



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

PROJEKT

Załącznik 1. do aKPEiK

Scenariusz aktywnej transformacji

(ang. with additional measures, WAM)



Warszawa, lipiec 2025 r.

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. Porównanie prognoz emisji substancji zanieczyszczających powietrze – scenariusz WAM vs. scenariusz WEM	23
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych	27
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	41
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory	44
2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa	45
2.4. Zużycie nieenergetyczne	47
2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej	47
2.6. Intensywność zużycia energii finalnej	48
2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej	48
2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji	49
2.9. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła	49
2.10. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach	50
2.11. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła	52
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”	54
3.1. Krajowe zasoby energetyczne	54
3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa	59
3.3. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa	61
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	72
4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”	76
4.1. Rynek energii elektrycznej i paliw, ceny energii	76
4.1.1. Koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru	76

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.....	84
5.1. Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym.....	84
5.2. Nakłady inwestycyjne na badania naukowe i rozwojowe nad ograniczeniem emisji.....	89
6. Skutki planowanych polityk i działań dla systemu energetycznego oraz emisji i pochłaniania GHG, a także emisji zanieczyszczeń.....	90
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.....	90
6.2. Założenia do analizy makroekonomicznej	92
6.3. Skutki makroekonomiczne	94
6.3.1. Zastosowane podejście metodyczne	94
6.3.2. Zmiany poziomu PKB.....	95
6.3.3. Inwestycje w gospodarce	95
6.3.4. Konsumpcja gospodarstw domowych.....	96
6.3.5. Saldo handlu zagranicznego	97
6.4. Skutki społeczne.....	97
6.4.1. Dynamika płacy realnej.....	98
6.4.2. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki	98
6.4.3. Kwalifikacje pracowników.....	99
6.4.4. Udział wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię.....	100
6.4.5. Skutki zdrowotne i środowiskowe.....	103
6.5. Czynniki ryzyka w procesach inwestycyjnych.....	105
6.5.1. Czynniki ryzyka finansowego	105
6.5.2. Czynniki ryzyka sektorowego, rynkowego lub regulacyjnego dot. rynków finansowych, bądź bariery w kontekście krajowym lub regionalnym.....	107
7. Wpływ planowanych polityk i działań na inne państwa członkowskie i współpracę regionalną	114
7.1. Wpływ na system energetyczny w państwach sąsiednich i w innych państwach członkowskich w regionie	114
7.1.1. Systemy elektroenergetyczne	114
7.1.2. Systemy gazowe.....	115
7.1.3. Energetyka jądrowa	115
7.1.4. Rynek mocy.....	116
7.2. Wpływ na ceny energii, usługi energetyczne i integrację rynku energii	116
7.2.1. Ceny energii	116
7.2.2. Integracja rynku energii.....	117
7.3. Wpływ na współpracę regionalną	118

8. Wkład planowanych polityk i działań na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej	120
Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)	121
Wykaz skrótów	125
Spis tabel	128
Spis wykresów i rysunków	130

Wprowadzenie

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

Scenariusz WAM zakłada **przyspieszenie dekarbonizacji 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 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 po publikacji wstępnej wersji aktualizacji KPEiK z dnia 29 lutego 2024 r., a także wnioski z zaleceń Komisji Europejskiej z dnia 26 kwietnia 2024 r. do polskiego projektu *Krajowego Planu na rzecz 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 Klimatu i Środowiska 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.

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 2050 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.

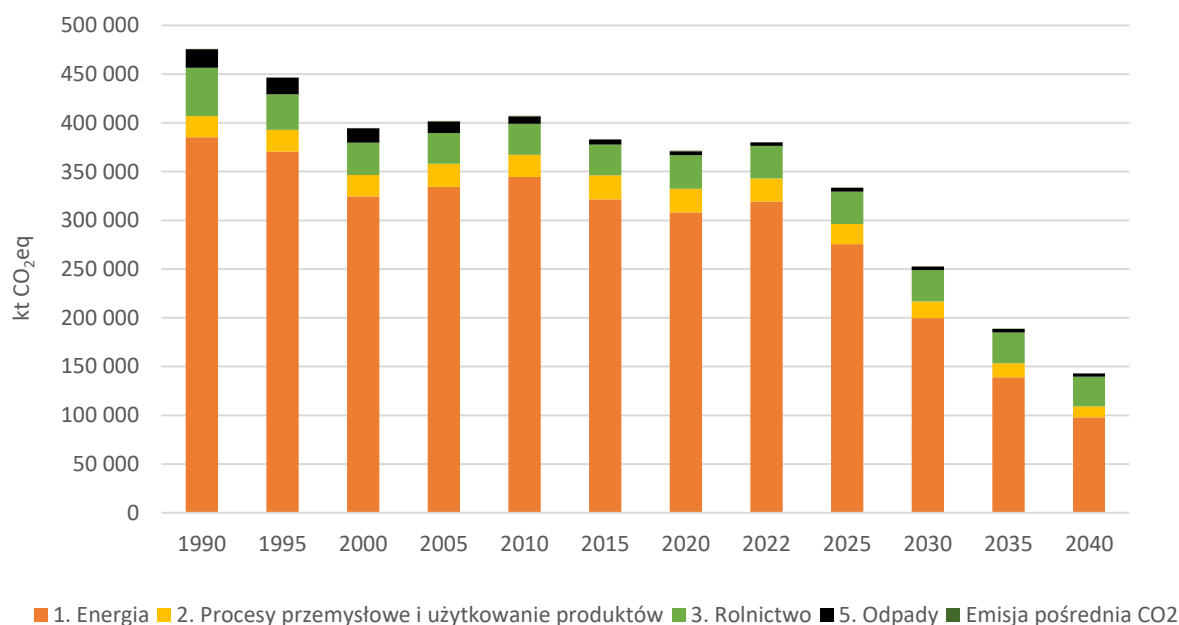
Poniżej (Tabela 1.2; Rysunek 1.1) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla scenariusza WAM, w zestawieniu z emisją historyczną dla wybranych lat w okresie 1990-2020, wg sektorów IPCC.

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

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]								
	1990	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	275 665,91	199 664,96	139 107,65	97 887,98
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	21 971,96	23 732,01	22 882,28	24 356,91	24 526,59	20 580,39	17 274,72	14 203,97	11 343,12
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	283 966,21	206 419,66	148 573,65	108 069,76
Suma (bez LULUCF)*	475 723,75	401 944,13	407 222,02	383 455,73	371 438,43	333 708,10	252 912,54	188 866,57	143 402,98

* 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 252,9 mln ton CO₂eq w 2030 i 143,4 w 2040 r. mln ton CO₂eq i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o ponad 47% w 2030 r. i o ok. 70% w 2040 r. W sektorze energii redukcja emisji będzie na poziomie 48% w 2030 r. i 64% w 2040 r. Głównym czynnikiem zmniejszającym emisję GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. Redukcję emisji GHG obserwuje się również w sektorze odpadów (o 81% w 2030 r. i w 2040 r.). W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wynosi 35% w 2030 r. i 36% w 2040 r. w stosunku do 1990 r., na co największy wpływ ma prognozowana wielkość pogłowia bydła oraz zużycia nawozów mineralnych. W przypadku sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozowana redukcja emisji GHG wyniesie 21% w 2030 r. i 35% w 2040 r. w odniesieniu do 1990 r.

