzie w sektorze elektroenergetyki (wzrost w związku z m. in. większymi inwestycjami w OZE). Istotnie wzrosną także nakłady w przemyśle (głównie w związku z kosztami rozwoju CCS) i gospodarstwach domowych (w związku z większymi nakładami na termomodernizację i wymianę źródeł ciepła). Praktycznie nie zmienia się natomiast nakłady w sektorze rafineryjnym.

Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszu WAM jest wyższa niż w scenariuszu WEM w całym horyzoncie prognozy. Największe różnice wielkości nakładów inwestycyjnych sięgające 45% nakładów z lat 2021-2025 występują w pierwszej połowie lat 30-tych. W kolejnym okresie różnica pomiędzy scenariuszami spada do około 25%.

6.3. Skutki makroekonomiczne

6.3.1. Zastosowane podejście metodyczne

Do celów analizy zastosowano rekurencyjno-dynamiczny model równowagi ogólnej CGE (ang. *Computable General Equilibrium*). Model zakłada, że rynki dążą do stanu równowagi. Po wprowadzeniu impulsu (szoku) rozważanego w scenariuszach, model pozwala wyznaczyć nową równowagę na rynkach produktów i czynników produkcji, kształtującą się poprzez dostosowania cen, płac i rentowności kapitału. Producenci dostosowują strukturę nakładów – w tym kapitału i surowców – do zmieniających się cen rynkowych, w ramach dostępnych opcji technologicznych. Podobnie, popyt konsumentów zmienia się pod wpływem zmieniających się cen i dochodów. W modelu CGE uwzględnia się również kluczowe relacje z otoczeniem zewnętrznym poprzez zmiany importu i eksportu dóbr oraz usług.

W analizie wyniki dostarczone przez modele MAED i MESSAGE posłużyły jako wsad do modelu CGE. Połączenie modeli poprawia spójność prognoz oraz zapewnia pełniejszy i bardziej szczegółowy obraz działań mających na celu ocenę skutków realizacji polityki klimatyczno-energetycznej. W szczególności zastosowanie wyżej wymienionych modeli pozwoliło na bardziej szczegółowe uchwycenie zmian technologii w kluczowych obszarach gospodarki oraz powiązanego z zastosowaniem tych technologii zużycia paliw i wielkości nakładów inwestycyjnych.

Makroekonomiczna analiza i ocena została zrealizowana w dwóch scenariuszach – WEM i WAM dla lat 2020-2040 w krokach 5-letnich. Prezentowana ocena dotyczy analizy zmiennych pełniących kluczową rolę w ocenie skutków gospodarczych, tj. zmian PKB, konsumpcji gospodarstw domowych, inwestycji oraz salda importu i eksportu. W modelu CGE w pierwszej kolejności dla scenariusza WEM dostosowywana jest zmiana PKB, a następnie, na podstawie zewnętrznych projekcji z modeli MAED i MESSAGE, dostosowywane są zużycie paliw w sektorach gospodarki i ceny paliw oraz energii. Dla scenariusza WAM na bazie zewnętrznych projekcji dostosowano zużycie paliw, ceny paliw i energii oraz uwzględniono konieczność poniesienia dodatkowych inwestycji. Inne wartości zmiennych, takie jak zasoby kapitału, pracy oraz ich produktywność w różnych gałęziach przemysłu, pozostają stałe między scenariuszami. Ponadto, ceny uprawnień do emisji nie zmieniają się w obu analizowanych scenariuszach.

6.3.2. Zmiany poziomu PKB

Z symulacji wynika, że różnice makroekonomiczne pomiędzy scenariuszami są dość istotne. Różnica poziomu PKB w scenariuszach WAM i WEM już w roku 2030 jest zauważalna i wynosi około 1,1% na korzyść scenariusza WAM. W kolejnych latach różnica w PKB stopniowo rośnie, osiągając swój szczyt w roku 2040, kiedy wynosi 1,5% (Tabela 6.6). W kolejnych latach, miks energetyczny w obu scenariuszach będzie upodabniał się, co przekłada się na zbliżenie wyników makroekonomicznych.

Długoterminowa tendencja wzrostu PKB jest zbliżona w obu scenariuszach. Największa dynamika wzrostu obserwowana jest w początkowej części analizowanego okresu, z tendencją do spadku tempa wzrostu pod koniec. W okresie od 2020 do 2030 roku średnioroczne tempo wzrostu w scenariuszu WAM sięga 3,6%, natomiast w scenariuszu WEM 3,5%. W kolejnych dekadach tempo zmian staje się bardziej zbliżone pomiędzy scenariuszami, od 2030 do 2040 roku, średnioroczna dynamika wzrostu wynosi 1,6% rocznie dla scenariuszy WAM i WEM.

Z punktu widzenia poziomu PKB scenariusz WAM okazuje się korzystniejszy od scenariusza WEM. Wyższy poziom PKB w scenariuszu WAM wynika przede wszystkim z oszczędności w systemie energetycznym oraz ze wzrostu efektywności energetycznej po stronie odbiorców końcowych – m.in. przemysłu i gospodarstw domowych. Według wyników modelu energetycznego, uzyskane oszczędności kosztowe przeważają nad nakładami inwestycyjnymi potrzebnymi do ich osiągnięcia. Do 2040 roku największy udział w tym efekcie mają oszczędności w sektorze wytwarzania energii, wynikające ze spadku

zużycia (i importu) paliw na jednostkę produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego w porównaniu ze scenariuszem WEM. Po roku 2040 większe znaczenie mają dodatkowe obniżki cen energii przyjęte w modelu energetycznym, związane z przesyłem i dystrybucją energii oraz z funkcjonowaniem klastrów energetycznych. Z drugiej strony, pozytywny wpływ na PKB częściowo ograniczają wyższe koszty kapitałowe w scenariuszu WAM w porównaniu z WEM, wynikające z intensywniejszych inwestycji w transformację energetyczną.

Opisane zmiany odzwierciedlają wzrost produktywności gospodarki, wynikający z poprawy efektywności energetycznej i obniżenia kosztów pozyskania energii. Ponieważ jednak sektor energetyczny stanowi stosunkowo niewielką część całej gospodarki – mniejszą niż usługi czy przetwórstwo przemysłowe – jego pozytywny wpływ na agregaty makroekonomiczne pozostaje ograniczony. Stąd różnice poziomów PKB między scenariuszami są umiarkowane. Po stronie popytowej model wskazuje głównie na przesunięcia w strukturze wydatków: wyższe nakłady inwestycyjne w scenariuszu WAM początkowo obniżają konsumpcję gospodarstw domowych, natomiast w dalszym horyzoncie (od 2040 r.) – wraz ze wzrostem dochodów realnych – konsumpcja rośnie w porównaniu ze scenariuszem WEM. Jednocześnie umocnienie waluty ogranicza eksport, przez co łączny popyt nie zwiększa się istotnie. W efekcie odchylenia PKB między scenariuszami są przede wszystkim konsekwencją czynników podażowych (efektywność, zasoby kapitału), podczas gdy po stronie popytowej dominują zmiany w strukturze, a nie w łącznym poziomie popytu.

Tabela 6.6. Zmiany PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]

	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	633	791	891	972	1040
WAM	633	791	901	984	1055
Różnica [%]		0,0%	1,1%	1,2%	1,5%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

6.3.3. Inwestycje w gospodarce

Motorem wzrostu inwestycji jest wzrost dochodu, choć tempo wzrostu inwestycji w latach 2020-2040 jest nieco niższe niż PKB. Analizując poszczególne okresy w scenariuszu WAM średnioroczna dynamika wzrostu inwestycji jest najwyższa w latach 2020-2030 i wynosi 5,4%, głównie w związku z odbiciem gospodarki po kryzysie w 2020 r. W kolejnym okresie 2030-2040 średnioroczna dynamika wzrostu wynosi 0,5. Można to tłumaczyć faktem, że w latach 2020-2040 Polska będzie doświadczać relatywnie szybkiego wzrostu gospodarczego. Podobny trend obserwujemy w scenariuszu WEM, gdzie średnioroczna dynamika wzrostu inwestycji w latach 2020-2030 wynosi 4,7%.

Porównując dwa scenariusze analizy, można zauważyć, że w scenariuszu WAM potrzeby inwestycyjne są wyższe w porównaniu do scenariusza WEM. W 2030 inwestycje w scenariuszu WAM są większe o prawie 8%, co odzwierciedla intensywne zapotrzebowanie na kapitał w gospodarce w stosunku do scenariusza WEM. W latach 2035 i 2040 różnica ta powiększa się do odpowiednio 11,8% i 8,5%, co nadal wskazuje na duże zapotrzebowanie inwestycyjne w scenariuszu WAM, wyraźnie bardziej intensywne niż w poprzedniej dekadzie. Generalnie spadek tempa wzrostu i ustabilizowanie się poziomu inwestycji w okresie 2035 – 2040 w scenariuszu WAM w porównaniu do WEM można tłumaczyć tym, że znaczna część dodatkowych inwestycji powodujących zmniejszenie energochłonności w energetyce oraz pozostałych sektorach gospodarki została już zrealizowana w poprzednich okresach.

Tabela (Tabela 6.7) przedstawia szczegółowe zmiany inwestycji w obu scenariuszach, ilustrując wyraźne różnice w dynamice wzrostu inwestycji w zależności od okresu analizy oraz specyficznych potrzeb gospodarczych i energetycznych Polski.

Tabela 6.7. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]

	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	119	177	187	190	195
WAM	119	177	202	213	211
Różnica		0,0%	7,7%	11,8%	8,5%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

6.3.4. Konsumpcja gospodarstw domowych

Wzrost konsumpcji w Polsce jest częściowo napędzany przez wzrost PKB, ale jego tempo jest wyższe w całym okresie prognozy 2020-2040. Średnioroczna dynamika wzrostu konsumpcji w latach 2020-2030 dla scenariuszy WEM i WAM jest identyczna i wynosi 4,0%. W późniejszych okresach konsumpcja rośnie już nieco wolniej, ze średnim rocznym wzrostem wynoszącym 1,7% w okresie 2030-2040 dla scenariusza WAM. Dynamika wzrostu w scenariuszu WEM w tych okresach jest nieco niższa: w latach 2030-2040 wynosi 1,5%.

Konsumpcja jest często traktowana jako miara dobrobytu społeczeństwa, ponieważ wyższy poziom konsumpcji zazwyczaj oznacza większy dostęp do dóbr i usług. Porównując dwa scenariusze analizy tj. WAM i WEM, można zauważyć, że różnice w wartościach konsumpcji pomiędzy scenariuszami WAM i WEM są stosunkowo niewielkie w pierwszej dekadzie projekcji, ale stają się one bardziej widoczne w okresie 2030-2040, co wskazuje na przewagę scenariusza WAM. Jedynym rokiem, w którym konsumpcja w scenariuszu WAM jest niższa niż w WEM jest 2035, powodem są relatywnie duże potrzeby inwestycyjne w stosunku do WEM. W efekcie, w tym roku konsumpcja musi zostać obniżona, aby umożliwić sfinansowanie dodatkowych inwestycji.

Generalnie wyższy poziom konsumpcji w scenariuszu WAM wynika częściowo ze zmniejszenia wydatków na paliwa i energię, w tym dzięki poprawie efektywności energetycznej oraz obniżce cen energii elektrycznej. Ponadto, wzrost konsumpcji wynika ze wzrostu dochodów spowodowanego pośrednio przez ograniczenie deficytu uprawnień do emisji. Efekty te przeważają nad dodatkowymi kosztami inwestycyjnymi ponoszonymi w scenariuszu WAM. Dzięki niższym kosztom związanym z energią i emisjami, więcej środków może być przeznaczonych przez gospodarstwa domowe na konsumpcję dóbr i usług.

Tabela 6.8. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]

	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	358	452	530	586	615
WAM	358	452	530	585	628
Różnica	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	2,1%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

6.3.5. Saldo handlu zagranicznego

W scenariuszach makroekonomicznych zmiany salda handlu zagranicznego wynikają głównie ze zmian bilansu obrotów uprawnień do emisji z pozostałymi krajami UE. Bilans obrotów uprawnień jest różnicą między pulą uprawnień przypadających Polsce w danym roku w ramach systemów handlu emisjami a ilością uprawnień wykorzystanych na pokrycie bieżących emisji. W scenariuszu WEM występuje deficyt uprawnień do emisji, co oznacza, że polskie podmioty kupują część pozwoleń z zagranicy. Działania ujęte w scenariuszu WAM prowadzą do dodatkowej redukcji zużycia energii i emisji, przez co zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji obniża się względem scenariusza WEM, ograniczając wartości deficytu uprawnień i konieczność ich nabywania z zagranicy.

W symulacjach przyjęto założenie, że suma salda handlu zagranicznego (eksport dóbr i usług minus import) i salda obrotów uprawnieniami do emisji jest stała w relacji do PKB. Założenie to oznacza, że odchylenia konsumpcji, PKB i innych wielkości makroekonomicznych w scenariuszu WAM w stosunku do scenariusza WEM nie są związane ze zmianami zadłużenia netto względem zagranicy (co zaburzałoby ocenę skutków makroekonomicznych). W konsekwencji zmiany salda uprawnień do emisji mają odbicie w zmianach salda handlu zagranicznego (bilansie handlowym) – mniejszy „import” uprawnień do emisji prowadzi do mniejszego eksportu netto dóbr i usług (eksport obniża się, a import nieznacznie wzrasta).

W opisywanej sytuacji obniżka eksportu wiąże się z korzyścią dla gospodarki. W scenariuszu WEM deficyt uprawnień do emisji musi zostać pokryty zwiększonym eksportem dóbr i usług, przy gorszych warunkach wymiany handlowej (niższe ceny eksportu). Ograniczenie deficytu uprawnień do emisji w scenariuszu pozwala poprawić warunki wymiany handlowej – wolumen eksportu obniża się, lecz ceny dóbr eksportowych rosną. Z perspektywy makroekonomicznej oznacza to, że część środków wykorzystywanych dotychczas na produkcję eksportową można przeznaczyć na konsumpcję i inwestycje.

Tabela 6.9. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2024]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	6	1	20	36	11	4	10	31
WAM	6	1	20	36	11	-1	1	18
Różnica	nd.	nd.	nd.	nd.	0	-5	-8	-13

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB i Eurostat (dane historyczne)

Drugą istotną przyczyną odpowiadającą za zmiany salda handlu zagranicznego poza zmianą liczby uprawnień do emisji kupowanych z zagranicy jest zmniejszenie importu paliw kopalnych w scenariuszu WAM, głównie zmniejszenie importu gazu ziemnego. Dzieje się tak na skutek spadku zapotrzebowania na paliwa, wynikającego z wprowadzenia w scenariuszu WAM dodatkowych polityk i działań, które ograniczają zależność kraju od zewnętrznych dostawców surowców energetycznych i paliw.

6.4. Skutki społeczne

Tabela 6.10. Dynamika stopy bezrobocia w scenariuszu WEM i WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	17,6%	12,4%	9,7%	6,6%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
WAM	17,6%	12,4%	9,7%	6,6%	4,9%	3,7%	3,6%	3,2%
Różnica [p.p.]	n/a	n/a	n/a	n/a	0,0	-1,2	-1,4	-1,7

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB i Bank Danych Makroekonomicznych (dane historyczne)

Zarówno w scenariuszu WEM, jak i WAM stopa bezrobocia w 2025 r. utrzyma się na poziomie 4,9%, czyli poziomie zaobserwowanym w gospodarce w 2024 roku. W kolejnych latach, bezrobocie w scenariuszu WAM zmniejsza się do 3,7% w 2030 roku i 3,2% w 2040 roku. Trend ten wynika ze spadku cen konsumpcyjnych w scenariuszu WAM, który przekłada się na wzrost płacy realnej i, w konsekwencji, wzrost korzyści z zatrudnienia (zgodnie z modelem Stiglitz'a i Shapiro). Natomiast w przypadku scenariusza WEM stopa bezrobocia utrzyma się na poziomie 4,9% do 2040 r.

6.4.1. Dynamika płacy realnej

Płaca realna odnosi się do wartości wynagrodzenia po skorygowaniu o wpływ inflacji i wyraża rzeczywistą siłę nabywczą tego wynagrodzenia. Z uwagi na przyjętą metodykę w niniejszej analizie posłużono się wskaźnikiem zmian płacy realnej. W okresie od 2020 do 2040 roku i według scenariusza WEM płaca realna wzrasta w tym czasie ponad dwukrotnie (o 118%), co oznacza wzrost siły nabywczej pracowników

(Tabela 6.11) Zgodnie z projekcją, w okresie 2020-2030 wzrastają średnio o 2,8% rocznie. W kolejnej dekadzie średnioroczny wzrost spowalnia do 2,4%.

Porównując scenariusz WEM z WAM, widoczna jest wyższa dynamika wzrostu w scenariuszu WAM, szczególnie w pierwszej części okresu objętego analizą. W okresie od 2020 do 2030 roku płace realne rosną o 35%. W 2040 roku płaca realna jest o 73% wyższa od wartości odniesienia w 2020 roku. Różnica ta sugeruje, że polityki i działania uwzględnione w scenariuszu WAM mogą prowadzić do korzystniejszych warunków ekonomicznych dla pracowników niż w scenariuszu WEM.

Tabela 6.11 Projekcja dynamiki płacy realnej

		2020	2025	2030	2035	2040
Wskaźnik zmian płacy realnej	WEM	1,00	1,09	1,31	1,49	1,66
	WAM	1,00	1,09	1,35	1,54	1,73

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

6.4.2. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki

Choć w krótkim okresie (w latach 2020-2025) Polska gospodarka będzie doświadczała wzrostu zatrudnienia w związku z odbiciem gospodarczym po pandemii COVID-19, w długim okresie można spodziewać się jego spadku we wszystkich sektorach ze względu na zmiany demograficzne i znaczny spadek osób w wieku produkcyjnym. Dynamika tych zmian różni się jednak między sektorami.

W scenariuszu WEM (Tabela 6.12) zatrudnienie w rolnictwie stopniowo maleje, z 2,191 mln osób w 2020 roku do 1,6 mln osób w 2040 roku. Relatywnie szybki spadek zatrudnienia w tym sektorze odzwierciedla postępujący wzrost produktywności pracy w rolnictwie. Zatrudnienie w przemyśle utrzymuje się na stosunkowo stabilnym poziomie w latach 20-tych i 30-tych. Zatrudnienie w sektorze usług oraz budownictwa stopniowo maleje, przy czym w sektorze budownictwa z 938 tys. osób w 2020 roku, natomiast w sektorze usług z 8,685 mln osób w 2020 roku. W scenariuszu WAM zmiany są podobne do tych w scenariuszu WEM, choć należy podkreślić, że ich skala jest nieco mniejsza głównie ze względu na mniejszą stopę bezrobocia w scenariuszu WAM.

Tabela 6.12. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki w scenariuszu WEM i WAM [tys. osób]

		2020	2025	2030	2035	2040
Rolnictwo	WEM	2191	2081	1902	1769	1611
	WAM	2191	2081	1891	1756	1609
Wydobycie węgla	WEM	78	56	26	19	8
	WAM	78	56	14	6	3
Przemysł	WEM	2897	3019	2926	2902	2816
	WAM	2897	3019	2977	2952	2853
Budownictwo	WEM	938	1019	951	899	853
	WAM	938	1019	1001	967	904
Usługi	WEM	8685	9188	8909	8824	8587
	WAM	8685	9188	9015	8940	8756
SUMA	WEM	14789	15363	14715	14412	13874
	WAM	14789	15363	14899	14620	14125

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB i Bank Danych Makroekonomicznych (dane historyczne)

Symulacje wskazują także na znaczący spadek zatrudnienia górnictwie węgla kamiennego i brunatnego w najbliższym czasie, odzwierciedlając znaczny spadek wydobywania węgla. W scenariuszu WEM, do 2030 roku zatrudnienie w tym sektorze spadnie o 67% w porównaniu do 2020 roku (z poziomu 78 tys. 2020 roku do 26 tys. w 2030 roku). W 2040 roku sektor będzie już zatrudniał tylko 8 tys. osób. W scenariuszu

WAM, spadek zatrudnienia będzie następował szybciej. Do 2030 roku zatrudnienie spadnie do poziomu 14 tys. osób, co oznacza spadek o 82% względem roku 2020. W 2040 roku zatrudnienie w sektorze będzie już na śladowym poziomie. Redukcja zatrudnienia będzie osiągnięta między innymi dzięki naturalnemu odpływowi pracowników z rynku pracy po osiągnięciu wieku emerytalnego oraz braku napływu nowych pracowników. Duże tempo redukcji, szczególnie w najbliższych latach, przy równoczesnym spadku bezrobocia oznacza również znaczący przepływ pracowników między sektorami, w szczególności do sektorów, w których wymagane są podobne kwalifikacje, takich jak inne sektory wydobywcze (np.: wydobywanie miedzi) lub sektor budownictwa. W następnej sekcji opisane zostały przykłady przepływów pracowników między sektorami oraz rekomendacje dobrych praktyk, które takie przepływy ułatwiają.

6.4.3. Kwalifikacje pracowników

W nadchodzących latach można spodziewać się stopniowej, ale zauważalnej zmiany zatrudnienia i przejścia pracowników z tradycyjnych, głównie konwencjonalnych, sektorów energii na rzecz energii odnawialnej, budownictwa i usług związanych z transformacją energetyczną. Jest to konsekwencja stopniowej modernizacji gospodarki oraz zmian związanych z polityką klimatyczną i środowiskową. Monitorowanie i właściwe zarządzanie procesem transformacji rynku pracy będzie istotne dla złagodzenia społecznoekonomicznych konsekwencji zmian, poprzez interwencje mające na celu dostosowanie umiejętności zawodowych pracowników w przyszłości. Konieczne będą działania podnoszące kwalifikacje pracowników oraz działania przekwalifikujące. Istotne będą działania informacyjne zwiększające świadomość społeczną wymaganych zmian, która podniesie adaptacyjność pracowników.

Szczególnie wrażliwym we wspomnianym procesie zmian będzie sektor wydobywczy. Analiza makroekonomiczna sugeruje, że do 2030 roku liczba pracowników w sektorze węgla kamiennego i brunatnego spadnie o około 60 tys. osób. Nie oznacza to jednak, że wszyscy pracownicy odchodzący z tego sektora będą musieli się przekwalifikować. Niektórzy odejdą z sektora ze względu na osiągnięcie wieku emerytalnego.

Jak wskazują autorzy raportu IBS²⁹, poświęconego problematyce transformacji górnictwa, działania w zakresie wsparcia pracowników odchodzących z sektora wydobywania węgla powinny być zróżnicowane ze względu na ich wiek. Wobec starszych pracowników racjonalne jest zaproponowanie rozłożonej w czasie polityki naturalnych odejść z sektora, możliwość pracy na powierzchni lub w Spółce Restrukturyzacji Kopalń oraz relokacja do innej kopalni. Wobec młodszych pracowników natomiast bardziej akceptowalne społecznie będzie zaproponowanie relokacji do innej kopalni lub propozycja przekwalifikowania i podjęcia pracy poza górnictwem. Jak wskazano w raporcie IBS struktura miejsc oraz stanowisk pracy pomiędzy czynnymi kopalniami jest zbliżona do siebie, a udział osób o najniższych kwalifikacjach sukcesywnie maleje. Z punktu widzenia sprawiedliwej transformacji zmiany w strukturze wykształcenia są zjawiskiem pozytywnym. Raport IBS wskazuje spadek liczby osób uzyskujących kwalifikacje związane z pracą w górnictwie. Absolwenci szkół branżowych i techników wybierają w większości inne ścieżki kariery niż zatrudnienie bezpośrednio w górnictwie. Sytuacja ta jest korzystna z punktu widzenia transformacji, ponieważ oznacza spadek napływu młodych pracowników do sektora, ale wymaga monitoringu w celu umożliwienia doksztalcenia i zmian w profilu kształcenia kadr.

Analiza wyników scenariuszy WEM i WAM w poprzedniej sekcji dokumentu wskazuje na nieznacznie szybszą redukcję zatrudnienia w sektorze górniczym oraz alokację pracowników z tego sektora w sektorze usług, przemysłu oraz budownictwa. Wyniki te potwierdzają możliwości znalezienia zatrudnienia przez górników w innych branżach – przyspieszenie procesu transformacji to nie tylko szybsza redukcja zatrudnienia w sektorze konwencjonalnej energetyki, ale i szybszy rozwój nowych sektorów gospodarki związanych z nisko- i zeroemisyjnymi źródłami energii i transportu. Potwierdzeniem

²⁹ IBS Research Report 01/2020. Zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w zagłębiu górnośląskim. Wrzesień 2020 r.

możliwości przekierowania pracowników sektora górnictwa do innych sektorów są działające programy takie jak „Wiatr – kopalnia możliwości”³⁰, który przygotowuje pracowników sektora górnictwa do pracy w charakterze techników i serwisantów turbin wiatrowych. Natomiast projekt „Droga do zatrudnienia po węglu”³¹ wskazuje na możliwą współpracę administracji rządowej, samorządowej z przedsiębiorstwami wydobywczymi w celu aktywizacji zawodowej społeczności uzależnionych od wydobycia węgla. W ramach wspomnianego projektu na wsparcie 2 200 osób ma trafić 257 mln zł (70% z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji a 30% z budżetu państwa). Środki mają trafić do osób, które straciły pracę od 1 stycznia 2018 roku, członkowie ich rodzin i osoby zatrudnione w firmach zależnych od działalności regionalnych kopalni i elektrowni. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji wydaje się istotnym narzędziem wspierającym tego rodzaju zmiany. W grudniu 2022 r. Komisja Europejska zatwierdziła pięć polskich programów operacyjnych z terytorialnymi planami sprawiedliwej transformacji o łącznej wartości ponad 3,85 mld euro i przeznaczone na wsparcie transformacji klimatycznej obszarów górniczych na Śląsku, w Małopolsce, Wielkopolsce, na Dolnym Śląsku i w Łódzkiem.

Obserwacje prezentowane w raportach z serii „Renewable Energy and Jobs” publikowanych corocznie przez IRENA (*International Renewable Energy Agency*) we współpracy ze Światową Organizacją Pracy (ILO, *International Labour Organization*) coraz wyraźniej pokazują, że w większości krajów i regionów sektor energii odnawialnej tworzy lub może wykreować więcej miejsc pracy niż tradycyjny sektor wydobywczy (w znacznej mierze wskutek zdecentralizowanej specyfiki tego sektora oraz wymagań związanych z nakładami pracy)³².

W związku z procesem transformacji gospodarki bardzo istotne będzie dostosowanie kwalifikacji zawodowych. Kluczowe będzie podejmowanie działań na rzecz tworzenia miejsc pracy wysokiej jakości oraz działania mające na celu wspieranie sprawiedliwych przemian w regionach uzależnionych od węgla. Wyniki modelowania pokazują także wyraźny spadek udziału zatrudnionych w rolnictwie, wzrośnie natomiast udział zatrudnionych w przemyśle i w usługach. Bardzo istotne będzie uwzględnienie tych zmian i wsparcie pracowników w zmianie miejsca zatrudnienia oraz zdobywaniu nowych i specjalistycznych umiejętności, szczególnie w dziedzinach związanych z odnawialnymi źródłami energii, efektywnością energetyczną oraz technologiami związanymi z gospodarką niskoemisyjną. Programy szkoleniowe i wsparcie edukacyjne będą kluczowe w tym procesie. Zmiany w gospodarce w związku z transformacją należy rozpatrywać w kategorii szans rozwojowych. Szczególnie w regionach węglowych konieczna będzie głęboka modernizacja profilu umiejętności pracowników, gdyż wzrost wykorzystania bezemisyjnych źródeł energii przełoży się na powstanie nowych miejsc pracy w energetyce wiatrowej, słonecznej, atomowej, w sektorze bioenergii.

6.4.4. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię

W niniejszym rozdziale wskazujemy na potencjalne skutki społeczne wynikające z realizacji polityki klimatycznej zgodnej ze scenariuszami WEM oraz WAM. Analizę skutków społecznych przeprowadzono za pomocą modułu gospodarstw domowych, który jest oparty o dane z badania budżetów gospodarstw domowych. Na podstawie tych danych gospodarstwa podzielono na 5 dochodowych grup kwintylowych, gdzie pierwsza grupa zawiera 20% gospodarstw domowych o najniższych dochodach. Następnie dla każdej grupy dochodowej obliczono udział wydatków w ogóle wydatków na następujące kategorie dóbr energetyczno-paliwowych: 1) energia elektryczna, 2) gaz, 3) paliwa płynne*, 4) paliwa stałe**, 5) ciepło sieciowe oraz 6) olej napędowy i benzynę. W ostatnim kroku wyliczono ewolucję tych wydatków w horyzoncie roku 2040, wykorzystując przewidywania dotyczące cen dla poszczególnych nośników

³⁰ <https://srk.com.pl/media/aktualnosci/WIATR-KOPALNIA-MOZLIWOSCI/idn:385> (dostęp: 1.06.2024 r.)

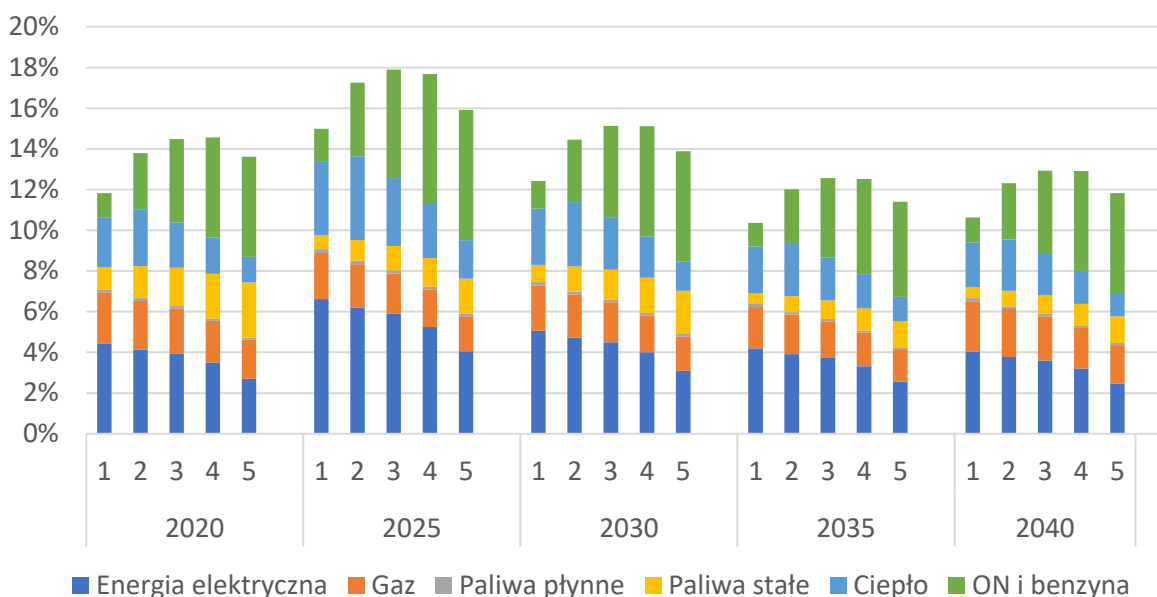
³¹ <https://pracapoweglu.pl/> (dostęp: 1.06.2024 r.)