W sektorze LULUCF prognozuje się krótkookresowy wzrost pochłaniania netto CO₂, z obecnych, szacowanych za rok 2022 ponad -35,6 mln ton CO₂eq do wartości około -53,1 mln ton CO₂eq w 2027 r. Natomiast, w dłuższej perspektywie przewiduje się spadek pochłaniania do około -46,5 mln ton CO₂eq w 2030 r. i ok 35,3 mln ton CO₂eq w 2040 r. Warto podkreślić, że bilans netto sektora LULUCF jest

bezpośrednio skorelowany z bilansem emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych. Prognozy obarczone są dużą niepewnością z uwagi na wpływ zmian klimatu na lasy, który trudno precyzyjnie oszacować. Prognozy długoterminowo wskazują na znaczący spadek pochłaniania CO₂ (bez względu na zakładany scenariusz), wynikający ze spowolnienia dynamiki wzrostu zasobów drzewnych związany ze zmianami warunków klimatycznych i siedliskowych oraz postępującym procesem starzenia się drzewostanów.

Kolejnym istotnym czynnikiem jest wzmożony proces wydzielania się martwego drewna. Proces ten bezpośrednio wpływa na emisje netto z sektora LULUCF jako źródło emisji CO₂ związane z rozkładem martwej materii organicznej, podczas którego uwalniany jest węgiel zmagazynowany wcześniej przez żywe drzewa. Proces ten jest długotrwały i uwalnianie CO₂ następuje stopniowo, co oznacza, że martwe drewno stanowi zarówno źródło emisji, jak i rezerwuár węgla, a jego wpływ na bilans netto ma wymiar istotny, zwłaszcza w kontekście zmian klimatycznych i zarządzania lasami. Warto podkreślić, iż kwestię wydzielania się martwego drewna należy wiązać ze stopniowym osłabianiem się drzewostanów, które są w efekcie bardziej podatne na występowanie szkodników zarówno pierwotnych, jak i wtórnych, który należy wiązać ze stopniowym osłabianiem się drzewostanów. Szczególnej uwadze podlega realizacja założeń Polityki Leśnej Państwa² dotyczącym pozostawiania 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 biocenozy leśnych.

Należy zwrócić uwagę, iż w scenariuszu WAM symulacje modelowe przebiegają dwutorowo: uwzględniając hodowlany model produktywności lasów oraz graniczną produktywność drzewostanów. I tak podstawowy zakres opiera się na kontynuacji zasad hodowlanego modelu produktywności lasów dla drzewostanów, w których nie wprowadzono i nie planuje się ograniczeń pozyskania drewna. Podejście to obejmuje częściowo drzewostany w zarządzie PGL LP, i w pełnym zakresie lasy pozostałych form własności. W przypadku drzewostanów w lasach w zarządzie PGL LP, w których planuje się ograniczenia w pozyskaniu drewna, proces modelowania bilansów zmian zasobów węgla odzwierciedla zmiany w poziomie użytkowania rębego i przedrębego. Ograniczenie pozyskania drewna na poziomie kraju w 2030 r. w stosunku do 2023 r. oszacowano na poziomie 5,8%, przy czym nie oznacza to jednakowego ograniczenia podaży drewna dla krajowego przemysłu przerobu drewna (ze względu na zmniejszenie poziomu wykorzystania pełnowartościowego drewna okrągłego w energetyce zawodowej oraz wdrożenie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy). Co istotne, wskazany poziom redukcji pozyskania (czynnika sterującego finalną wielkością zmian zasobów węglowych) pozwala na osiągnięcie takiej wartości pochłaniania netto, które przewidziane 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 średnich danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018.

Należy przy tym podkreślić, że w drzewostanach w obszarze lasów w zarządzie PGL LP, które mogą być objęte ograniczeniami w zakresie pozyskania drewna, symulacje bazują na wykorzystaniu tzw. modelu granicznej produktywności drzewostanów, tj. całkowitego pominięcia zarówno użytkowania rębego jak i przedrębego. W efekcie uwzględnienia tego typu podejścia prognostycznego względem produktywności drzewostanów, zauważa się krótkoterminowy, pozytywny efekt eliminacji dotychczas realizowanych praktyk gospodarczych, szczególnie takich jak cięcia przedrębne w obserwowanych zmianach zasobów węglowych. Niemniej jednak, w dłuższej perspektywie, pomimo oczywistego wzrostu zasobów drzewnych, może to prowadzić do starzenia się drzewostanów, ale także ryzyka zwiększonej dynamiki wydzielania się martwego drewna i powiązanej z tym procesem emisji CO₂.

W obu rozpatrywanych przypadkach (tj. zarówno tym bazującym na wykorzystaniu modelu hodowlanego, jak i tym zakładającym odzwierciedlenie modelu granicznego) nie zakłada się różnic w intensywności użytkowania (modyfikacji wartości wskaźników użytkowania rębego w klasach i podklasach wieku) w skali lokalnej. Różnice pomiędzy scenariuszami wynikają z ograniczonej (w scenariuszu WAM) dostępności drzewostanów (wyłączeń drzewostanów z użytkowania), do których te wskaźniki mogą

² Polityka leśna państwa. 1997. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22 kwietnia 1997 r. Ministerstwo Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa

zostać zastosowane. W efekcie dla wskazanego obszaru lasów wykorzystano wartości prognozowanego pozyskania netto opierającego 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.

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	254 163,69	182 348,89	124 770,42	86 155,44
1A1 Przemysł energetyczny	235 229,43	178 362,41	173 529,26	163 700,19	139 603,24	119 619,68	72 187,63	35 253,66	13 629,76
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	228 193,02	171 009,45	165 731,48	155 616,22	131 814,93	112 360,53	66 155,31	30 646,72	9 954,18
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	103 985,87	61 268,79	27 463,58	8 442,82
1A1aiii Ciepłownie	41 301,40	13 064,40	14 168,17	10 135,69	9 939,55	8 374,66	4 886,52	3 183,14	1 511,36
1A1b Rafinerie	2 182,39	3 569,54	4 789,81	4 435,10	4 592,73	4 385,42	3 307,88	2 112,77	1 376,58
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	4 854,03	3 783,42	3 007,97	3 648,87	3 195,58	2 873,73	2 724,44	2 494,17	2 299,00
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	42 830,74	33 872,34	29 615,73	27 954,16	28 906,83	27 515,97	21 366,45	17 099,42	12 946,63
1A3 Transport	20 741,06	36 259,89	49 374,96	48 007,36	63 084,14	64 954,28	58 186,97	51 964,89	44 678,14
1A4 Inne sektory	57 185,16	59 642,19	67 724,94	55 110,02	52 975,22	42 073,77	30 607,83	20 452,45	14 900,90
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	26 512,00	17 211,38	9 166,39	5 293,05
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 okresie 2020-2030 wyniesie blisko 36%, a do 2040 r. 70%. 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 50% w perspektywie do 2030 r. i 92% do 2040 r., w stosunku do 2020 r. Wynika to z ograniczenia zużycia paliw kopalnych w tym sektorze - do 2030 r. spodziewane jest zmniejszenie zużycia węgla kamiennego o prawie 63%, a brunatnego o ok. 64%. Proces odchodzenia od wykorzystania tych paliw będzie kontynuowany aż do ich całkowitego wycofania. W 2040 r. zakłada się możliwość wykorzystania technologii BECCS (Bio-Energy with Carbon Capture and Storage) w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, co skutkowałoby generowaniem emisji ujemnej CO₂, ale ta metoda redukcji emisji nie została uwzględniona w zamieszczonych danych. Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 2020-2030 o ponad 50% a do 2040 o 85%. Spadek emisji gazów cieplarnianych w tym sektorze ma być wynikiem ograniczenia zużycia paliw - głównie węgla kamiennego o ok. 70% do 2030 r. oraz docelowo do całkowitego wyeliminowania tego paliwa. Przewiduje się również ograniczenie zużycia gazu ziemnego w gospodarstwach domowych (o ok. 8% do 2030 r. i o ok. 59% do 2040 r. w stosunku do 2020 r.). W sektorze transportu w latach prognozy również obserwuje się znaczny spadek emisji gazów cieplarnianych wynikający ze zmniejszenia zużycia paliw kopalnych, w szczególności oleju napędowego (45% w perspektywie do 2040 r.), gazu skroplonego LPG (55% do 2040 r.) oraz benzyny (20% do 2040 r.).

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 2005-2020, wg gazów.

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	253 070,50	182 351,21	125 660,34	87 700,80
A. Spalanie paliw	350 635,52	301 906,40	313 360,97	288 757,65	277 755,91	248 787,94	177 984,60	121 262,80	83 295,12
1. Przemysły energetyczne	234 294,46	177 651,35	172 795,91	162 990,16	138 993,06	119 095,94	71 849,21	35 055,20	13 517,58
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	42 621,39	33 669,65	29 402,61	27 703,78	28 596,72	27 208,95	21 091,53	16 838,47	12 690,19
3. Transport	20 277,37	35 632,66	48 764,58	47 458,18	62 374,18	64 258,25	57 530,45	51 358,53	44 157,29
4. Inne sektory	53 442,30	54 952,74	62 397,88	50 605,53	47 791,95	38 224,80	27 513,41	18 010,61	12 930,06
B. Emisja lotna z paliw	4 235,48	3 387,10	3 488,80	4 746,86	4 225,05	4 282,56	4 366,61	4 397,54	4 405,68
1. Paliwa stałe	4 188,20	2 225,64	2 424,68	2 712,17	2 340,89	2 087,61	2 094,51	2 110,93	2 132,85
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	47,27	1 161,46	1 064,11	2 034,69	1 884,16	2 194,95	2 272,10	2 286,61	2 272,83
2. Procesy przemysłowe	18 522,65	15 665,47	16 060,51	17 912,34	18 744,06	15 541,10	14 151,98	12 520,79	10 101,92
A. Produkty mineralne	8 855,06	8 355,79	9 849,54	10 088,59	11 736,99	11 679,76	14 151,98	12 520,79	10 101,92
B. Przemysł chemiczny	3 801,80	4 886,78	4 335,42	5 141,13	4 866,96	1 394,59			
C. Produkcja metali	5 652,35	2 236,00	1 639,16	2 419,96	1 824,37	2 159,99			
D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników	213,44	186,90	236,40	262,66	315,74	306,76			
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	47 231,24	47 450,42	42 928,03	39 591,88
Suma (z uwzgl. LULUCF)	346 617,09	271 553,95	297 355,23	277 904,16	277 525,53	218 628,09	149 700,78	97 718,74	62 947,27
Suma (bez LULUCF)	376 898,38	323 319,71	334 767,73	313 278,93	302 960,38	270 503,92	198 368,68	140 085,18	99 683,26

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO₂. Jego udział w emisji krajowej wyniesie 78% w 2030 r. i 74% w 2040 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO₂: z blisko 377 mln ton CO₂eq w 1990 r. do 198 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 47%) i do niespełna 100 mln ton CO₂eq w 2040 r. (spadek o 74%). Najistotniejszy spadek emisji odnotowuje się w sektorze Energia, co jest spowodowane znaczącym spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych. W sektorze odpadów całe ich spalanie będzie się odbywać z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), a jednocześnie samo spalanie będzie ulegać zmniejszeniu dzięki przejściu na model gospodarki o obiegu zamkniętym. 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	8,22	7,06	6,05	5,20
A. Spalanie paliw	7,21	8,95	8,21	7,84	9,26	8,22	7,06	6,05	5,20
1. Przemysły energetyczne	3,42	2,61	2,69	2,60	2,19	1,84	1,13	0,63	0,33
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,46	0,44	0,46	0,54	0,66	0,65	0,58	0,55	0,54
3. Transport	1,07	1,75	1,76	1,68	2,30	2,25	2,15	1,99	1,71
4. Inne sektory	2,27	4,14	3,31	3,02	4,11	3,47	3,19	2,88	2,61
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	81,91	78,02	75,92	69,87
Suma (bez LULUCF)	105,04	83,83	73,98	71,73	76,79	73,95	69,91	68,20	64,68

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N₂O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 kt w 1990 r. do niespełna 70 kt (spadek o 33%) w 2030 r. i 65 kt w 2040 r. (spadek o 38%). Największą redukcję emisji N₂O w latach 1990-2040 odnotowano w sektorze Procesów przemysłowych i użytkowania produktów (głównie w przemyśle chemicznym) o 80%. Z kolei w sektorze Rolnictwa emisja N₂O zmniejszyła się od 1990 r. o 32% do 2030 r. i 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 miało prognozowane zmniejszenie emisji ze zużycia nawozów mineralnych. Z kolei w sektorze Odpadów prognozuje się wzrost emisji N₂O o 56% w latach 1990–2040, który jest spowodowany prognozowanym wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach. W sektorze odpadów całe ich spalanie będzie się odbywało z odzyskiem energii (co jest raportowane w sektorze 1.A), stąd emisja w latach prognozowanych wynosi w tym sektorze 0.

Udział podtlenku azotu w emisji krajowej wzrośnie z 7% w 2030 r. i do 10% 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	1013,10	952,26	907,05	932,67	841,53	729,18	551,55	422,96	314,58
A. Spalanie paliw	122,86	137,84	168,11	140,60	155,71	114,21	89,09	67,99	52,92
1. Przemysły energetyczne	1,06	0,65	0,70	0,73	1,06	1,25	1,35	1,16	0,87
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,16	3,07	3,27	3,87	4,84	4,77	4,29	4,08	4,01
3. Transport	6,42	5,81	5,18	3,75	3,60	3,56	3,10	2,81	2,40
4. Inne sektory	112,22	128,31	158,96	132,25	146,22	104,63	80,35	59,94	45,65
B. Emisja lotna z paliw	890,24	814,42	738,94	792,07	685,82	614,97	462,46	354,97	261,66
1. Paliwa stałe	846,70	719,82	651,44	690,01	579,09	503,18	351,91	250,81	168,80
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	43,54	94,60	87,50	102,06	106,73	111,79	110,55	104,16	92,86
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. Oddchody 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)	2532,74	1874,46	1686,14	1626,03	1534,22	1404,31	1201,97	1063,93	932,44
Suma (bez LULUCF)	2530,77	1873,13	1685,63	1624,68	1532,11	1403,45	1201,03	1062,99	931,49

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ--PIB

Prognozowana emisja metanu stopniowo zmniejsza się z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,2 mln ton CH₄ w 2030 r. (spadek o 53%) i 0,9 mln ton CH₄ w 2040 r. (spadek o 63%) (bez LULUCF). Największa spodziewana redukcja emisji CH₄ od 1990 r. wystąpiła w sektorze Odpadów, o 86% w 2030 r. i 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 1990 r. 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. i o 39% w 2040 r., do czego przyczyniają się przede wszystkim zmiany w chowie i hodowli zwierząt gospodarskich.

Udział metanu w emisji krajowej GHG wzrośnie z 13% w 2030 r. i do 16% 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 102 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 47%) i do 37 mln ton CO₂eq w 2040 r. (spadek o 81%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji krajowej (obejmującej sektor EU ETS oraz non-ETS) – z obecnych 48% do 40% w 2030 r. i 26% w 2040 r.

Emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, natomiast objętych wspólnym wysiłkiem redukcyjnym (na podstawie rozporządzenia ESR), również spada: z 207 mln ton CO₂eq w 2021 r. (196 mln ton CO₂eq w 2022 r.) do 150 mln ton CO₂eq w 2030 r. i do blisko 106 mln ton CO₂eq w 2040 r. Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. osiągnie redukcję -22% 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	153 001,50	102 410,43	63 527,52	37 043,24
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472,25	207 282,99	196 234,87	180 446,53	150 186,29	124 971,12	105 976,78
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.					-22,0%	-35,1%	-44,9%

* rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Projekcje strumieni gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w scenariuszu WAM przewidują **nadwyżkę kredytów węglowych** 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 r. 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 niego 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 dla lat 2025-2040 emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce w scenariuszu WAM 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 powietrza³ 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}.