³² Zob. np. najnowszy raport: IRENA and ILO (2023), *Renewable energy and jobs: Annual review 2023*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva.

* Paliwa płynne obejmuje przede wszystkim ropę (olej opałowy i LPG) stosowaną do ogrzewania domów

** Paliwa stałe stanowią przede wszystkim węgiel oraz w dużo mniejszym stopniu, drewno opałowe

energii, wielkość zużycia oraz dochodów gospodarstw domowych. W niniejszej analizie założono, że zmiany w konsumpcji poszczególnych dóbr oraz wzrost zamożności w równym stopniu będzie dotyczyć gospodarstwa domowe należące do różnych grup dochodowych. Ewolucja wydatków przedstawiona jest na Rysunkach 6.1 dla scenariusza WEM oraz 6.2 dla scenariusza WAM.



Rysunek 6.1. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WEM w Polsce w latach 2020-2040.

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

Gospodarstwa domowe w Polsce relatywnie najwięcej przeznaczają na energię elektryczną, a w następującej kolejności na gaz ziemny, ciepło sieciowe, paliwa stałe, zaś wydatki na paliwa płynne (przede wszystkim olej opałowy), wyłączając transportowe, są niemal niezauważalne. Wyłączając benzynę i ropę naftową, udział wydatków na nośniki energii maleje wraz z zamożnością gospodarstwa domowego: najbiedniejsze gospodarstwa domowe przeznaczają na nie obecnie około 10% swojego budżetu, zaś te najbogatsze około 8%. Nierówności w wydatkach są dużo silniejsze w przypadku paliw do pojazdów. Udział wydatków dla najbogatszego kwintyla wynosi ponad 5%, zaś dla najuboższego niewiele ponad 1%, a więc różnica w absolutnych wydatkach jest przynajmniej kilkunastokrotna.

Udział wydatków na nośniki energii będzie determinowany przede wszystkim przez następujące 3 przeciwstawne mechanizmy. Po pierwsze, w wyniku objęcia paliw systemem handlu emisjami wzrosną ich ceny, co bezpośrednio zwiększy udział wydatków na te dobra. Przykładowo, cena na poziomie 100 Euro za tonę CO₂ zwiększy cenę tony węgla o ponad 1200 PLN, 1 litra benzyny o około złotówkę, a 1 m³ gazu ziemnego o 0,85 PLN. Z drugiej strony przechodzenie na paliwa bezemisyjne, np. przejście z ogrzewania węglem na prąd, będzie niwelowało przynajmniej część tego wzrostu, o ile energia elektryczna będzie wytwarzana ze źródeł innych niż paliwa kopalne. Trzecim istotnym mechanizmem jest bogacenie się społeczeństwa, które sprawi, że te same potrzeby energetyczne będziemy w stanie zaspokoić przeznaczając na nie coraz mniejszą część budżetu.

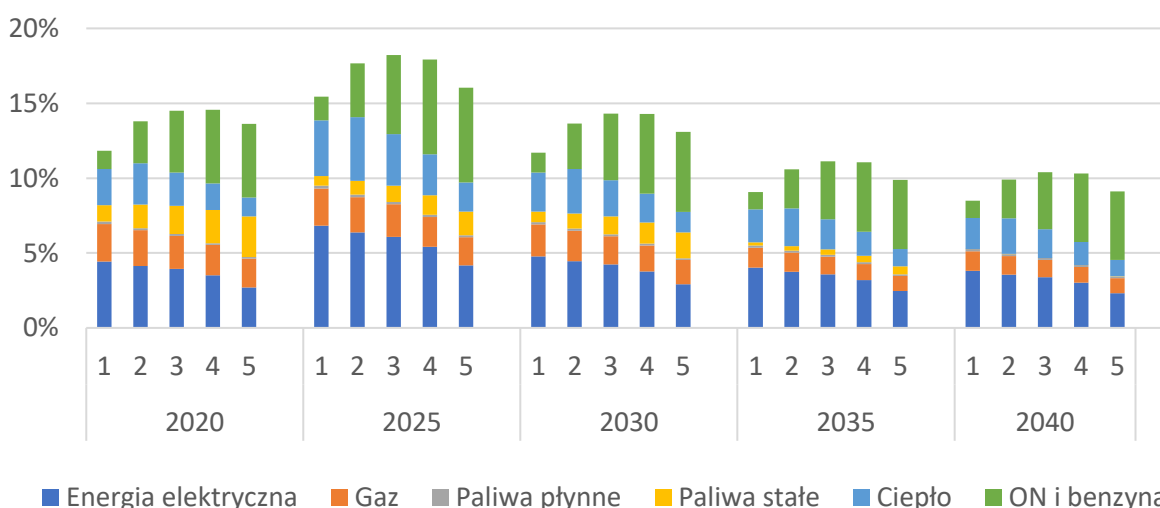
W perspektywie roku 2040, na nośniki energii i paliwa transportowe będziemy wydawać relatywnie coraz mniej, jednakże w krótkim okresie, tzn. do roku 2025 udział tych wydatków wzrośnie o około 4 p. proc. w stosunku do roku 2020. Odpowiedzialny za to wzrost cen paliw wynika jednak z przyczyn innych niż polityka klimatyczna, gdyż system ETS2* wchodzi w życie dopiero w drugiej połowie bieżącej dekady i na wykresach jego efekt jest widoczny dopiero w danych za 2030 rok. Wzrost cen paliw w 2025 roku jest

* Nowy system handlu uprawnieniami do emisji o nazwie ETS2, który jest niezależny od dotychczasowego EU ETS, będzie obejmowała emisje CO₂ ze spalania paliw w budynkach, transporcie drogowym oraz dodatkowych sektorach, w tym głównie małych przedsiębiorstwach, które nie są objęte obecnym systemem EU ETS

wynikiem przede wszystkim odejścia krajów UE od importu z Federacji Rosyjskiej oraz ogólnoświatowego ożywienia gospodarczego i szybkiego wzrostu zużycia nośników energii, jakie miało miejsce po pandemii. W rezultacie zwiększone koszty importu związane z reorganizacją dostaw i wzrostem popytu przyczyniły się do ogólnego wzrostu cen paliw na rynku światowym.

W roku 2025 umowny próg niedostatku energetycznego** będzie, średnio rzecz biorąc, przekroczony przez nawet czwarty kwintyl dochodowy. W kolejnych okresach 5 letnich udział wydatków na energię będzie systematycznie spadał. Gospodarstwa domowe będą ograniczać zakupy paliw kopalnych, których to ceny będą szybciej rosły niż cena energii elektrycznej. Ostatnim istotnym czynnikiem determinującym udział wydatków są rosnące przychody gospodarstw domowych, co pozwala na przeznaczanie coraz mniejszej części budżetu na zaspokajanie tych samych potrzeb energetycznych. Na skutek wyżej wymienionych czynników, po roku 2030, średnio rzecz biorąc wszystkie grupy kwintylowe powinny przeznaczać mniej niż 10% swojego budżetu na zaspokajanie potrzeb energetycznych (z wyłączeniem transportu), a więc znajdują się poniżej umownego progu niedostatku energetycznego. Należy podkreślić, że nie oznacza to, że wyeliminowane zostanie zjawisko ubóstwa energetycznego. Prezentowane wyniki dotyczą średnich wydatków dla kwintyli dochodowych, co nie oznacza, że wszystkie gospodarstwa domowe wchodzące w skład danej grupy kwintylowej będą znajdowały się poniżej umownego progu. W dalszym ciągu konieczne może być wspieranie wybranych najuboższych gospodarstw oraz inwestowanie w alternatywne źródła ogrzewania. Należy również zaznaczyć, że powyższe symulacje nie uwzględniają kosztów inwestycyjnych związanych ze zmianą źródeł ogrzewania na niskoemisyjne. Koszt ten, rozłożony nawet na kilkanaście lat, może być istotną pozycją w budżecie gospodarstwa domowego.

Zgodnie z przeprowadzonymi symulacjami, udział wydatków na nośniki energii i paliwa transportowe będzie malał szybciej w przypadku realizacji scenariusza WAM. Istotne różnice pomiędzy scenariuszami, wynoszące ok. 0,7 p. proc. można zaobserwować już dla roku 2030. Z kolei na koniec okresu symulacji, czyli w roku 2040, udział wydatków może być niższy dla scenariusza WAM w porównaniu do scenariusza WEM dla wszystkich grup kwintylowych. Przyczyni się do tego głębszy spadek wydatków na paliwa kopalne, który będzie kompensowany mniejszym wzrostem wydatków na energię elektryczną, której cena nie wzrośnie tak znacząco jak w przypadku paliw kopalnych objętych systemem ETS2. Drugim czynnikiem stojącym za tym wynikiem jest szybszy wzrost dochodów gospodarstw domowych. Można zatem powiedzieć, że z punktu widzenia wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię, realizacja scenariusza WAM przyczyni się do poprawy społecznych aspektów transformacji.



Rysunek 6.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040.

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

** W niniejszej analizie przyjmujemy, że umowny próg niedostatku energetycznego wynosi 10% udziału wydatków na nośniki energii, wyłączając paliwa transportowe

6.4.5. Skutki zdrowotne i środowiskowe

Wdrożenie polityk i działań w ramach scenariuszy WEM i WAM do 2040 r., mających na celu poprawę efektywności energetycznej i związane z nią ograniczenie zużycia paliw, a także znaczący wzrost wykorzystania źródeł odnawialnych w strukturze produkcji i zużycia energii, będzie miało istotny, pozytywny wpływ zarówno na zdrowie ludzi jak i środowisko.

Przyczyni się ono nie tylko do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale również wyraźnego ograniczenia emisji zanieczyszczeń powietrza (dane w zakresie redukcji emisji przedstawiono wcześniej), w głównej mierze powstających w wyniku spalania paliw kopalnych. Do zanieczyszczeń tych należą m.in. tlenki azotu (NO_2), dwutlenek siarki (SO_2) oraz pył, w tym pył drobny $\text{PM}_{2,5}$, który wywiera szczególnie niekorzystny, potwierdzony licznymi badaniami, wpływ na zdrowie populacji, powodując m.in. schorzenia układu oddechowego i układu krążenia. Ekspozycja na zanieczyszczenia powietrza przyczynia się do skrócenia średniej długości życia mieszkańców.

W celu określenia zmiany narażenia populacji Polski na działanie zanieczyszczeń powietrza, w wyniku wdrożenia założonych polityk i działań, wykonano analizy dla scenariuszy WEM i WAM oraz lat prognozy 2025-2040 w odniesieniu do roku bazowego 2020, a także analizę porównawczą pomiędzy scenariuszami.

W analizach wykorzystano narzędzie screeningowe SHERPA (ang. *Screening for High Emission Reduction Potential on Air*), opracowane przez JRC EC. Narzędzie w wersji bottom-up (<https://sherpa.zmai.pl/>) zostało dostosowane do warunków krajowych w IOŚ-PIB. Narzędzie bazuje na relacji pomiędzy stężeniami obliczonymi modelem GEM-AQ w rozdzielczości $2,5 \times 2,5 \text{ km}^2$ a poziomami emisji zanieczyszczeń, pochodzących z krajowej inwentaryzacji CBE (Centralna Baza Emisyjna).

Narzędzie to umożliwiło oszacowanie potencjalnej poprawy jakości powietrza na zadanym obszarze, wynikającej z redukcji emisji w efekcie wdrożenia planowanych polityk i działań. Jako obszar badań przyjęto cały obszar Polski. Spośród zanieczyszczeń powietrza charakterystycznych dla procesów spalania paliw, do analizy wybrano pył $\text{PM}_{2,5}$. Wybór tego zanieczyszczenia podyktowany był przyjętą metodyką oceny, zgodnie z którą w kolejnym etapie wykorzystano dane dot. średniego stężenia pyłu $\text{PM}_{2,5}$ jako dane wejściowe do modelu AirQ+.

Model AirQ+ (ang. *The Air Quality Health Impact Assessment Tool*) został opracowany przez Światową Organizację Zdrowia (WHO)³³ do oceny wpływu zanieczyszczeń powietrza na zdrowie. Przy jego zastosowaniu można ocenić skutki zdrowotne długookresowego i krótkookresowego narażenia na zanieczyszczenia powietrza. Metodyka obliczeń wykorzystuje dane uzyskane z epidemiologicznych badań kohortowych w ramach, których został wykazany związek między średnim długoterminowym poziomem zanieczyszczeń a ryzykiem śmiertelności w narażonej populacji. Skutki zdrowotne można oszacować dla kilku wybranych zanieczyszczeń, w tym pyłu $\text{PM}_{2,5}$.

Wyniki obliczeń skutków zdrowotnych długookresowego narażenia na pył $\text{PM}_{2,5}$ dla scenariuszy WEM i WAM oraz różnicę pomiędzy scenariuszami przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6.13. Skutki zdrowotne długookresowego narażenia na pył $\text{PM}_{2,5}$ dla scenariuszy WEM i WAM

Scenariusz	Rok	Stężenie $\text{PM}_{2,5}$ [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Liczba przedwczesnych zgonów	Procent przedwczesnych zgonów [%]	Liczba przedwczesnych zgonów w przeliczeniu na 100 tys. mieszkańców	Liczba utraconych lat życia w pierwszym roku*	Utracone lata życia po 10 latach
WEM	2020	21,8	57 107	12,1	219	81 513	2 367 313
	2025	19,2	48 886	10,4	188	69 551	2 014 806
	2030	17,5	43 183	9,2	166	61 394	1 775 460

³³ <https://www.who.int/europe/tools-and-toolkits/airq---software-tool-for-health-risk-assessment-of-air-pollution>

Scenariusz	Rok	Stężenie PM _{2,5} [µg/m ³]	Liczba przedwczesnych zgonów	Procent przedwczesnych zgonów [%]	Liczba przedwczesnych zgonów w przeliczeniu na 100 tys. mieszkańców	Liczba utraconych lat życia w pierwszym roku*	Utracone lata życia po 10 latach
	2035	16,1	38 427	8,2	148	54 664	1 578 621
	2040	15,9	38 072	8,1	146	54 092	1 561 924
WAM	2020	21,8	57 107	12,1	219	81 513	2 367 313
	2025	19,3	49 016	10,4	188	69 737	2 020 285
	2030	17,5	43 216	9,2	166	61 441	1 776 842
	2035	15,9	38 072	8,1	146	54 092	1 561 924
	2040	15,8	37 638	8,0	144	53 472	1 543 825
Różnica WEM - WAM	2020	-	-	-	-	-	-
	2025	-0,04	-130	-0,0	-0,5	-186	-5 479
	2030	-0,01	-33	-0,0	-0,1	-47	-1 382
	2035	0,12	355	0,1	1,5	572	16 697
	2040	0,13	434	0,1	1,7	620	18 099

* Liczba utraconych lat życia z powodu śmierci w pierwszym roku obserwacji, dla każdej grupy wiekowej w wyniku skrócenia oczekiwanego życia z powodu zanieczyszczeń powietrza

Źródło: IOS-PIB

W scenariuszu WEM, liczba przedwczesnych zgonów spowodowanych długookresowym narażeniem na pył PM_{2,5} wynosi 57 107 dla roku 2020, 43 183 dla roku 2030, co stanowi spadek o 24,4% w stosunku do roku 2020.