³ 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

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	230,60	125,63	58,91	29,74
A. Spalanie paliw	1 091,31	789,02	597,87	343,71	224,60	119,98	53,59	24,86
1. Przemysły energetyczne	797,53	466,66	342,07	133,15	91,39	50,93	23,66	9,84
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	110,50	87,09	69,93	45,48	28,51	16,00	10,74	8,25
3. Transport	1,24	0,56	0,55	0,63	0,83	0,78	0,75	0,70
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	182,04	234,71	185,31	164,45	103,88	52,26	18,44	6,07
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	9,23	9,47	9,70	9,98
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	2,23	2,30
3. Rolnictwo	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
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	239,89	135,17	68,68	39,79

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO₂ o minimum 59%, zaś od 2030 r. – o minimum 70% w stosunku do roku 2005. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 r. przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 r. 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 78,3% w 2025 r. do 96,4 % w 2040 r. (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 r. 95% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji z udziałem wynoszącym 62% w 2040 r. 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 (kategoria 1A4), a także zmniejszenie zużycia biomasy drzewnej w małych źródłach spalania (kategoria 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł emisji (kategoria 1A4). Zmiany te polegają na stopniowym wycofywaniu z użytkowania urządzeń wysokoemisyjnych i zastępowaniu ich pompami ciepła oraz urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi 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	434,10	326,81	233,94	161,45
A. Spalanie paliw	760,58	740,58	575,15	496,75	430,89	323,79	231,09	158,83
1. Przemysły energetyczne	293,81	274,00	202,54	113,75	91,79	59,62	32,68	17,01
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	64,65	54,51	48,74	50,19	44,07	34,27	28,02	22,61
3. Transport	218,37	252,56	199,90	213,17	198,94	150,31	104,65	64,51
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	183,76	159,51	123,98	119,65	96,09	79,58	65,73	54,70
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	519,15	408,20	313,79	237,98

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 2030 r. – o minimum 39% w stosunku do roku 2005, przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NO_x z sektorów 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE. 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 41,8% w 2025 r. do 76,7% w 2040 r. (Tabela 1.13), zatem cele redukcyjne dla NO_x są spełnione we wszystkich latach prognozy.

Podobnie jak w przypadku dwutlenku siarki, spalanie paliw (kategoria 1A) jest głównym źródłem emisji tlenków azotu z udziałem 84% w emisji krajowej w 2020 r. i 67% w 2040 r. 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, podobnie jak w przypadku SO₂, 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 pompami ciepła oraz 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	232,37	159,38	99,59	81,34
A. Spalanie paliw	294,73	296,86	239,50	254,48	161,32	104,43	57,01	48,98
1. Przemysły energetyczne	2,73	2,86	3,12	3,07	3,39	3,16	2,32	0,97
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	28,36	28,37	31,91	39,11	37,77	33,17	30,65	28,90
3. Transport	87,35	68,52	44,24	37,86	25,54	20,57	17,36	13,62
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	176,30	197,10	160,22	174,44	94,62	47,53	6,67	5,49
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	548,49	465,34	402,85	381,93

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję NMLZO o minimum 25%, zaś od 2030 r. – o minimum 26% w stosunku do roku 2005, przy czym zgodnie z art. 4 tej dyrektywy, emisja NMLZO z sektorów 3B (nawozy naturalne) i 3D (gleby rolne) nie jest objęta celem redukcyjnym określonym dla państw członkowskich UE. 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 r. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WAM osiąga wartości od 35,8% w 2025 r. do 59,5% w 2040 r. (Tabela 1.13), 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 r. największy jednostkowy udział w emisji miały kategorie: zużycie rozpuszczalników i innych produktów (kategoria 2D) – 34%, spalanie paliw w małych źródłach (kategoria 1A4) – 25%, zużycie nawozów w rolnictwie (kategoria 3B) – 16% i emisja lotna z paliw (kategoria 1B) – 11%. Udział całej kategorii 1A (Spalanie paliw) w emisji NMLZO wyniósł w 2020 r. 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 spadek 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 r. 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	3,71	3,15	2,86	2,60
A. Spalanie paliw	6,64	6,87	5,17	4,51	3,68	3,12	2,83	2,57
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	3,27	2,83	2,67	2,42
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	0,36	0,41	0,36	0,47	0,27	0,15	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	278,95	274,79	275,83	272,93

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za około 96% emisji krajowej w 2020 r. i prognozuje się utrzymanie udziału 95% do 2040 r. 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 ok. 17% w 2030 r. oraz o 18% w 2040 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 scenariuszu WAM uwzględniono także dodatkowe 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 dobrej praktyki rolniczej dotyczącym ograniczania emisji amoniaku* (ITP 2019), obejmujące aplikację gnojowicy innymi metodami niż rozbryzgowo. Zakłada się zgodnie z *Krajowym Programem Ograniczania Zanieczyszczeń Powietrza* – aktualizacja, że w 2030 r. rozlewnie gnojowicy innymi metodami niż rozbryzgowo obejmie 60% ogółu stosowanej gnojowicy, a przyorywanie obornika w ciągu 12 h po aplikacji na polu dotyczyło będzie 90% stosowanego obornika.

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	173,66	91,83	20,21	16,62
A. Spalanie paliw	304,50	342,66	277,58	288,67	172,36	90,81	19,37	15,91
1. Przemysły energetyczne	10,19	9,05	6,50	3,62	2,04	1,24	0,78	0,43
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	19,85	12,71	11,02	8,20	6,39	4,39	3,52	3,11
3. Transport	10,45	13,18	10,07	11,72	10,50	8,60	7,18	6,09
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	264,01	307,72	249,99	265,13	153,42	76,58	7,88	6,28
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	0,00	0,00	0,00	0,00
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	190,82	108,94	37,31	33,67

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 2030 r. – o minimum 58% w stosunku do roku 2005. Redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 r. nie osiągnęła w latach 2020-2021 wymaganego poziomu i wyniosła w 2020 r. 4,8%, a w 2021 r. 7,7%. Dopiero w 2022 r. limit ten został spełniony i wyniósł 18,8%. W latach prognozy redukcja emisji $\text{PM}_{2.5}$ w scenariuszu WAM znacznie rośnie i osiąga wartości 40,9%

w 2025 r., 66,3% w 2030 r. i 89,6% w 2040 r. (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 (kategoria 1A4), z której w 2020 r. pochodziło 86% emisji krajowej. W scenariuszu WAM przewiduje się zmniejszenie emisji PM_{2,5} w tej kategorii aż o 98% w 2040 r. w stosunku do 2020 r. Powodem spadku emisji w latach prognozy jest spadek zużycia paliw w tej kategorii oraz wspomniana wyżej zmiana struktury małych urządzeń grzewczych w kierunku elektryfikacji ogrzewnictwa, w szczególności stosowania pomp ciepła.

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%	-41,8%	-55,6%	-67,4%	-76,7%
SO ₂	59%	70%	-67,4%	-78,3%	-87,8%	-93,8%	-96,4%
NMLZO	25%	26%	-13,0%	-35,8%	-47,0%	-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%	-40,9%	-66,3%	-88,4%	-89,6%

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).

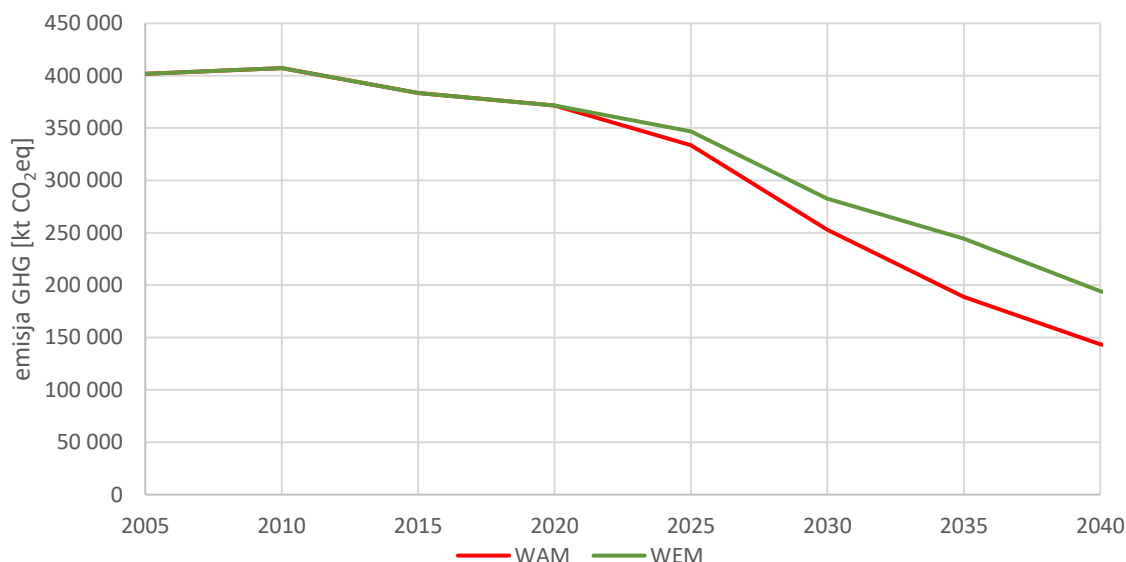
Tabela 1.14. Projekcje emisji gazów cieplarnianych dla scenariuszy WEM i WAM, według sektorów

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	275 665,91	199 664,96	139 107,65	97 887,98
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23 732,01	22 882,28	24 356,91	24 526,59	20 580,39	17 274,72	14 203,97	11 343,12
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	283 966,21	206 419,66	148 573,65	108 069,76

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	WEM							
Suma (bez LULUCF)*	401 944,13	407 222,02	383 455,73	371 438,43	333 708,10	252 912,54	188 866,57	143 402,98

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ, IOŚ-PIB

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



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 działań (scenariusz WAM) w stosunku do emisji przy istniejących politykach i działaniach (scenariusz WEM).

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	-3,6%	-10,6%	-26,1%	-30,1%
1A1 Przemysły energetyczne	-5,8%	-15,5%	-45,5%	-59,0%
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	-6,1%	-15,8%	-47,3%	-63,3%
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	IE	IE	IE	IE
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	-6,9%	-15,6%	-48,7%	-65,6%
1A1aiii Ciepłownie	4,9%	-18,4%	-31,7%	-41,1%
1A1b Rafinerie	-0,3%	-17,5%	-42,4%	-59,1%
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	-1,8%	-6,6%	-13,0%	-16,7%
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	-1,6%	-14,9%	-22,8%	-31,2%
1A3 Transport	-1,7%	-0,3%	-0,8%	-2,9%

Sektor	Zmiana emisji GHG WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1A4 Inne sektory	-1,6%	-12,4%	-31,0%	-40,7%
1A4a Handel/usługi/ instytucje	-9,3%	-21,5%	-39,6%	-48,7%
1A4b Gospodarstwa domowe	-0,7%	-15,8%	-44,2%	-60,1%
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 2025 r. Dla 2030 r. jest to różnica prawie 16%, a dla 2040 r. przekracza 63%. Przyczyną tego spadku jest dalej idące ograniczenie zużycia paliw, głównie węgla i gazu ziemnego.

W małych źródłach spalania, w tym w gospodarstwach domowych (kategoria 1A4b), wartości emisji gazów cieplarnianych oszacowane w scenariuszu WAM są również mniejsze niż w scenariuszu WEM w całym okresie objętym prognozą. Dla gospodarstw domowych oszacowana wartość emisji GHG dla 2030 r. jest o prawie 16% mniejsza, a w 2040 r. różnica osiąga już ponad 60 %. To ograniczenie emisji w scenariuszu WAM w porównaniu ze scenariuszem WEM, wiąże się głównie z mniejszym zużyciem węgla kamiennego i od 2030 r. gazu ziemnego, a także dzięki elektryfikacji ogrzewania, w szczególności poprzez upowszechnienie pomp ciepła.

W sektorze transportu (kategoria 1A3) wartości emisji przewidziane scenariuszami WEM i WAM, po nieznacznym wzroście w 2025 r., w kolejnych prognozowanych latach systematycznie zmniejszają się względem 2020 r., przy czym ograniczenie emisji jest bardziej znaczne w przypadku scenariusza WAM – w ostatnim roku prognozy różnica między wartościami emisji gazów cieplarnianych w scenariuszach wynosi 5,3%. Spowodowane jest to głównie bardziej zdecydowanym odchodzeniem od paliw kopalnych w transporcie drogowym i znaczną redukcją ich wykorzystania na rzecz rozwijania napędów elektrycznych oraz zastosowania wodoru jako źródła energii. Większe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych wynika również z przewidywanego spadku zużycia gazu ziemnego po 2030 r.

W kategorii *Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów* emisja gazów cieplarnianych w scenariuszu WAM jest niższa o 27% w 2030 r. i o prawie 45% w 2040 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) oraz wyrobów hutnictwa żelaza (przechodzenie na technologie wykorzystujące wodór). Jedną z technologii przyczyniających się do redukcji emisji GHG w sektorze przemysłu (w szczególności energochłonnego) będzie CCS/CCU, której rozwój jest promowany przez regulacje unijne. 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 zatłaczania CO₂ rocznie do 2030 r. i nakłada na unijnych producentów węglowodorów obowiązek przyczynienia się do osiągnięcia tego celu.

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

W sektorze LULUCF przyjęte założenia względem potencjalnego rozwoju zasobów leśnych umożliwiły przedstawienie zróżnicowanych scenariuszy prognostycznych WEM i WAM w zakresie potencjału mitygacyjnego. Analizie poddano przede wszystkim wariantowe scenariusze dynamiki rozwoju zasobów leśnych. Zmiany w tym zakresie wpływają wprost na bilanse emisji netto z zarządzanych gruntów leśnych, a ten jest bezpośrednio skorelowany z bilansem netto sektora LULUCF. W analizowanych wariantach opracowano alternatywne scenariusze rozwoju zasobów leśnych wynikające przede wszystkim z różnych scenariuszy prowadzenia gospodarki leśnej i związanych z nimi poziomów pozyskania drewna oraz stanowiącej pokłosie tych poziomów struktury wiekowej drzewostanów. Scenariusz WEM zakłada

kontynuację zasad prowadzenia dotychczasowej gospodarki leśnej. Natomiast scenariusz WAM, rozpatrujący w swoim zakresie cele LULUCF, zakłada ograniczenie pozyskania drewna w celu zwiększenia pochłaniania netto CO₂ przez lasy. Niemniej jednak, w dłuższej perspektywie (wykraczającej poza rok 2030), pomimo oczywistego wzrostu zasobów drzewnych, może zachodzić proces starzenia się drzewostanów, ale także mogą występować ryzyka zwiększonej dynamiki wydzielania się martwego drewna i powiązanej z tym procesem emisji CO₂.