W scenariuszu WAM liczba przedwczesnych zgonów dla roku 2030 wynosi 43 216, co stanowi spadek o 24,3% w stosunku do roku 2020.

Zarówno w scenariuszu WEM jak i WAM liczba przedwczesnych zgonów oraz liczba utraconych lat życia stopniowo maleje, przy czym dynamika zmian w początkowym okresie prognozy jest wyższa. Wskazuje to na skuteczność planowanych do wdrożenia polityk i środków zmierzających do redukcji emisji, a w konsekwencji do poprawy jakości powietrza. Porównując liczby przedwczesnych zgonów z pierwszego roku i po 10 latach, można uzyskać wgląd w długoterminowy wpływ działań na poprawę jakości powietrza. Uzyskane dla tego parametru wyniki dla scenariusza WEM i WAM są podobne, natomiast w perspektywie długoterminowej scenariusz WAM jest nieco korzystniejszy.

Analiza wpływu polityk i środków zaplanowanych w ramach scenariusza WEM i WAM na poszczególne komponenty środowiska wraz ze wskazaniem oddziaływań skumulowanych została wykonana na etapie opracowania prognozy oddziaływania na środowisko. Zgodnie z wymaganiami prawa krajowego i unijnego, na tym etapie została również przeprowadzona ocena spójności aKPEiK z politykami i strategiami UE oraz planami i strategiami krajowymi.

6.5. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych

6.5.1. Czynniki ryzyka finansowego

Do podstawowych zagrożeń w zakresie finansowania inwestycji w energetyce należy, utworzenie 1 kwietnia 2021 r. przez 43 instytucje finansowe z całego świata Net Zero Banking Alliance (NZBA), który skupia ponad 100 członków, reprezentujących 40 krajów i ponad 43% globalnych aktywów bankowych. Zrzeszone w organizacji instytucje zobowiązały się do osiągnięcia zerowej emisji netto gazów cieplarnianych w ich portfelach kredytowych do 2050 r. Instytucje finansowe przy stosowaniu Standardu Net Zero mają stosować następujące kryteria:

- działalność operacyjna i finansowa generująca emisję gazów cieplarnianych powinna być zgodna z globalnym celem net zero,
- instytucje finansowe powinny dostosować działalność dostarczania finansowania nie tylko do celu net zero, ale także do celów zrównoważonego rozwoju,
- instytucje finansowe powinny wykorzystać swoje umiejętności wpływania i angażowania przedsiębiorstw niefinansowych i skoncentrować się na finansowaniu działań, wspierających ogólnogospodarczą dekarbonizację i zieloną transformację,

Wprowadzane aktualnie plany przejścia banków na nowe podejście do finansowania inwestycji między innymi w sektorze energetycznym, będą miały znaczący wpływ na inwestycje przedsiębiorstw ukierunkowując je, na zrównoważone rozwiązania i technologie, które są nieodzownym warunkiem osiągnięcia przez Unię celów klimatycznych do 2030 r. i 2050. Zapewnienie odpowiedniego poziomu tych inwestycji będzie szczególnym wyzwaniem w krótkim okresie w kontekście wyższych stóp procentowych i możliwej recesji.

Europejski Plan Działania dla Finansowania Zrównoważonego Wzrostu z 2018 r. oraz przyjęta niedawno przez Komisję Europejską Odnowiona Strategia Zrównoważonych Finansów wprowadziły szereg nowych regulacji wobec uczestników polskiego rynku kapitałowego. Obowiązki takie jak: raportowanie informacji na temat wpływu na środowisko, strategii dekarbonizacyjnych i potencjalnych ryzyk klimatycznych oznaczają nie tylko dodatkowe koszty, ale także spore zmiany organizacyjne w instytucjach finansowych i spółkach publicznych. Wyzwania nie ominą również Ministerstwa Finansów, bo państwowy budżet także będzie musiał dostosować się do zasad europejskiej Taksonomii.

Podstawowym instrumentem jaki będzie wpływał na podejmowanie decyzji co do finansowania inwestycji w energetyce będzie taksonomia, która jest potoczną nazwą rozporządzenia PE i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2019/2088. Stanowi ona zbiór ogólnoeuropejskich zasad i technicznych wskaźników, które odzwierciedlają cele i ambicje klimatyczne UE dla poszczególnych obszarów gospodarki. Rozporządzenie określa nadrzędne warunki, które musi spełnić dana działalność gospodarcza, aby mogła zostać zakwalifikowana jako działalność zrównoważona środowiskowo. Warunki, które pozwalają uznać daną działalność za zrównoważoną są następujące:

- prowadzona działalność przyczynia się znacząco do realizacji co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych;
- nie szkodzi znacząco żadnemu z celów środowiskowych;
- działalność odbywa się zgodnie z minimalnymi gwarancjami;
- prowadzona działalność spełnia techniczne kryteria kwalifikacji ustanowione przez Komisję.

Warto przypomnieć że główne cele środowiskowe uznane przez Unie Europejską to:

1. łagodzenie zmiany klimatu;
2. adaptacja do zmian klimatu;
3. zrównoważone użytkowanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
4. przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym;
5. zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola;
6. ochrona i odbudowa różnorodności biologicznej i ekosystemów.

Rozporządzenie w zakresie Taksonomii zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej w dniu 22 czerwca 2020 r. i weszło w życie w dniu 12 lipca 2020 r. Należy pamiętać, że w odniesieniu do rozporządzeń i decyzji poszczególne kraje UE zobowiązane są do ich stosowania z dniem wejścia w życie. Obowiązek stosowania kryteriów wynikających z Taksonomii oraz wskazywania ich w sprawozdaniach niefinansowych i informacjach o produktach dla celów środowiskowych wszedł w życie z dniem 1 stycznia 2022 r. W momencie wejścia w życie rozporządzenia obowiązek raportowania informacji niefinansowych na podstawie Taksonomii UE zostały zobowiązane podmioty, które publikują oświadczenia na temat informacji niefinansowych lub sprawozdania na temat informacji niefinansowych, zgodnie z wymogami ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości. Przepisy ustawy

o rachunkowości dotyczące raportowania niefinansowego są implementacją dyrektywy PE i Rady 2014/95/UE z dnia 22 października 2014 r. w odniesieniu do ujawniania informacji niefinansowych i informacji dotyczących różnorodności przez niektóre duże jednostki oraz grupy (NFRD). Obowiązki sprawozdawcze wprowadzone w taksonomii dotyczą:

- podmiotów z sektora finansowego (objętych SFDR – rozporządzenie (UE)2019/2088 w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych), które oferują „zielone” produkty i usługi finansowe – podmioty te zobowiązane są do ujawnienia, w jakim stopniu działalność przyczynia się do realizacji wskazanych celów oraz jaki procent inwestycji (obróć, CAPEX lub OPEX) jest zgodny z jej wymogami;
- spółki giełdowe (objęte NFRD – dyrektywą 2014/95/UE o ujawnianiu informacji niefinansowych) – wskazane jednostki zainteresowania publicznego zobowiązane są do ujawnienia, czy i w jakim stopniu ich działalność biznesowa jest zgodna z założeniami Taksonomii poprzez wskazanie, jaki odsetek obrotu, CAPEX-u i OPEX-u w danym roku przyczynił się do realizacji celów wyszczególnionych w Taksonomii.

Zgodnie z harmonogramem wprowadzania obowiązku raportowania informacji z zakresu taksonomii od 1 stycznia 2023 r. przedsiębiorstwa są zobowiązane do ujawniania wszystkich informacji ilościowych wymaganych przez załączniki do rozporządzenia delegowanego (w tym m.in. udział procentowy działalności gospodarczej zgodnej z Taksonomią – tj. zrównoważonej środowiskowo – w łącznym obrocie, kapitale i wydatkach operacyjnych w wielu przekrojach prezentacyjnych).

W 2022 r. przyjęte zostało rozporządzenie delegowane 2022/1214 zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych (tzw. uzupełniający akt delegowany). Zgodnie z uzupełniającym aktem delegowanym, w przypadku gazu ziemnego instalacja gazowa musi: emitować nie więcej niż 270 g ekwiwalentu CO₂ na 1 kWh energii lub emitować nie więcej niż średnio 550 kg ekwiwalentu CO₂ na 1 kW mocy rocznie w ciągu 20 lat (emisje bezpośrednie); nie posiadać opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy odnawialnej dla tej samej mocy; zastępować istniejącą działalność o wyższym wskaźniku emisji, która wykorzystuje stałe lub płynne paliwa kopalne; mieć moc o 15% mniejszą od swojej poprzedniczki; prowadzić do zmniejszenia emisji względem zastępowanej działalności o co najmniej 55 % na kWh energii wyjściowej; być zaprojektowana tak, by mogła wykorzystywać odnawialne lub niskoemisyjne paliwa gazowe, a przejście na ich pełne wykorzystanie nastąpiło do 31 grudnia 2035 r.; otrzymać pozwolenie na budowę przed 31 grudnia 2030 r.

W przypadku energetyki jądrowej w odniesieniu do przyszłych elektrowni jądrowych wprowadzono warunek uzyskania pozwolenia na budowę do 2045 r. Ponadto, takie inwestycje muszą spełniać wymogi bezpieczeństwa jądrowego i środowiskowego. Od 2025 r. musi w nich być wykorzystywane paliwo odporne na wypadki. Koniecznym będzie również wykazanie, iż odpady w promieniotwórcze będą właściwie zagospodarowane, tj. bez szkody dla środowiska. Obowiązki raportowania informacji z zakresu ustalonego w rozporządzeniu PE i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. zostaną w najbliższych latach rozszerzone na znacznie większą liczbę podmiotów:

- za rok obrotowy od 1 stycznia 2024 r. – obowiązek raportowania dla jednostek podlegających dyrektywie w sprawie sprawozdawczości niefinansowej (NFRD), które już dziś sporządzają raporty niefinansowe;
- za rok obrotowy od 1 stycznia 2027 r. – obowiązek raportowania dla dużych jednostek, które obecnie nie podlegają dyrektywie NFRD;
- za rok obrotowy od 1 stycznia 2028 r. – obowiązek raportowania dla MŚP notowanych na giełdzie oraz małych i niezłożonych instytucji kredytowych i wewnętrznych zakładów ubezpieczeń.

W praktyce raportowanie przez przedsiębiorstwa w zakresie taksonomii ma umożliwić instytucjom finansowym, w kredytowanie działalności inwestycyjnej firm, zapewnienie informacji czy dany podmiot lub projekt inwestycyjny spełnia taksonomię lub też nie. Uzyskana informacja będzie miała decydujący wpływ na ocenę poszczególnych przedsięwzięć inwersyjnych. Regulacja dotycząca taksonomii jest

skierowana przede wszystkim do sektora finansowego, ale to koncerny energetyczne będą musiały się zmierzyć z nią jako spółki giełdowe w momencie przygotowywania raportów niefinansowych oraz jako inwestorzy poszukujący finansowania na rynku dla nowych bloków energetycznych. Regulacje wprowadzone rozporządzeniem o taksonomii będą wymagały analizy działalności przedsiębiorstw pod kątem zgodności z taksonomią i wytycznymi, które zawiera ona dla energetyki. Tym samym koncerny energetyczne będą musiały wskazać jaką część obrotów, nakładów kapitałowych i w uzasadnionych przypadkach wydatków operacyjnych jest zgodna z taksonomią.

Na podstawie taksonomii będzie można zatem stwierdzić czy dana inwestycja może być traktowana jako „zrównoważona”. Jeżeli dane zadanie inwestycyjne nie zostanie zakwalifikowane jako zrównoważone zgodnie z unijną taksonomią, to pozyskiwanie finansowania unijnego lub finansowania z rynku kapitałowego będzie utrudnione.

6.5.2. Czynniki ryzyka sektorowego, rynkowego lub regulacyjnego dot. rynków finansowych, bądź bariery w kontekście krajowym lub regionalnym

Czynniki ryzyka określono dla czterech kluczowych sektorów: energetycznego, ciepłowniczego, gazowego oraz paliw ciekłych.

6.5.2.1. Sektor elektroenergetyczny – ryzyka sektorowe

Sektor elektroenergetyczny narażony jest na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjnym.

W energetyce zarówno procesy inwestycyjne, jak i czas zwrotu z inwestycji są długie. Dlatego formułowane przez organizacje międzynarodowe, w szczególności Unię Europejską, jak i przez państwo polskie dokumenty strategiczne, regulacje oraz polityka właścicielska państwa są bardzo istotne i mają duży wpływ zarówno na decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych jak i na skutki tych decyzji.

Ryzyko regulacyjne

Jednym z istotnych czynników wpływających na rozwój i funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego są regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, służącego realizacji celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego celem jest prawna realizacja koncepcji unii energetycznej. Obok wielu szans istnieje także szereg ryzyk wynikających z zaostrzania się norm emisyjnych przez zasad funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji GHG (EU ETS – ang. *European Trading System*). Ceny uprawnień do emisji GHG wzrastają stosunkowo szybko co wpływa na koszt produkcji energii ze źródeł opartych na paliwach kopalnych, niezbędnych do bilansowania systemu. Problemатyczny jest także brak możliwości przyjęcia jednoznacznie właściwych długookresowych ścieżek tych cen. Jest to istotne utrudnienie dla przedsiębiorstw energetycznych w procesie podejmowania decyzji inwersyjnych w nowe technologie, co powoduje także odsuwanie decyzji w czasie.

Wyzwaniem dla rozwoju sektora energetycznego są też inne regulacje UE realizowane w ramach polityki środowiskowej i związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń. Można do nich zaliczyć dyrektywę IED oraz konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania, zgodnie z unijną dyrektywą 2010/75/UE („Konkluzje BAT dla LCP”). Z uwagi na niepewność co do ich brzmienia w ostatecznym kształcie (w szczególności w odniesieniu do rewizji BAT/BREF), są potencjalnie istotnym czynnikiem ryzyka, mogącym przełożyć się na zmianę poziomu

wydatków inwestycyjnych w sektorze, kierunku tych wydatków lub nawet rentowności projektów, które po kilku latach budowy mogą zostać uznane za niesprzyjające transformacji energetycznej.

Przy odpowiednio dużej przepustowości połączeń transgranicznych istotna część popytu krajowego na energię będzie mogła być zaspokojona przez wytwórców, zlokalizowanych poza granicami Polski. Inwestor badający wykonalność projektu inwestycyjnego musi *de facto* wziąć pod uwagę potencjalne ryzyko, a także strategie i ceny energii elektrycznej, oferowanej przez wytwórców zlokalizowanych poza granicami Polski. Istotną barierą są również nieuregulowane stany prawne, związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie dystrybucji).

Ryzyko rynkowe

Istotnym czynnikiem rynkowym jest niepewność w odniesieniu do przyszłych poziomów cen energii elektrycznej oraz produktów powiązanych, np. praw majątkowych czy uprawnień do emisji GHG oraz ryzyko związane z wolumenem sprzedawanej energii elektrycznej (wynikające z niepewności co do determinant popytu na energię elektryczną oraz ciepło). Rzeczywiste wystąpienie czynników ryzyka należących do tej grupy, może mieć niekorzystny wpływ na wynik finansowy podmiotu, przejawiający się m.in. jako ograniczenie generowanych przychodów, wzrost kosztów czy też redukcja marży.

Dość duże znaczenie ma istotny udział wyeksploatowanej, wysokoemisyjnej energetyki opartej na węglu kamiennym i brunatnym, która w najbliższych kilkunastu latach zostanie stopniowo wycofana z systemu, także ze względu na niespełnianie norm emisyjnych. Stanowi to problem dla generowania nowych inwestycji, zwłaszcza przy niedostatecznych środkach w gospodarce. Występuje również presja na wyniki operacyjne polskich koncernów energetycznych, wywołana przez konkurencję wolnego rynku energii w UE, co będzie powodowało ograniczenie ich możliwości inwestycyjnych.

Ryzyko wynikające z zasad tzw. zrównoważonego finansowania

Zgodnie z koncepcją zrównoważonego finansowania działalność ekonomiczna ma być klasyfikowana pod kątem środowiskowym. Wśród kryteriów określających czy dana działalność jest zrównoważona, proponowane jest wygaszanie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych, w tym ze źródeł bazujących na paliwach kopalnych. Można przyjąć, że w przypadku działalności, która zostanie zaklasyfikowana jako niezrównoważona stworzone zostaną bodźce, aby skierować kapitał z rynków finansowych w kierunku innej działalności np. poprzez większe wymogi ostrożnościowe w zakresie zabezpieczenia pożyczek na te inwestycje, czy też niższy rating. Oznacza to, że pozyskanie kapitału prywatnego na inwestycje w działalność uznaną za niezrównoważoną będzie trudniejsze niż obecnie.

W związku z tym dla instytucji zajmujących się zarządzaniem aktywami i inwestycjami ma zostać wprowadzony obowiązek włączenia czynników związanych ze zrównoważonym finansowaniem (ESG, ang. *Economic, Social & Governance*) do swojej głównej działalności, tj. dopasowanie procesów, wewnętrznych procedur, zasad zarządzania ryzykiem oraz polityki sprzedaży do propozycji Komisji Europejskiej. W przypadku gdy projekt nie sprzyja realizacji celów klimatycznych i Agendy 2030 może być trudniej o kredyt, bądź ubezpieczenie projektu. Aktualnie znaczna część członków rynku finansowego (m.in. fundusze inwestycyjne, firmy ubezpieczeniowe, jak również banki) ma już obowiązek poinformowania klienta o istnieniu rozwiązania uwzględniającego ESG.

Ryzyko technologiczne

Rozwój sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym, oprócz spodziewanych ogromnych korzyści niesie ze sobą także ryzyko. Znaczna część inwestycji w moce wytwórcze kierowana jest w odnawialne, ale niestabilne źródła energii, przy niedostatecznym rozwoju technologii, które pozwalają na lepszą integrację OZE z systemem elektroenergetycznym – w szczególności dyspozycyjne źródła wytwarzające energię po konkurencyjnych cenach, a przede wszystkim rozwój technologii magazynowania energii, w tym wykorzystania wodoru.

Trzeba też zauważyć, że w Polsce występują nieliczne podmioty, które mogą konkurować z zagranicznymi dostawcami technologii energetycznych, zarówno ze względu na doświadczenie, jak warunki

ekonomiczne. Polski sektor energetyczny może być zatem narażony na niekorzystną pozycję w zakresie inwestycji, jak i późniejszej ich obsłudze.

Polska podejmuje wyzwania w działalności badawczo-rozwojowej sektora energetycznego, jednakże w szczególności dostęp do kapitału jest znacznie niższy niż w bogatszych gospodarkach. Może to mieć znaczenie dla pozyskiwania nowych technologii, jednakże czynione są starania skutkujące współpracą międzynarodową lub pozyskiwaniem środków zagranicznych.

Ryzyko w obszarze przesyłu i dystrybucji

Nieco korzystniejsza wydaje się sytuacja działalności w operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Choć wyzwania wynikające z nowych regulacji nakładają na nich szereg zadań, ryzyko inwestycyjne operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest dużo niższe, głównie z uwagi na stabilne regulacje, jakim podlegają te podsektory, tj. określony zwrot nakładów inwestycyjnych, zapewniony przez regulatora w taryfie przesyłowej i dystrybucyjnej. Pomimo tego, podsektor przesyłu, boryka się z problemem planowania długoterminowych projektów. Plany budowy nowych mocy kształtują się i zmieniają na przestrzeni lat, np. w zakresie parametrów bądź wyboru technologii. Sieć jest budowana w procesie wieloletnim, dlatego trudno jest nadążyć za zmianami rynkowymi, które dokonują się w międzyczasie. Budowa sieci przesyłowej jest silnie uzależniona od tego, w jakim tempie i zakresie są budowane nowe jednostki wytwórcze. Rolą OSP jest bowiem zapewnienie mocy i włączenie tych jednostek do wspólnej sieci.

Ponadto dużą przeszkodą w prognozowaniu rozwoju sieci, zarówno przesyłowych jak i dystrybucyjnych, jest też brak społecznego zrozumienia dla konieczności budowy nowych sieci.

6.5.2.2. Sektor ciepłowniczy – ryzyka sektorowe

W nadchodzącym czasie przed ciepłownictwem stoi bardzo wiele wyzwań związanych z nowymi regulacjami. Dla branży najważniejszymi aktami prawnymi mającymi wpływ na jej funkcjonowanie na lokalnym rynku, jest dyrektywa o OZE i efektywności energetycznej, oraz dyrektywa o charakterystyce energetycznej budynków. Na ciepłownictwo istotnie wpływ ma wdrożenie w Polsce rynku mocy i nowego systemu wsparcia dla kogeneracji.

Obecny stan sektora ciepłownictwa charakteryzuje bardzo wysoki poziom uzależnienia wytwarzania ciepła od węgla kamiennego jako paliwa oraz duży stopień zużycia urządzeń produkujących ciepło i sieci przesyłowych. Wiąże się to ze znacznymi kosztami oraz wyzwaniami związanymi z modernizacją tych systemów.;

W procesie transformacji sektora ciepłowniczego istnieje ryzyko wzrostu cen budowy nowych źródeł wytwórczych wynikający z ograniczonej liczby wykonawców przy jednocześnie dużej liczbie przedsiębiorstw ciepłowniczych zainteresowanych realizacją podobnych inwestycji w zbliżonym czasie. Taka kumulacja popytu na specjalistyczne usługi może prowadzić do presji kosztowej, wydłużenia terminów realizacji oraz konieczności konkurowania o zasoby, co dodatkowo może podnieść koszty procesu transformacji.

Ryzyko właścicielskie

W Polsce większość systemów ciepłowniczych jest zarządzana przez samorządy, co oznacza ograniczone zasoby finansowe na realizację dużych inwestycji modernizacyjnych. W przypadku dużych grup kapitałowych, wypracowane przepływy finansowe mogą być kierowane na pojedyncze inwestycje. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mają tak atrakcyjnego dostępu do rynku finansowego jak duże podmioty, operujące na większym, pewniejszym rynku. Pozostają do wykorzystania kredyty komercyjne, które często są obciążone dużym ryzykiem ich otrzymania. Instytucje finansujące nie są bowiem skłonne udzielać kredytów podmiotom, które stoją w obliczu zaostrzających się norm, rosnących kosztów środowiskowych oraz restrykcyjnych taryf. Szansą są mechanizmy wsparcia finansowego ze środków przeznaczonych na poprawę efektywności energetycznej, czy rozwój OZE.

Ryzyko regulacyjne

Duży wpływ na branżę będą mieć też uchwalone w kwietniu 2017 roku unijne standardy BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania LCP (ang. *Large Combustion Plants*), wprowadzające restrykcyjne wymogi, w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Zafunkcjonują one od 2021 roku i nałożą rygorystyczne kryteria emisji związków azotu, siarki i pyłów dla wszystkich jednostek wysokiego spalania, o mocy powyżej 50 MW. Równie ostre wymogi dotyczą jednostek małych i średnich od 1 do 50 MW - to z kolei wymóg dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP).

Kolejnym, dużym zagrożeniem dla inwestycji w rozwój branży ciepłowniczej są unijne i krajowe regulacje, które pozbawiają tzw. nieefektywne³² systemy ciepłownicze możliwości pozyskania wsparcia ze środków publicznych. Obecnie w całym systemie ciepłowniczym w Polsce, praktycznie tylko 20 proc. systemów, są to systemy efektywne, czyli takie, które są przyjazne dla środowiska i rzeczywiście mogą przyczynić się do walki ze smogiem i które spowodują, że lepiej będzie można wykorzystać paliwo lokalne.

W nadchodzącej dekadzie powinny zostać przeprowadzone głębokie modernizacje systemów ciepłowniczych, które w wielu szczególnie mniejszych miastach zminimalizują ryzyko utraty dotychczasowych źródeł zaopatrzenia w ciepło i pogorszenie jakości powietrza oraz pozbawią możliwości doprowadzenia niektórych przedsiębiorstw do likwidacji, z powodu braku wystarczających, własnych środków finansowych na inwestycje. Pewnym zagrożeniem i ryzykiem dla inwestycji w branżę ciepłowniczej, jest też obecny model regulacji, który powinien być bardziej elastyczny i dawać przedsiębiorcy możliwość uzyskania godziwego zwrotu na kapitale, żeby ten mógł pozyskać środki na inwestycje niezbędne do sprostania wymogom emisyjnym. Aktualnie przedsiębiorstwa ciepłownicze mają ograniczone możliwości pozyskania przychodów, które pozwoliłyby im na odtworzenie majątku wytwórczego (nie mówiąc już o całkowitej zmianie technologii wytwarzania) i rozwoju sieci. Koniecznym działaniem jest zrewidowanie obecnej polityki taryfowej, aby w większym stopniu przyczyniała się do rozwoju sektora i zapewniała zagwarantowanie więcej środków na rozwój systemu, w celu zapewnienia świadczenia lepszej jakości usług.

Kolejnym ważnym czynnikiem ryzyka mającym wpływ na rozwój sektora ciepłownictwa są trudności w zakresie rozbudowy sieci. Ciepłownictwo podobnie jak wiele innych biznesów sieciowych, napotyka na poważne trudności w wynikające z niewłaściwego stosowania przepisów planowania przestrzennego (brak dokumentów planistycznych lub ich niewłaściwe opracowanie) lub komplikacji własnościowych, co skutkuje problemem z dostępem do gruntu. Wytyczenie i wybudowanie nowych sieci ciepłowniczych wraz z formalnym uzyskaniem zgód właścicieli działek, jest bardzo czasochłonne i kosztowne. Jest to dodatkowa bariera dla rozwoju ciepłownictwa, która może zawęzić obszar ich działalności do tych części miast, które już obecnie są wyposażone w sieci ciepłownicze.

W wielu też przypadkach ciepło z sieci miejskiej nie będzie atrakcyjną opcją dla deweloperów. Wynika to z przepisów dyrektywy 2024/1275 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, która w przypadku ciepła sieciowego z węgla, nakłada na inwestora obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku (czyli zmniejszenia jego energochłonności, lub dodania odnawialnego źródła energii). W związku z tym kluczowe staje się uzyskanie i utrzymanie przez systemy ciepłownicze statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, w tym zapewnienie odpowiedniego udziału energii z OZE, co umożliwi przyłączanie nowych budynków do sieci.

Ryzyko rynkowe

Kolejnym problemem sektora jest spadek zapotrzebowania na ciepło, wskutek prowadzonej termomodernizacji budynków, przyłączonych obecnie do sieci. Nowe obiekty budowane są często poza siecią, ponieważ dla inwestorów bardziej opłacalne staje się zaopatrzenie w ciepło z indywidualnych źródeł. Wzrasta też ryzyko upadku innych przedsiębiorstw, z powodu spadającego zapotrzebowania i ponoszenia koniecznych nakładów na ograniczenie emisji. Nowe inwestycje proekologiczne przekładają się bowiem na wyższe ceny jednostkowe sprzedanego ciepła, co z kolei jeszcze zmniejsza popyt na usługi ciepłownicze i nakręca kolejną, spiralę podwyżek cen.

System wsparcia dla kogeneracji, który wszedł w życie w 2019 r. może stworzyć stabilne warunki funkcjonowania inwestycji kogeneracyjnych oraz może być widocznym impulsem do budowy nowych jednostek kogeneracyjnych, zwłaszcza tam, gdzie w tej chwili znajdują się ciepłownie. Obecna nienajlepsza kondycja sektora ciepłowniczego ogranicza jednak możliwość przekształcenia części kotłów ciepłowniczych w kogenerację. Potencjał jest jednak znaczący.

Z punktu widzenia wsparcia kogeneracji, bardzo poważnym ryzykiem dla inwestorów, będzie właściwy, optymalny wybór paliwa, dokonany w wyniku oszacowanych i obarczonych zwykle dużym marginesem błędu, prognoz ścieżek wzrostu cen poszczególnych paliw, jak i cen pozwoleń na emisję CO₂. Parametry te są bowiem bardzo istotne dla całej ekonomiki realizowanych przedsięwzięć.

Działanie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) ogranicza inwestycje w technologie nisko- i bezemisyjne, poprzez pozbawienie przedsiębiorstw środków na wkład własny w finansowanie inwestycji, gdyż w pierwszej kolejności (sankcje karne) muszą je przeznaczyć na rozliczenie emisji poprzez zakup i umorzenie uprawnień do emisji w systemie ETS.

6.5.2.3. Sektor gazowy – ryzyka sektorowe

Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce determinowany był przede wszystkim koniecznością zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz rozwojem połączeń transgranicznych zapewniających integrację europejskich rynków. Historyczne uwarunkowania spowodowały, że KSP wymagał rozbudowy w sposób umożliwiający dywersyfikację od dostaw gazu rosyjskiego i całkowite odejście od uzależnienia od dostaw z jednego kierunku. Z tego powodu operator systemu przesyłowego w ostatnich latach zrealizował szereg inwestycji dywersyfikujących kierunki oraz źródła dostaw gazu ziemnego. Obecnie Polska jest całkowicie niezależna od dostaw gazu ziemnego z Rosji.

Kontynuowane są przez OSP (GAZ-SYSTEM S.A.) działania w zakresie realizacji projektów dywersyfikacyjnych. Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu została zakończona w 2024 r. W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku przystąpiono do realizacji dodatkowego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej wzmacniając bezpieczeństwo gazowe państwa i integrację z globalnymi rynkami gazowymi. Konsekwentnie rozbudowywana jest również krajowa sieć przesyłowa, umożliwiająca dostawy gazu ziemnego z dowolnego kierunku i udrażniająca przepływ w zidentyfikowanych tzw. „wąskich gardłach” w systemie przesyłowym. Likwidowane są dzięki temu kolejne bariery, które uniemożliwiały zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w krajowej gospodarce.

Ryzyko rynkowe

W sektorze gazowym, operator gazociągów przesyłowych reagując na sygnały z rynku o wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny prowadzi szereg inwestycji infrastrukturalnych. Trudności, które napotyka OSP są charakterystyczne dla całego sektora budowlanego i dotyczą ograniczonego potencjału, zarówno wykonawczego, jak i projektowego. Dostrzega się wzrost cen usług wykonawstwa, co jest spowodowane ograniczonymi zasobami na rynku. Ponadto w niektórych przetargach ceny ofert przekraczają szacunkową wartość budżetu zamawiającego. Duże przetargi na kompleksową realizację budowy gazociągów mogą wiązać się z zawyżonymi ofertami oraz ryzykiem niedotrzymania terminu ukończenia inwestycji przez wykonawcę.