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 nimi 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, tj. WEM i WAM, przyjęto analogiczny schemat kształtowania się zasobów drzewnych oraz użytkowania głównego na gruntach leśnych (poza zarządem Lasów Państwowych), oparty na historycznych wskaźnikach użytkowania z okresu 2020–2023.

W systemach agroleśnych oba scenariusze uwzględniają ujednolicone podejście (pod względem przyjętych założeń) opisujące przewidywaną dynamikę rozwoju zasobów drzewnych. Dane dotyczące przyrostu, ubytków oraz różnicy między nimi w poszczególnych latach okresu 2024–2030 opracowano na podstawie danych wyjściowych przetworzonych w ramach Wielkoobszarowej Inwentaryzacji Stanu Lasów (WISL). Dla okresu wykraczającego poza rok 2030 prognozy zasobów drzewnych oparto na 11-letnich cyklach powielających wartości ubytków brutto określone dla okresu 2020–2030.

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 2022 r., do wartości około 53,1 mln ton CO₂eq w 2027 r. 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 r. i ok 35,3 mln ton CO₂eq w 2040 r. Czynnikiem różnicującym scenariusze WEM i WAM jest przede wszystkim poziom użytkowania rębego i przedrębego (zbiorniczo określanego jako pozyskanie drewna). Dla scenariusza WAM dla gruntów leśnych zarządzanych przez PGL LP założono liniowe zmniejszanie użytkowania, osiągając w 2030 r. poziom około 88% użytkowania brutto w stosunku do scenariusza WEM. Należy w tym miejscu podkreślić, że nie jest to tożsame z ograniczeniem podaży surowca drzewnego dla sektora przerobu drewna z uwagi na fakt, że scenariusz WAM uwzględnia wdrożenie zasady kaskadowego wykorzystania drewna i ograniczenie spalania drewna pełnowartościowego w energetyce zawodowej. 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 2010–2019. Dla okresu 2020–2023 przyjęto użytkowanie 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. Podobny mechanizm prognostyczny zastosowano dla systemów agroleśnych, gdzie również 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 2023 r. 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 obciążone niepewnością w ocenie przyszłej produkcji wyrobów drzewnych (tarcicy, płyt, papieru) w latach 2023–2040. 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 makro wskaźników 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 przedstawiono porównanie prognoz emisji w podziale na sektory ETS i non-ETS dla scenariuszy WEM i WAM.

Tabela 1.16. Prognozy 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	153 001,50	102 410,43	63 527,52	37 043,24
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192 472,25	207 282,99	196 234,87	180 446,53	150 186,29	124 971,12	105 976,78
<i>* rok bazowy tylko dla ESR</i>			Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005 r.		-22,0%	-35,1%	-44,9%

* 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 47% (w scen. WEM 41%), zaś dla 2040 r. 81 % (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 redukcji emisji o 17,7%.

1.1.4. 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	-7,1%	-22,6%	-45,9%	-57,8%
A. Spalanie paliw	-7,2%	-23,4%	-48,2%	-62,0%
1. Przemysły energetyczne	-6,9%	-21,3%	-50,5%	-62,4%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-20,2%	-42,8%	-48,7%	-51,1%
3. Transport	-0,5%	-0,8%	-1,1%	-2,1%
4. Inne sektory	-3,2%	-17,2%	-45,7%	-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	-5,4%	-5,2%	-3,3%	-3,3%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji SO ₂ WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
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	-19,2%	-19,6%	-14,2%	-16,0%
3. Rolnictwo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
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	-7,0%	-21,6%	-42,2%	-50,8%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Jak wyjaśniono wcześniej, głównym źródłem emisji SO₂ w Polsce jest spalanie paliw w energetyce, przemyśle i małych źródłach emisji. W 2020 r. 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	-2,1%	-8,1%	-20,2%	-28,3%
A. Spalanie paliw	-2,1%	-8,2%	-20,4%	-28,6%
1. Przemysły energetyczne	-5,5%	-15,4%	-42,6%	-52,8%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-4,1%	-16,8%	-23,1%	-29,8%
3. Transport	0,5%	-2,7%	-10,7%	-22,9%
4. Inne sektory	-3,0%	-8,0%	-17,5%	-22,4%
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	-1,9%	-7,4%	-17,0%	-22,8%

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 r. 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, co wynika z uwzględnienia szerszego zastosowania praktyk rolniczych ograniczających emisje.

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%	-6,6%	-12,6%	-16,6%
A. Spalanie paliw	-3,3%	-6,0%	-8,0%	-14,3%
1. Przemysły energetyczne	0,1%	-3,9%	-23,4%	-63,9%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-2,4%	-10,2%	-10,8%	-11,1%
3. Transport	8,9%	9,3%	5,6%	-7,9%
4. Inne sektory	-6,6%	-8,6%	-18,1%	-23,6%
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	-2,2%	-5,6%	-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 r. wyniósł 47% a także ze zmniejszonego pogłowia bydła i świń w sektorze 3. Rolnictwo (kategoria 3.B, której udział w emisji krajowej NMLZO wyniósł 16% w 2020 r.). Wzrost emisji NMLZO w sektorze 1.A.3 Transport w pierwszych latach prognozy wynika z większego zużycia paliw 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	5,6%	4,8%	4,2%	4,4%
A. Spalanie paliw	5,6%	4,9%	4,3%	4,5%
1. Przemysły energetyczne	-0,1%	-0,4%	-7,3%	-18,3%

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	6,8%	5,9%	4,8%	5,2%
4. Inne sektory	-4,9%	-3,7%	-7,7%	-10,9%
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	-0,6%	-4,0%	-5,1%	-6,1%

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W sektorze rolnictwa główna różnica w emisji amoniaku, pomiędzy scenariuszami WEM i WAM, związana jest z wielkością prognozowanej produkcji zwierzęcej i roślinnej oraz zużycia nawozów mineralnych. Dodatkowo uwzględniono także działanie wpływające na zmniejszenie emisji amoniaku w sektorze rolnictwa, określone w dyrektywie NEC (zał. III cz.2), a propagowane do wdrażania wśród rolników w Kodeksie doradczym *dobrej praktyki rolniczej dotyczącym ograniczania emisji amoniaku* (ITP 2019), obejmujące aplikację 10% gnojowicy od 2030 r. innymi metodami niż rozbryzgowo.

Natomiast wzrost emisji amoniaku w sektorze 1A3. Transport w pierwszych latach prognozy wynika z większego zużycia paliw w scenariuszu WAM względem scenariusza WEM.

Tabela 1.21. Prognozy zmiany emisji PM_{2,5}, według sektorów (kategorii NFR), scenariusz WAM vs. WEM

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji pyłu PM _{2,5} WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1,1%	-0,1%	-17,0%	-21,1%
A. Spalanie paliw	1,1%	0,0%	-17,2%	-21,5%
1. Przemysły energetyczne	-13,1%	-30,0%	-46,9%	-55,5%
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	-14,0%	-30,3%	-31,4%	-30,3%
3. Transport	2,8%	0,4%	-2,6%	-9,1%
4. Inne sektory	2,0%	3,2%	-16,3%	-22,8%
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%

Sektor (kategoria NFR)	Zmiana emisji pyłu PM _{2,5} WAM vs. WEM [%]			
	2025	2030	2035	2040
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	0,9%	-0,5%	-11,0%	-13,1%