Największym wyzwaniem dla wykonawcy jest zgromadzenie niezbędnych zasobów i materiałów w początkowym okresie umowy. Kolejnym jest różnorodność branżowa prac przygotowawczych, które obejmują działania w kilku obszarach, wykraczających poza właściwe roboty gazownicze. Często wykonawcy nie realizują ich siłami własnymi. Komplikuje to proces wykonawczy, ze względu na konieczność pozyskania specjalistycznego wyposażenia i wykwalifikowanej kadry albo udziału podwykonawców. Problemy, z jakimi boryka się branża budowlana dotyczą głównie ograniczonego potencjału wykonawczego oraz projektowego.

6.5.2.4. Sektor paliw ciekłych – ryzyka sektorowe

Ze względu na ograniczenia w dostępie do krajowych zasobów ropy naftowej, z punktu widzenia Polski kluczowe jest działanie w kierunku dywersyfikacji dostaw oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych. Dalsza dywersyfikacja importu ropy naftowej wymaga przede wszystkim rozwiniętej i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej, tak by ograniczyć bariery w dostawach i zapewnić możliwość zwiększenia importu surowca drogą morską. Aby zapewnić techniczne możliwości zróżnicowania źródeł dostaw ropy do krajowych rafinerii, konieczne są również inwestycje zwiększające naziemną infrastrukturę magazynową.

Ryzyko rynkowe

Rynek paliw w Polsce zaopatrywany jest z dwóch źródeł: producenci krajowi (PKN Orlen S.A.) oraz importerzy. Do głównych rodzajów ryzyk rynkowych, na które narażony jest sektor paliw ciekłych w ramach prowadzonej działalności, należy ryzyko towarowe – związane ze zmianami: marż rafineryjnych i petrochemicznych realizowanych na sprzedaży produktów, poziomu dyferencjału brent/ural, cen ropy naftowej i produktów oraz cen uprawnień do emisji GHG.

Ogólna sytuacja gospodarcza wywiera istotny wpływ na poziom konsumpcji paliw i tym samym determinuje poziom sprzedaży, cen produktów sektora paliw ciekłych oraz jego sytuację finansową i w konsekwencji zdolność do dalszego rozwoju. Rynek paliw jest narażony również na ryzyko wynikające z działalności tzw. „szarej strefy”, związanej przede wszystkim z wprowadzeniem na rynek paliwa z pominięciem obowiązków zapłaty podatków. Firmy z sektora paliw ciekłych są narażone na zakłócenia przerobu ropy spowodowane niedostępnością usług logistycznych za pośrednictwem rurociągu oraz niestabilną sytuacją w państwach wydobywających ropę naftową. Istotne znaczenie może mieć również zmiana parametrów dostarczanej ropy i związane z nimi niższe uzyski produktów białych, a także prowadzone postoje remontowe instalacji produkcyjnych. Rozbudowa np. istniejących i budowa nowych rafinerii w Rosji, może skutkować zmniejszeniem wolumenów rosyjskiej ropy naftowej kierowanej na eksport i w konsekwencji zmniejszeniem dostępności tego surowca dla odbiorców europejskich, w tym do firm polskich.

W sektorze paliw ciekłych głównym rodzajem działalności jest segment *downstream*, czyli przerób ropy naftowej na produkty ropopochodne, w tym paliwa oraz sprzedaż tych produktów odbiorcom. Segment *upstream* to sektor wydobywczy, który obejmuje poszukiwanie potencjalnych podziemnych lub podwodnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, wiercenie odwiertów poszukiwawczych i eksploatację odwiertów, które pozwalają na odzyskanie i wyniesienie na powierzchnię ropy naftowej lub gazu ziemnego. Projekty wydobywcze są obciążone szeregiem ryzyk geologicznych i operacyjnych, które mogą uniemożliwić realizację oczekiwanych zysków. Realizacja tych projektów może się opóźnić lub może się nie powieść wcale, przede wszystkim z powodu wysokiego ryzyka poszukiwawczego tego typu działalności, przekroczenia kosztów, niższych niż zakładane cen ropy i gazu ziemnego, wyższych niż zakładano obciążeń fiskalnych, niekorzystnych zmian w regulacjach sektorowych, niedoborów sprzętu oraz wykwalifikowanej kadry pracowników, trudnych warunków atmosferycznych czy trudności w znalezieniu partnerów do współdzielenia ryzyka i kosztów związanych z prowadzeniem projektów. Projekty te mogą również często wymagać korzystania z nowych, zaawansowanych technologii, które są kosztowne w opracowaniu, nabyciu i realizacji i mogą nie funkcjonować zgodnie z oczekiwaniami.

Trzeba także zauważyć, że ryzykiem dla sektora jest konieczność udziału w realizacji celu zwiększania udziału OZE w transporcie. Podmioty napotykają trudności technologiczne w blendowaniu estrów metylowych i bioetanolu oraz spełnianiu wymogów dotyczących rodzajów biokomponentów do zaliczenia celu. Ponoszone koszty mogą mieć także wpływ na konkurencyjność tych podmiotów.

7. Wpływ planowanych polityk i działań na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną

7.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i w innych państwach członkowskich w regionie

7.1.1. Systemy elektroenergetyczne

Efektywne wykorzystanie połączeń transgranicznych w Europie jest kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego. W tym celu Polska będzie kontynuować aktywną współpracę z państwami UE, w szczególności z państwami sąsiednimi.

Inwestycje w polskim systemie elektroenergetycznym w ostatniej dekadzie, jak i te planowane, mają szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego państw bałtyckich oraz Ukrainy, jak również dla integracji rynkowej w UE. Budowa połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Polską i Litwą zakończona w 2015 r. była jedną z ważniejszych inwestycji, zrealizowanych w ostatnich latach przez PSE SA. Linia dwutorowa 400 kV połączyła stacje Ełk Bis i Alytus (Litwa), która umożliwiła w okresie 2015-2025 z wykorzystaniem wstawki prądu stałego, wymianę transgraniczną o mocy do 500 MW. Linia „LitPol Link” jest obecnie jedynym połączeniem synchronicznym pomiędzy państwami bałtyckimi oraz systemem Europy kontynentalnej. W dniu 9 lutego 2025 r. przeprowadzono synchronizację systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej za pomocą linii Ełk – Alytus, po uprzednim odłączeniu wszystkich linii łączących te systemy z systemem UPS/IPS obejmującym Rosję i Białoruś. Obecnie (listopad 2025 r.) realizowana jest budowa drugiego połączenia Polska-Litwa, Harmony Link, jako dwutorowa linia kablowa prądu przemiennego o napięciu znamionowym 220 kV (Ełk Bis – Giżai). Planowany termin zakończenia prac to grudzień 2030 r.

W perspektywie najbliższej dekady PSE S.A. planują rozbudowę całej sieci wewnętrznej, w szczególności na wschodzie i północy kraju, służącą przyłączeniu źródeł energii zlokalizowanych na północy kraju i integrację systemów państw bałtyckich oraz na zachodzie w celu zwiększenia możliwości handlowych w ramach regionu Core (CCR Core, obejmującego m.in. Niemcy, Czechy, Słowację i Polskę). Podstawową korzyścią z rozbudowy sieci wewnętrznej jest wyprowadzenie mocy z krajowych źródeł wytwórczych, w tym OZE i planowanych na północy kraju oraz wzrost pewności dostaw energii do odbiorców.

Wspólna zasada wyznaczania zdolności przesyłowych

Wprowadzony w europejskim rynku energii podział na obszary rynkowe CCR (ang. *Capacity Calculation Region*), ma na celu zapewnić optymalizację alokacji zdolności przesyłowych i ustrukturyzować współpracę międzyoperatorską. W poszczególnych regionach CCR operatorzy sieci przesyłowych wspólnie w sposób skoordynowany wyznaczają zdolności przesyłowe na granicach obszarów rynkowych. Granice polskiego obszaru rynkowego przypisane są do trzech CCR (Hansa, -połączenie ze Szwecją, Core-połączenia z Czechami Słowacją i Niemcami i oraz ORE, Baltic- połączenie z Litwą).

W obrębie obszaru Core w 2023 r. wprowadzono metodykę alokacji zdolności opartą na przepływach FBA (ang. *flow-based allocation*) jako metody wyznaczania zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego. Metoda kalkulacji i wyznaczania zdolności przesyłowych oparta o przepływy fizyczne FBA, znacząco zwiększyła wolumen przepływów transgranicznych na granicach Polski w obszarze regionie Core.

Wskaźnik poziomu przepustowości wyliczany jako iloraz udostępnianych zdolności przesyłowych i mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych w danym państwie członkowskim, o którym szerzej napisano w cz. 4.5.1 ze względu na to, że nie uwzględnia uwarunkowań strukturalnych występujących w połączonych systemach elektroenergetycznych, może prowadzić do błędnych wniosków co do potrzeb budowy nowych połączeń transgranicznych. W Polsce szacuje się skokowy wzrost mocy zainstalowanej w jednostkach OZE, zarówno wiatrowych offshore jak i fotowoltaicznych, co sprawia, że pomimo znacznego wysiłku inwestycyjnego dotyczącego zwiększenia zdolności transgranicznych, wskaźniki te pozostają na niskim poziomie.

Należy dodać, że oprócz wskaźnika przepustowości (ang. *interconnectivity*) opisanego powyżej, wprowadzono rozporządzeniem UE w sprawie zarządzania unią energetyczną (rozporządzenie 2018/1999/UE, Aneks I, Część 1, Sekcja A, pkt. 2.4.1) zestaw uzupełniających wskaźników służących jako przesłanka do uruchomienia przez państwo członkowskie pilnych działań w zakresie zapewnienia niezbędnej infrastruktury pomagającej osiągnąć cel „interconnectivity” na 2030 r. Te wskaźniki zostały sformułowane w następujący sposób:

- 1) różnica w cenie na rynku hurtowym przekraczająca orientacyjny próg 2 EUR/MWh między państwami członkowskimi, regionami lub obszarami rynkowymi;
- 2) nominalna zdolność przesyłowa połączeń międzysystemowych poniżej 30 % maksymalnego zapotrzebowania na moc;
- 3) nominalna zdolność przesyłowa połączeń międzysystemowych poniżej 30 % mocy zainstalowanej ze źródeł odnawialnych.

Polska monitoruje wartości tych wskaźników. Ich precyzyjne określenie w perspektywie 2040 r. jest mało realne, dlatego analizy ich wartości dokonywane są sukcesywnie.

7.1.2. Systemy gazowe

W Polsce zrealizowano szereg inwestycji, które pozwoliły na realną dywersyfikację dostaw gazu ziemnego. Zrealizowano budowę gazociągu Baltic Pipe, połączenia ze Słowacją i Litwą, zwiększono także przepustowość terminalu LNG w Świnoujściu. Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji: Trójmorza (której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego) oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – korytarza gazowego północ-południe dla państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz Planu integracji energetycznej państw bałtyckich (BEMIP). Realizowany jest także plan budowy drugiego terminala LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Dodatkowo, rozbudowa połączeń transgranicznych gazu ziemnego pozwoliła uczestnikom rynków gazu na zwiększone komercyjne wykorzystywanie pojemności magazynów gazu ziemnego w regionie.

Rozbudowa transgranicznych połączeń gazowych zrealizowana została we wspólnym interesie wszystkich krajów w regionie zwiększając dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego na potrzeby gospodarek regionu Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Działania takie pozwalają na podniesienie bezpieczeństwa energetycznego w regionie oraz stabilizowanie cen nośników energii.

7.1.3. Energetyka jądrowa

Ze względu na konieczność zastąpienia starzejących się mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym od 2030 roku, a także wzrost zapotrzebowania na energię niezbędne jest inwestowanie w nowe źródła. Z budowy bloków elektrowni jądrowych w Polsce płyną przede korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji oraz ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Ponadto wpłynę na rozwój rynku energii, zarówno dla Polski, jak i krajów sąsiadujących. Elektrownie jądrowe zapewniają przewidywalność i stabilność pracy. Podniesienie

potencjału wytwórczego w Polsce wpłynie na możliwości eksportowe energii do krajów sąsiadujących, połączonych systemami elektroenergetycznymi z Polską, a także budowę wewnętrznego regionalnego rynku energii.

7.1.4. Rynek mocy

Rynek mocy stanowić ma impuls inwestycyjny dla zapewnienia stabilności dostaw energii elektrycznej. Rozbudowa aktualnego stanu mocy wytwórczych, w sytuacji znaczących wycofań obecnie funkcjonujących jednostek systemu, ma kluczowe znaczenie dla pewności dostaw oraz pokrycia wzrostu popytu. Zakłócenia działania systemu elektroenergetycznego w Polsce mogłyby mieć konsekwencje również dla krajów sąsiadujących, połączonych z KSE przez połączenia wzajemne. Mechanizm rynku mocy ma za zadanie zapobiec takim zakłóceniom, zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Polsce i tym samym wspierać bezpieczeństwo dostaw w regionie. W wyniku przeprowadzenia kolejnych aukcji na rynku mocy wzrosła zdolność rezerwowa, dzięki której okresy niedoboru mocy w ciągu roku ulegną zmniejszeniu, w efekcie czego, zmaleje ryzyko niedoboru podaży energii elektrycznej. Utrzymanie bezpiecznego, wymaganego poziomu mocy w systemie przyczyni się do budowy stabilnego europejskiego rynku energii.

Realizowane na terenie połączonych europejskich rynków energii dostawy energii elektrycznej z założenia wspierają budowę unii energetycznej. Wykorzystywanie potencjału produkcyjnego stawianych do dyspozycji jednostek państw sąsiednich oraz handel transgraniczny mogą nieść korzyści dla wszystkich zainteresowanych krajów, takie jak zwiększona konkurencyjność technologiczna, a w rezultacie obniżenie kosztów produkcji.

Polska zapewniła otwartość mechanizmu dla wszelkiego rodzaju dostawców zdolności wytwórczych – w tym także dla zagranicznych, a także regularność przeprowadzania i konkurencyjność aukcji. Ponadto, w procesie notyfikacji Polska zobowiązała się do wdrożenia reform dotyczących funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Mechanizm rynku mocy został zatwierdzony przez Komisję Europejską, co jednoznacznie wskazuje, iż nie zagraża on integracji rynków energii Polski z krajami sąsiadującymi. Przyczynia się on do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii, zapewniając równocześnie ochronę konkurencji jednolitego rynku, a także nie utrudnia transgranicznych przepływów energii elektrycznej w UE.

7.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii

7.2.1. Ceny energii

Podjęte i zrealizowane w zakresie systemów gazowych działania zmieniły strukturę dostaw na rynku gazu. Zwiększona dostępność źródeł i kierunków dostaw w regionie prowadzi do wzrostu konkurencyjności i stabilności cen paliwa gazowego. Ciężar inwestycyjny, jaki poniesiony został przez operatorów przesyłowych gazu w Polsce i krajach sąsiadujących, był częściowo zmniejszony przez wsparcie z funduszy europejskich, a w szczególności przez fundusze przyznane w ramach wsparcia dla projektów będących projektami wspólnego zainteresowania PCI. Wsparcie to pozwoliło na częściową mitygację kosztów.

Obecnie ceny gazu ziemnego dla odbiorców nieprzemysłowych, w regionie nie są znacząco zróżnicowane. Dostawy LNG oraz gazu z szelfu norweskiego ograniczają zakres rozbieżności cen hurtowych paliwa gazowego w regionie.

W odniesieniu do energii elektrycznej należy wskazać, że niezwykle trudno jest ocenić wpływ prognozowanych polityk i środków wprowadzonych w Polsce na wysokość cen energii elektrycznej państw sąsiadujących oraz państw w regionie. Wdrażanie prawa UE w zakresie rynku energii elektrycznej, a także działania mające na celu dekarbonizację sektora elektroenergetycznego powinny skutkować większym zbliżeniem się cen energii elektrycznej w regionie (tj. konwergencją cen).

7.2.2. Integracja rynku energii

W rozporządzeniu KE 2017/2195 (wytyczne dotyczące bilansowania) zawarto szereg zaleceń dotyczących bilansowania energii elektrycznej w tworzonej połączonym systemie europejskim. Współpraca w takim wymiarze pozwoli obniżyć koszty bilansowania oraz zwiększy bezpieczeństwo KSE.

W obecnym momencie rozwijane są platformy wymiany usług bilansowania wg modelu OSP-OSP. W tym rozwiązaniu dostawca usług jest zobowiązany dostarczyć usługi na rzecz swojego OSP, który następnie może świadczyć wobec innego, wnioskującego OSP. W ramach rozporządzenia wdrażane są obecnie następujące projekty:

- PICASSO (ang. *The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) to platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (wtórna automatyczna) aFRR. Projekt prowadzony jest przez OSP, którzy przystąpili do inicjatywy jego budowania. PICASSO jest projektowany i wdrażany jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do aktywacji regulacji wtórnej automatycznej biorąc pod uwagę aspekty ekonomiczne, prowadzące do optymalizacji kosztów wykorzystania usługi.
- MARI (ang. *Manual Activated Reserve Initiative*) jest platformą wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (wtórna ręczna) mFRR. Projekt prowadzony jest przez OSP, którzy przystąpili do inicjatywy jego budowania. MARI jest projektowany i wdrażany jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do wymiany energii bilansującej pomiędzy obszarami regulacyjnymi. Energia pochodzi z jednostek zakontraktowanych jako świadczące usługę rezerwy wtórnej aktywowanej ręcznie.
- TERRE (ang. *Trans European Replacement Reserves Exchange*) czyli platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych RR. W projekcie biorą udział poszczególni OSP, którzy dołączyli do inicjatywy jego budowania. TERRE projektowany i wdrażany jest jako inicjatywa wspólnej, europejskiej platformy do wymiany energii bilansującej pomiędzy obszarami regulacyjnymi. Energia pochodzi z jednostek zakontraktowanych jako świadczące usługę rezerwy trójej.
- IGCC (ang. *International Grid Control Cooperation*) to projekt dotyczący wprowadzenia procesu kompensacji niezbilansowania pomiędzy OSP dwóch lub więcej obszarów LFC (obszar regulacyjny mocy i częstotliwości). Działania prowadzone są w obrębie jednego lub kilku obszarów połączonych synchronicznie, aby zapobiegać aktywacji energii bilansującej z rezerwy wtórnej (odbudowy) częstotliwości w przeciwnych kierunkach oraz korekty kontrolerów w obszarach LFC konkretnych OSP.

7.3. Wpływ na współpracę regionalną

Porozumienie paryskie

Od 2020 roku kraje rozwinięte zobowiązały się do przekazywania krajom rozwijającym się 100 mld USD rocznie na inwestycje emisjami w przeciwdziałanie zmianom klimatu i dostosowanie (adaptację) do nich. Choć Polska na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu nie ma obowiązku przekazywania środków państwom rozwijającym się, to zadeklarowała swój wkład

w wysokości 8 mln USD. Polska aktywnie współpracuje z wszystkimi państwami, które ratyfikowały porozumienie, realizując działania zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych, z jednoczesnym poszanowaniem swojej specyfiki społeczno-gospodarczej. Bierze także czynny udział w organizacji kolejnych szczytów klimatycznych (Poznań 2008, Warszawa 2013, Katowice 2018), których celem jest osiągnięcie postępu w tworzeniu zasad i obowiązków wdrażania Porozumienia.

Transfer statystyczny

W ramach współpracy na szczeblu międzynarodowym pomiędzy Polską a krajami UE (oraz Konfederacji Szwajcarskiej i członków EFTA) dozwolone jest przekazanie w danym roku określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE. Porozumienie odbywa się za pomocą tzw. transferu statystycznego, który jest tworzony na podstawie umowy międzynarodowej lub umowy cywilnoprawnej. Kraje mogą skorzystać z transferu w przypadku nieosiągnięcia krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu brutto. Zakłada się, że Polska do 2030 r. będzie realizowała wytyczne cele w oparciu o własne zasoby, z uwzględnieniem wymaganych poziomów współpracy z innymi państwami. Jednocześnie nie przewiduje się uzyskania nadwyżki produkcji energii ze źródeł odnawialnych, którą Polska mogłaby przekazać do innych państw członkowskich w celu realizacji ich wkładu krajowego.

SET PLAN

Polska obecnie aktywnie uczestniczy w dwóch zespołach Tymczasowych Grup Roboczych TWG (ang. *Temporary Working Groups*) w ramach SET (ang. *Strategic Energy Technology*) Plan. Są to TWG Action 6 'Energy efficiency in industry' oraz TWG Action 10 'Nuclear'. Czynny udział w pracach pozostałych TWG jest uzależniony od określenia priorytetów energetycznych Polski, które będą zgodne z priorytetami SET-Planu. Oznacza to, że obszary priorytetowe Polski w SET-Plan zostaną wyłonione w oparciu o politykę energetyczną państwa i na jej podstawie będą realizowane w późniejszym terminie. Po określeniu tych obszarów wyznaczeni zostaną krajowi przedstawiciele do wybranych TWG (MNISW będzie mogło wystąpić do NCBiR o zaangażowanie tej agencji i wyznaczenie ekspertów do TWG).

Baltic Energy Market Interconnection Plan

Polska aktywnie uczestniczy we współpracy na poziomie europejskim w ramach BEMIP (ang. *Baltic Energy Market Interconnection Plan*). W odpowiedzi na aktualne wyzwania międzynarodowe 12 maja 2025 r. członkowie BEMIP podpisali zaktualizowane memorandum wyznaczające ramy współpracy grupy. Zaktualizowane memorandum skupia się na bezpieczeństwie energetycznym, dekarbonizacji i uwolnieniu potencjału energii odnawialnej w basenie Morza Bałtyckiego. Nowy dokument rozszerza zakres działań BEMIP, obejmując m.in. dekarbonizację sieci gazowych (w tym rozwój infrastruktury dla wodoru i biometanu), rozwój morskiej energetyki wiatrowej, ochronę infrastruktury krytycznej (również w kontekście cyberbezpieczeństwa), a także współpracę w obszarze technologii wychwytywania i składowania/wykorzystania CO₂ (CCS/CCU). W celu realizacji strategicznych założeń planu, realizowana będzie ciągła komunikacja pomiędzy uczestnikami tej inicjatywy. Spodziewanym efektem będzie zacieśnianie współpracy regionalnej w zakresie energetyki oraz swobodny handel surowcami energetycznymi i energią elektryczną.

Energetyka jądrowa

Organem administracji rządowej powołanym do zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej kraju jest Państwowa Agencja Atomistyki (PAA). Organ ten bierze udział w tworzeniu międzynarodowych standardów i aktów prawnych poprzez wymianę informacji na temat bezpieczeństwa jądrowego z krajami sąsiednimi. Ze względu na eksploatację elektrowni jądrowych w bliskim sąsiedztwie granic Polski, a także planowaną inwestycją w Polsce, kluczowa jest współpraca z dozorami jądrowymi krajów sąsiadujących, realizowana na podstawie międzyrządowych umów dotyczących wczesnego powiadamiania o awarii jądrowej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Państwowa Agencja Atomistyki zawarła umowy ze wszystkimi krajami graniczącymi z Polską, a także z Austrią, Danią i Norwegią.

Dodatkowo, Państwowa Agencja Atomistyki współpracuje na arenie międzynarodowej w zakresie zwiększania kompetencji i wdrażania dobrych praktyk poprzez wymianę wiedzy i doświadczeń z zagranicznymi partnerami podczas udziału w pracach organizacji i stowarzyszeń międzynarodowych. Polska jest aktywnym członkiem wspólnot, grup, towarzystw, takich jak: Europejska Wspólnota Energii Atomowej (Euratom), Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA), Agencja Energii Jądrowej Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (NEA OECD), Grupa Szefów Europejskich Urzędów Dozoru Radiologicznego (HERCA), Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych (WENRA) Rada Państw Morza Bałtyckiego (RPMB), Europejskie Stowarzyszenie Regulatorów Ochrony Fizycznej (ENSRA), Europejskie Towarzystwo Badań i Rozwoju Zabezpieczeń Materiałów Jądrowych (ESARDA). Polska deklaruje dalszą chęć uczestnictwa i działalności w ww. grupach w ramach współpracy międzynarodowej oraz regionalnej.

Otwarta współpraca międzynarodowa w podnoszeniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych ze względu na globalne skutki jakie mogłaby wywołać awaria jądrowa pozwala na czerpanie wiedzy i doświadczeń od innych państw oraz przejmowanie dobrych praktyk. Polska uważa, że międzynarodowa współpraca i proces uczenia się zapewniają możliwość szybkiego i skutecznego wdrożenia najlepszych rozwiązań w elektrowniach jądrowych. Planowane jest dalsze rozwijanie współpracy z partnerami, którzy posiadają bogate doświadczenie w nadzorze nad dużymi obiektami jądrowymi oraz nieustanny rozwój zaplecza naukowo-badawczego energetyki jądrowej.

W ramach instytucji Unii Europejskiej Polska bierze udział w pracach Grupy Roboczej Rady UE ds. Jądrowych, na której diskutowane są dokumenty legislacyjne i pozalegisłacyjne wz. Wspólnoty Euratom. Polska uczestniczy w koalicji państw pro – jądrowych i występuje ze stanowiskami wspierającymi rozwój energetyki jądrowej w UE, warunki inwestycyjne w sektorze oraz zwiększenie środków na badania i rozwój jądrowy. Monitorowane są również i w razie potrzeby podejmowane interwencje w ramach prac pozostałych grup roboczych RUE w sprawach istotnych dla rozwoju energetyki jądrowej, np. ds. środowiskowych. Polska jest także członkiem grup roboczych dedykowanych Zadaniu 10 SET-Planu, który stanowi filar technologiczny europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej, dbając o widoczność i dostęp do finansowania dla polskich projektów badawczych w zakresie nowych technologii (HTR), bezpieczeństwa jądrowego i gospodarki odpadami promieniotwórczymi.

Grupa Wyszehradzka (V4)

W obszarze energetycznym Polska uczestniczy również we współpracy w ramach grupy Wyszehradzkiej. W ramach gazowego projektu korytarza północ-południe, zrealizowano gazowe połączenia międzysystemowe: Polska – Słowacja oraz Słowacja – Węgry. Wszystkie cztery kraje grupy zajmują solidarne stanowisko w związku z wykorzystaniem energii jądrowej i współpracują w obszarze elektroenergetyki. Działania te sprzyjają budowaniu bezpieczeństwa energetycznego i niezależności państw V4. Spójne zdefiniowanie celów oraz ich solidarna realizacja sprzyjają tworzeniu integracji Unii Europejskiej i harmonizacji jej poziomu rozwoju.

8. Wkład planowanych polityk i działań na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej

Polityki i działania wskazane w aKPEiK będą stanowić istotny wkład w dalsze ograniczanie emisji GHG, w tym do 2040 r. Porównując wyniki dla scenariuszy emisji WEM i WAM można stwierdzić, że dodatkowe, planowane obecnie działania przyczynią się do dalszego ograniczania emisji GHG w kontekście 2030 r., 2040 r. Szacuje się, że scenariusz WAM pozwoli osiągnąć redukcję emisji na poziomie -45,7 % w 2030 r., -68,9 % w 2040 r. w porównaniu do poziomu w 1990 r. (bez sektora LULUCF). W porównaniu do scenariusza WEM, emisje całkowite GHG (bez sektora LULUCF) w sc. WAM będą niższe o 24,3 mln t w 2030 r., 46,2 mln t w 2040 r.

Biorąc pod uwagę udział emisji z poszczególnych sektorów w emisjach całkowitych GHG, najistotniejsze znaczenie w dalszym obniżaniu emisji GHG w polskiej gospodarce będzie miał sektor wytwarzania energii i sektor transportu, których udziały w całkowitych emisjach GHG są największe. W dążeniu do neutralności klimatycznej, nie bez znaczenia będzie także możliwy do osiągnięcia poziom pochłaniania przez sektor LULUCF, który wg scenariusza WAM może wynieść odpowiednio -46,5 mln t w 2030 r., -35,3 mln t w 2040 r.

Ścieżkę i wkład Polski w osiągnięcie celu neutralności klimatycznej UE będzie bardziej szczegółowo definiować strategia długoterminowa do 2050 r., nad którą trwają prace.

Poniższe tabele zestawiają dane dot. prognozowanych redukcji emisji GHG do 2040 r. wg scenariuszy prognoz emisji opracowanych na potrzeby aKPEiK.

Tabela 8.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM

	Dodatkowe redukcje emisji w sc. WAM względem sc. WEM [mln t CO ₂ eq]	
	2030	2040
Energia (bez transportu)	-19,6	-34,1
Transport	-0,2	-1
Procesy przemysłowe	-3,4	-9,2
Rolnictwo	-1,1	-1,9
Emisje całk. GHG z LULUCF	-42	-61,9
Emisje całk. GHG bez LULUCF	-24,3	-46,2

Źródło: KOBIZE

Tabela 8.2 Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.