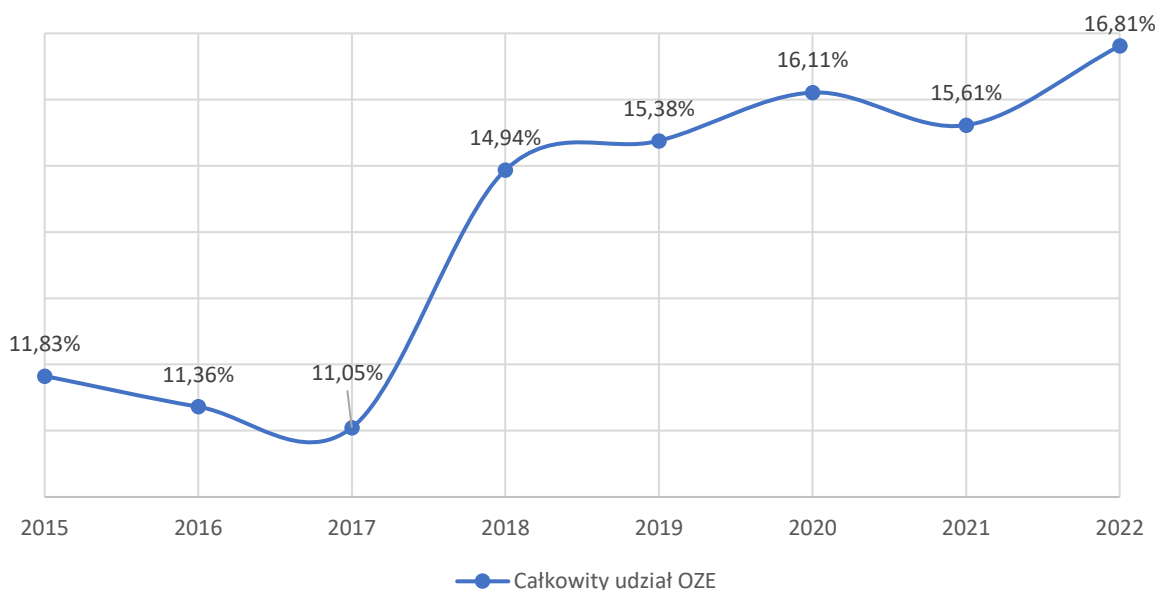
Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

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 r. 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.

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.

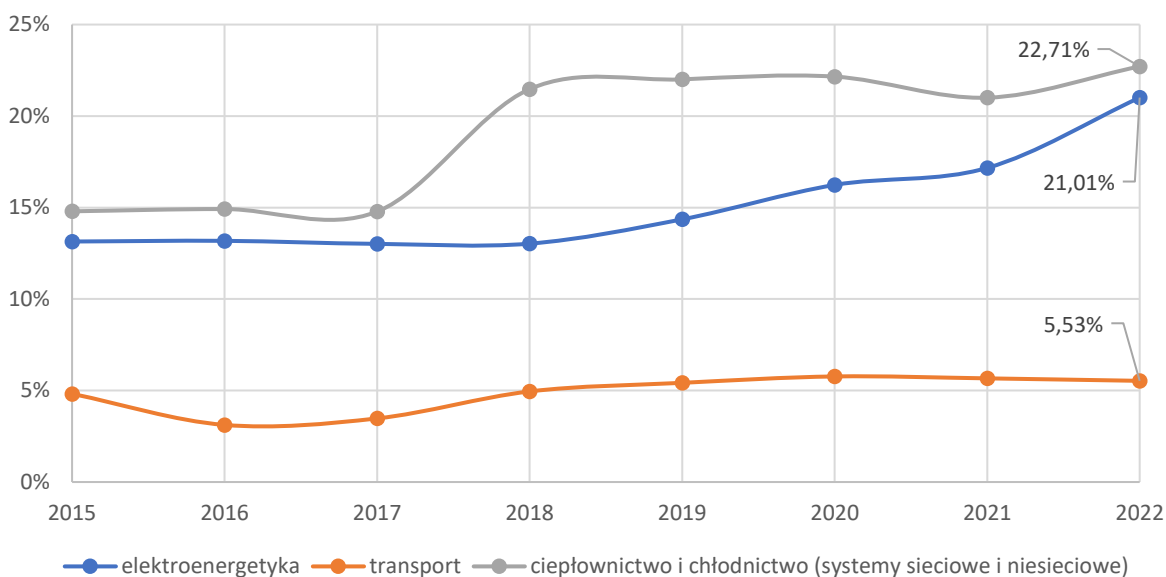
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

W 2022 r. udział energii odnawialnej w finalnym 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 46% 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 na etapie przygotowania prognozy mechanizmy wsparcia. Takimi mechanizmami są systemy: świadectw pochodzenia (system stopniowo wygaszany) oraz aukcyjny (dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie⁴, a także morskich farm wiatrowych). W systemie aukcyjnym 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 na celu ograniczenie cen 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) przy jednoczesnym zapewnieniu możliwie najwyższego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej (hybrydowe instalacje OZE oraz instalacje OZE połączone z magazynami). W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój Prąd, Czyste Powietrze, Program Termo czy ulga termomodernizacyjna. Dodatkowymi instrumentami w zakresie rozwoju OZE w energetyce, które zostały przyjęte w scenariuszu WAM, były: 1. liberalizacja tzw. ustawy odległościowej, określającej minimalną odległość budynku mieszkalnego od turbiny wiatrowej. Wspomniana liberalizacja ma się przyczynić do odblokowania dodatkowego potencjału elektrowni wiatrowych na lądzie, 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 2040 r. zwiększenie niezbędnych inwestycji w porty, drogi i sieci elektroenergetyczne oraz odblokowanie inwestycji w europejskim łańcuchu dostaw dla energii wiatrowej⁵.

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.

⁴ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.)

⁵ Postulaty Europejskiej Karty Wiatru podpisanej przez przedstawiciela Rządu RP w grudniu 2023 r.

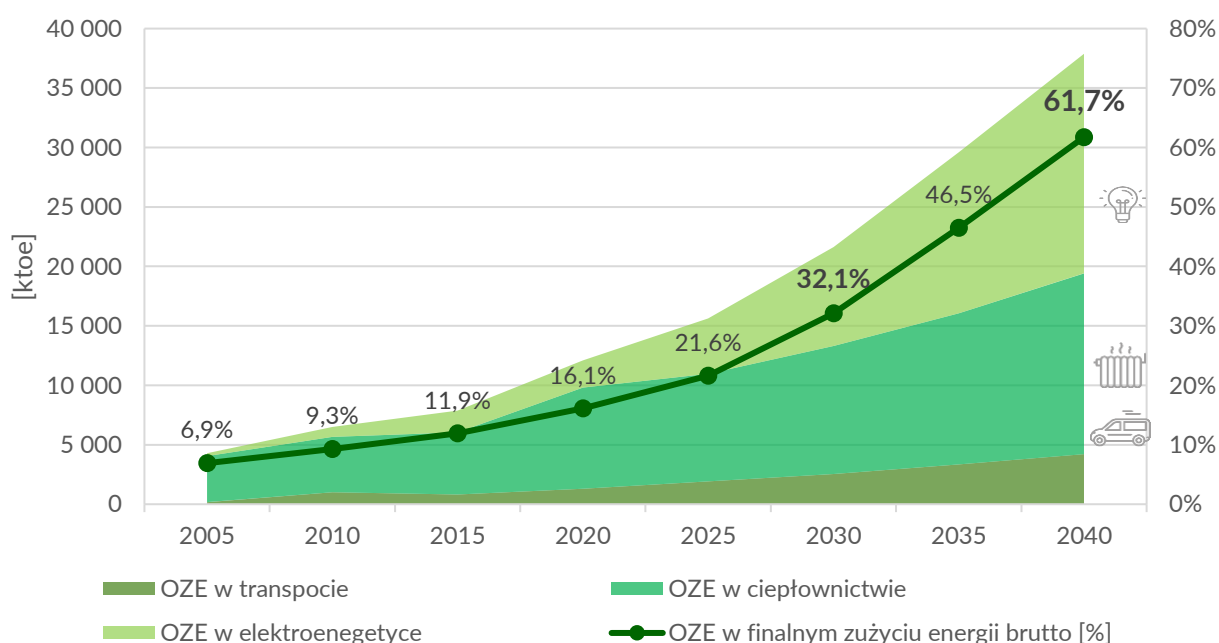
⁶ European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

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

Do celów pracy określono przewidywane krajowe zapotrzebowanie na energię finalną brutto oraz produkcję z poszczególnych jednostek wytwórczych zaliczanych do OZE. Szczegółowy opis projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię wykorzystanej do obliczeń zawarto w Załączniku 3 do aKPEiK. 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 korekcie 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.