	2030		2040	
	WEM	WAM	WEM	WAM
Redukcja emisji GHG z LULUCF	-43,30%	-52,70%	-60,90%	-74,80%
Redukcja emisji GHG bez LULUCF	-40,60%	-45,70%	-59,10%	-68,90%

Źródło: KOBIZE

Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych – dyrektywa 94/62/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 20 grudnia 1994 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, [link](#), częściowo straci moc z dniem 12 sierpnia 2026 r. w związku z obowiązywaniem rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/40 z dnia 19 grudnia 2024 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, zmiany rozporządzenia (UE) 2019/1020 i dyrektywy (UE) 2019/904 oraz uchylecia dyrektywy 94/62/WE, [link](#)

dyrektywa 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów – dyrektywa 1999/31/WE Rady z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie składowania odpadów, [link](#)

dyrektywa 2000/53/WE w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji – dyrektywa 2000/53/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 września 2000 r. w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji, [link](#)

ramowa dyrektywa wodna – dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej, [link](#)

dyrektywa 2004/107/WE w sprawie jakości powietrza – dyrektywa 2004/107/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie arsenu, kadmu, rtęci, niklu i wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych w otaczającym powietrzu, [link](#)

dyrektywa 2006/66/UE w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii – dyrektywa 2006/66/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii i akumulatorów oraz uchylająca dyrektywę 91/157/EWG, częściowo straci moc z dniem 18 sierpnia 2025 r. w związku z obowiązywaniem rozporządzenia 2023/1542 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 12 lipca 2023 r. w sprawie baterii i zużytych baterii, zmieniające dyrektywę 2008/98/WE i rozporządzenie (UE) 2019/1020 oraz uchylające dyrektywę 2006/66/WE, [link](#)

dyrektywa 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza – dyrektywa 2008/50/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy, [link](#)

dyrektywa odpadowa, RDW – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylającą niektóre dyrektywy, [link](#)

dyrektywa dotycząca ekoprojektu – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią, [link](#)

dyrektywa WEEE – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2012/19/UE z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego, [link](#)

dyrektywa NEC – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE, [link](#)

dyrektywa RED II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, [link](#)

dyrektywa SUP - dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/904 w sprawie zmniejszenia wpływu niektórych produktów z tworzyw sztucznych na środowisko, [link](#)

dyrektywa rynkowa – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE, [link](#)

dyrektywa CVD – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1161 z dnia 20 czerwca 2019 r. zmieniająca dyrektywę 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego, [link](#)

dyrektywa 2020/2184 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/2184 z dnia 16 grudnia 2020 r. w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi, [link](#)

dyrektywa 2023/958 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/958 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w odniesieniu do wkładu lotnictwa w unijny cel zmniejszenia emisji w całej gospodarce i odpowiedniego wdrożenia globalnego środka rynkowego, [link](#)

dyrektywa EU ETS – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, [link](#)

dyrektywa EED – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955, [link](#)

dyrektywa RED III – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652, [link](#)

dyrektywa budynkowa, EPBD – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, [link](#)

rozporządzenie dotyczące etykietowania – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1369 z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE, [link](#)

rozporządzenie LULUCF – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/841 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem do ram polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE, [link](#)

rozporządzenie governance – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013, [link](#)

rozporządzenie ALC – rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2019/1842 z dnia 31 października 2019 r. ustanawiające zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności, [link](#)

rozporządzenie FAR – rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, [link](#)

Europejskie prawo o klimacie – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999, [link](#)

rozporządzenie 2022/869 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 347/2013, [link](#)

rozporządzenie 2022/2299 - rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2022/2299 z dnia 15 listopada 2022 r. *ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 w odniesieniu do struktury, formatu, szczegółów technicznych i procedury dotyczących zintegrowanych krajowych sprawozdań z postępów*, [link](#)

rozporządzenie LULUCF II – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/839 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2018/841 w odniesieniu do zakresu stosowania, uproszczenia przepisów dotyczących sprawozdawczości i zgodności oraz określenia celów państw członkowskich na 2030 r., a także zmiany rozporządzenia (UE) 2018/1999 w odniesieniu do poprawy monitorowania, sprawozdawczości, śledzenia postępów i przeglądu, [link](#)

rozporządzenie ESR – wspólny wysiłek redukcyjny – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/857 z dnia 19 kwietnia 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/842 w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1999, [link](#)

rozporządzenie AFIR – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE, [link](#)

rozporządzenie w sprawie baterii i zużytych baterii – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1542 z dnia 12 lipca 2023 r. w sprawie baterii i zużytych baterii, zmieniające dyrektywę 2008/98/WE i rozporządzenie (UE) 2019/1020 oraz uchylające dyrektywę 2006/66/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG), [link](#)

rozporządzenie ReFuelEU Aviation – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2405 z dnia 18 października 2023 r. w sprawie zapewnienia równych warunków działania dla zrównoważonego transportu lotniczego, [link](#)

rozporządzenie FuelEU Maritime – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1805 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie stosowania paliw odnawialnych i niskoemisyjnych w transporcie morskim oraz zmiany dyrektywy 2009/16/WE, [link](#)

rozporządzenie dotyczące SFK – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060, [link](#)

rozporządzenie MRV – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/957 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków, [link](#)

rozporządzenie UE dotyczące surowców krytycznych – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1252 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmiany rozporządzeń (UE) nr 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 i (UE) 2019/1020, [link](#)

rozporządzenie TEN-T – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1679 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wytycznych Unii dotyczących rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T), [link](#)

rozporządzenie Net Zero Industry Act, NZIA – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie, [link](#)

rozporządzenie UE dotyczące emisji metanu – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942, [link](#)

rozporządzenie Nature Restoration Law, NRL – rozporządzenie (UE) 2024/1991 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 czerwca 2024 r. w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869, [link](#)

rozporządzenie ws. ram certyfikacji pochłaniania CO₂ – rozporządzenie (UE) 2024/3012 z dnia 27 listopada 2024 r. w sprawie ustanowienia unijnych ram certyfikacji trwałego pochłaniania dwutlenku węgla, technik węglochłonnych oraz składowania dwutlenku węgla w produktach, [link](#)

Europejski Zielony Ład – Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład” (COM(2019) 640 final), [link](#)

Wykaz skrótów

aKPEiK	- aktualizacja Krajowego planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK) do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.
BAT	- ang. <i>Best Available Technology</i> – najlepsza dostępna technologia
BECCS	- ang. <i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i> – technologia wykorzystania bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla
BREF	- ang. <i>Best Available Techniques Reference</i> – dokumenty referencyjne BAT
BŚ	- Bank Światowy
CAPEX	- ang. <i>capital expenditure</i> – nakłady inwestycyjne
CCS/CCUS	- ang. <i>Carbon Capture (Utilization) and Storage</i> – technologia wychwytu (wykorzystania) i składowania dwutlenku węgla
CO	- centralne ogrzewanie
COP	- ang. <i>Coefficient of Performance</i> – współczynnik efektywności pompy ciepła
CWU	- ciepła woda użytkowa
DSR	- ang. <i>Demand Side Response</i> – reakcja strony popytowej
EED	- ang. <i>Energy Efficiency Directive</i> – dyrektywa o efektywności energetycznej
ENPEP	- ang. <i>Energy and Power Evaluation Program</i> – pakiet programów do analiz rozwoju sektora energii
EUA	- ang. <i>European Union Allowance</i> – uprawnienia do emisji służące do rozliczania emisji w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji. 1 EUA = 1 t. ekw. CO ₂
EU ETS	- ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> – Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji
EUROSTAT	- Europejski Urząd Statystyczny
FBC	- ang. <i>fluidized bed combustion</i> – jednostki z kotłami fluidalnymi
GCV	- ang. <i>gross calorific value</i> – ciepło spalania paliwa
GHG	- ang. <i>greenhouse gases</i> – gazy cieplarniane
GTCC	- ang. <i>gas turbine combined cycle</i> – kombinowane układy gazowo-parowe
GUS	- Główny Urząd Statystyczny
HVO/COHVO	- ang. <i>hydrated vegetable oils/co-processing hydrated vegetable oils</i> – uwodornione oleje roślinne/współ-uwodornione oleje roślinne
IED	- ang. <i>Industrial Emissions Directive</i> – dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych
IGCC	- ang. <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> – zintegrowany układ zgazowania węgla
IRENA	- International Renewable Energy Agency
IPCC	- ang. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> – Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu
IRiESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	- jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KE	- Komisja Europejska
KOBiZE	- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	- Krajowy plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.
KPRB	- Krajowy Plan Renowacji Budynków
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LCP	- ang. <i>Large Combustion Plants</i> – dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw
LNG	- ang. <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
LPG	- ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i> – skroplony gaz petrochemiczny
LULUCF	- ang. <i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i> , użytkowanie gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwo.
MAE	- Międzynarodowa Agencja Energetyczna

MAED	- ang. <i>Model for Analysis of Energy Demand</i> – model do analizy zapotrzebowania na energię
ME	- minister właściwy ds. energii
MESSAGE	- ang. <i>Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts</i> – model alternatywnych strategii zaopatrzenia w energię i ich ogólne oddziaływanie na środowisko
MEW	- małe elektrownie wodne o mocy do 5 MW
MF	- minister właściwy ds. finansów publicznych
MSR	- ang. <i>Market Stability Reserve</i> - Mechanizm Rezerwy Stabilizacyjnej
nJWCD	- jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi
NBP	- Narodowy Bank Polski
NCV	- ang. <i>net calorific value</i> - wartość opałowa paliwa
NEC	- ang. <i>National Emission Ceilings</i> – dyrektywa 2016/2284 w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchYLENIA dyrektywy 2001/81/WE
NFR	- ang. <i>Nomenclature for Reporting</i> – format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości CLRTAP (ang. Convention on Long-range Transboundary Air Pollution)
NMLZO	- niemetanowe lotne związki organiczne
NREL	- National Renewable Energy Laboratory
OOL	- olej opałowy lekki
OPEX	- ang. <i>operating expenditures</i> - wydatki operacyjne
OSP	- operator systemu przesyłowego
OZE	- odnawialne źródła energii
PE	- Parlament Europejski
PEP	- Polityka energetyczna Polski
PGL LP	- Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe
PIG	- Państwowy Instytut Górniczy – Państwowy Instytut Badawczy
PKB	- Produkt Krajowy Brutto
PKB/Ma	- wskaźnik PKB na mieszkańca
pkm	- pasażerokilometry
PPEJ	- Program polskiej energetyki jądrowej
PPP	- ang. <i>Purchasing Power Parities</i> – parytet siły nabywczej
RE	- Rada Europejska
RES	- ang. <i>Renewable Energy Sources</i> – energia ze źródeł odnawialnych
RES-OS	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto (denominator wskaźnika w skali kraju – Overall Share)
RES-E	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze elektroenergetycznym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-H&C	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze ciepłowniczo-chłodniczym (denominator wskaźnika sektorowego)
RES-T	- udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w obszarze transportowym (denominator wskaźnika sektorowego)
RFNBO	- paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, w tym wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego „wodór RFNBO”, w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.) oraz rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki

	określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego (Dz.U. L 157 z 20.6.2023, str. 11)
SOR	- Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2030 r.
SMR	- ang. <i>Small Modular Reactor</i> – reaktor jądrowy o mocy do 300 MWe
STEAM-PL	- ang. <i>Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling</i> – model zapotrzebowania na paliwa i energię dla Polski
TG	- turbiny gazowe
tkm	- tonokilometry
WAM	- ang. <i>with additional measures</i> – scenariusz z dodatkowymi politykami i działaniami
WEM	- ang. <i>with existing measures</i> – scenariusz wdrożonych polityk i działań

Spis tabel

Tabela 1.1. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC).....	6
Tabela 1.2. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów, dla scenariusza WAM	7
Tabela 1.3. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, dla scenariusza WAM9	
Tabela 1.4. Prognozowane emisje CO ₂ , dla scenariusza WAM	10
Tabela 1.5. Prognozowane emisje N ₂ O, dla scenariusza WAM	11
Tabela 1.6. Prognozowane emisje CH ₄ , dla scenariusza WAM.....	12
Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariusza WAM	13
Tabela 1.8. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM	14
Tabela 1.9. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM...	15
Tabela 1.10. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM	16
Tabela 1.11. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM.....	17
Tabela 1.12. Projekcje emisji pyłu PM _{2.5} , według sektorów (kategorii NFR), dla scenariusza WAM	18
Tabela 1.13. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC, dla scenariusza WAM	19
Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów ...	19
Tabela 1.15. Prognozy zmiany emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw, scenariusz WAM vs. WEM	20
Tabela 1.16. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS, dla scenariuszy WEM i WAM.....	23
Tabela 1.17. Prognozy zmiany emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	23
Tabela 1.18. Prognozy zmiany emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	24
Tabela 1.19. Prognozy zmiany emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	25
Tabela 1.20. Prognozy zmiany emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	25
Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji PM _{2,5} , według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM	26
Tabela 1.22. Pojemność magazynów ciepła w Polsce w ciepłownictwie systemowym w latach 2020-2040	31
Tabela 1.23. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych.....	36
Tabela 1.24. Sektor elektroenergetyczny	36
Tabela 1.25. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa	37
Tabela 1.26. Sektor transportu – uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II.	38
Tabela 1.27. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....	39
Tabela 1.28. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]	40
Tabela 1.29 OZE w budynkach [ktoe]	40
Tabela 1.30. OZE w przemyśle [ktoe].....	40
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]	44
Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe].....	45
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]	46
Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w przemyśle w podziale na paliwa [ktoe]	47
Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024] .	48
Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej [toe/Ma]	48
Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2024]	48

Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej do wszystkich odbiorców [ktoe].....	49
Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]	50
Tabela 2.10. Zużycie paliw i energii w sektorze energii [ktoe]	50
Tabela 2.11 Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła....	51
Tabela 2.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]	52
Tabela 2.13. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ]	52
Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]	53
Tabela 2.15. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]	54
Tabela 2.16. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych [PJ] ..	54
Tabela 3.1. Krajowy potencjał zrównoważony biomasy stałej dla scenariusza WAM [PJ/rok]	57
Tabela 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM.....	61
Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe].....	62
Tabela 3.4. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe]	63
Tabela 3.5. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....	63
Tabela 3.6. Główne źródła importu (państwa).....	65
Tabela 3.7 Zużycie energii elektrycznej w elektrolizerach	66
Tabela 3.8. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WAM	67
Tabela 3.9 Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WAM.....	68
Tabela 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM	71
Tabela 3.11. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]	73
Tabela 4.1. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2024/MWh] – scenariusz WAM	76
Tabela 4.2. Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy [EUR'2024/kg] – scenariusz WAM	76
Tabela 4.3. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2024/kWh] – scenariusz WAM.....	77
Tabela 4.4. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....	77
Tabela 4.5. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....	77
Tabela 4.6. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM	78
Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....	78
Tabela 4.8 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024]	79
Tabela 4.9. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]	80
Tabela 4.10 Zrealizowane inwestycje infrastruktury przesyłowej przy wsparciu POIiŚ 2014-2020.....	80
Tabela 4.11 Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mld EUR'2024] dla scenariusza WAM.....	82
Tabela 5.1. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mld EUR'2024)	87
Tabela 5.2. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do 2040 r. (mld EUR'2024)	88
Tabela 6.1. Produkt Krajowy Brutto Polski	90
Tabela 6.2 Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR'2024/tCO ₂ eq] w scenariuszu WAM	90
Tabela 6.3. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy	91
Tabela 6.4. Dynamiki średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych	91
Tabela 6.5. Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszach WEM i WAM [2021-2025=1]	92
Tabela 6.6. Zmiany PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]	94

Tabela 6.7. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]	95
Tabela 6.8. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]	95
Tabela 6.9. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2024]	96
Tabela 6.10. Dynamika stopy bezrobocia w scenariuszu WEM i WAM	96
Tabela 6.11. Projekcja dynamiki płacy realnej	97
Tabela 6.12. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki w scenariuszu WEM i WAM [tys. osób]	97
Tabela 6.13. Skutki zdrowotne długookresowego narażenia na pył PM _{2,5} dla scenariuszy WEM i WAM	102
Tabela 8.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM	118
Tabela 8.2. Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.	118

Spis wykresów i rysunków

Rysunek 1.1. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów, dla scenariusza WAM	7
Rysunek 1.2. Emisje historyczne (2005-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) dla scenariusza WEM i WAM	20
Rysunek 1.3. Udział OZE w ujęciu krajowym	28
Rysunek 1.4. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki	28
Rysunek 1.5. Udział OZE w zużyciu końcowym energii brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki	30
Rysunek 1.6. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]	31
Rysunek 1.7. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]	32
Rysunek 1.8. Końcowe zużycie paliw i nośników energii zaliczanych do celu OZE* w transporcie	34
Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu z uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II [ktoe]	34
Rysunek 1.10. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie pasażerskim z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*	35
Rysunek 1.11. Struktura zużycia paliw z OZE i energii elektrycznej (nie tylko z OZE) w transporcie towarowym z uwzględnieniem sprawności przetwarzania energii*	35
Rysunek 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021	41
Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem	44
Rysunek 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)	45
Rysunek 2.4. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]	47
Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]	53
Rysunek 2.6. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych	55
Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024	56
Rysunek 3.2. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 - 2024	56
Rysunek 3.3. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024	57
Rysunek 3.4. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto - scenariusz WAM	68
Rysunek 3.5. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa - scenariusz WAM [TWh]	71
Rysunek 3.6. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]	73
Rysunek 6.1. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WEM w Polsce w latach 2020-2040	100

Rysunek 6.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040.101