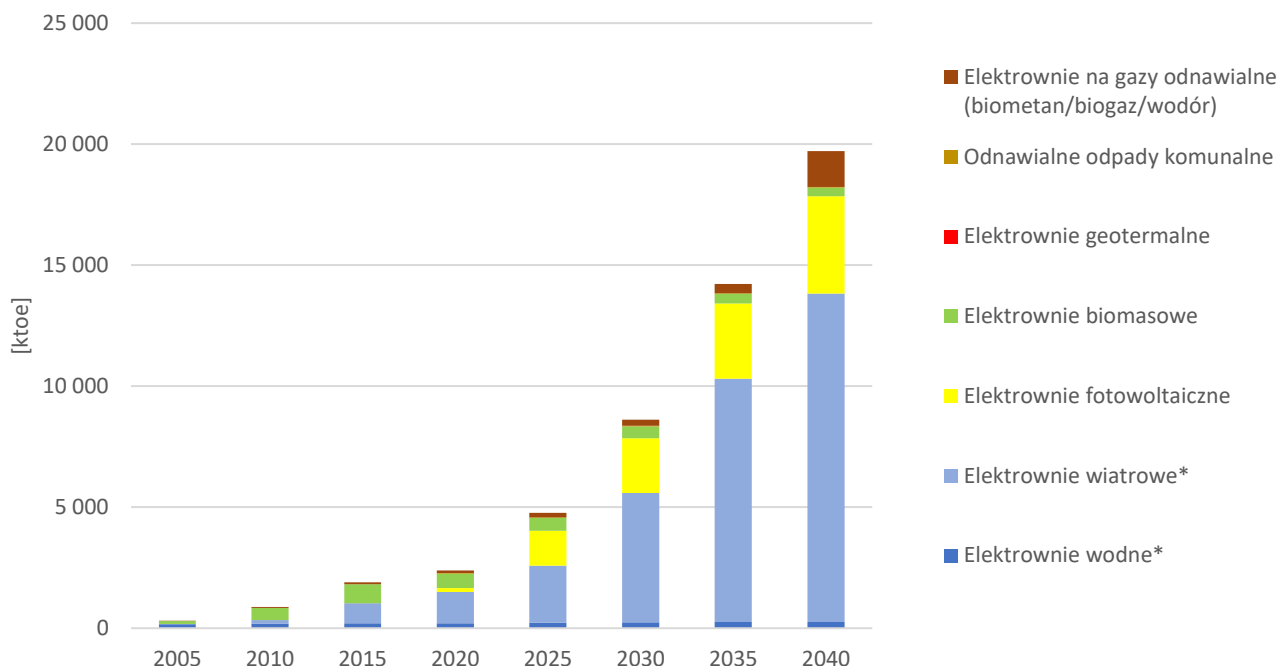
W tabelach (Tabela 1.23; Tabela 1.24; Tabela 1.25) zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, wynikające z opisanych powyżej założeń.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych, wskazuje na możliwy do osiągnięcia **poziom udziału OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do 32%, zaś w 2040 r. do blisko 62%**. 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

W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 52% w 2030 r. Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne (Tabela 1.23, Rysunek 1.6).



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

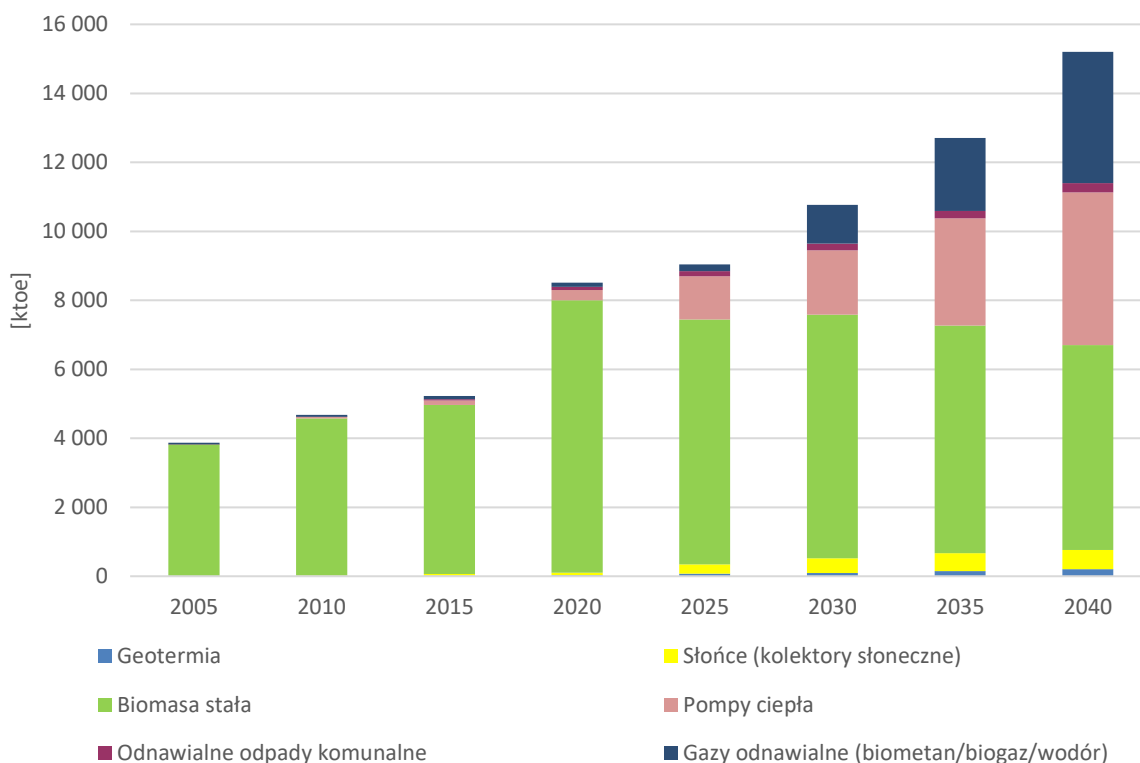
* wartości znormalizowane

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa (obejmującego ciepło/chłód systemowe oraz indywidualne), gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do niecałych 37% 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 sektorem o podstawowym znaczeniu dla społeczeństwa w polskich warunkach klimatycznych (zaspokaja ok. 1/4 zapotrzebowania na ciepło w Polsce). Jego transformacja w kierunku rozwiązań nisko- i bezemisyjnych jest w związku z tym, jednym z kluczowych elementów procesu dekarbonizacji. Szczególne znaczenie mają tu elektryfikacja systemów ciepłowniczych (m.in. poprzez wykorzystanie pomp ciepła) i rozwój niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych. Ważną rolę odegrają również magazyny ciepła, których rosnąca pojemność przedstawiona została w tabeli poniżej (Tabela 1.22). Wdrażanie powyższych rozwiązań będzie sprzyjało lepszej integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła (tzw. sector coupling), wspierając bilansowanie systemu i efektywne wykorzystanie OZE. Mimo wyzwań inwestycyjnych, modernizacja ciepłownictwa może stać się szansą na zwiększenie jego elastyczności i konkurencyjności w dłuższej perspektywie.

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	16	104	339	593

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



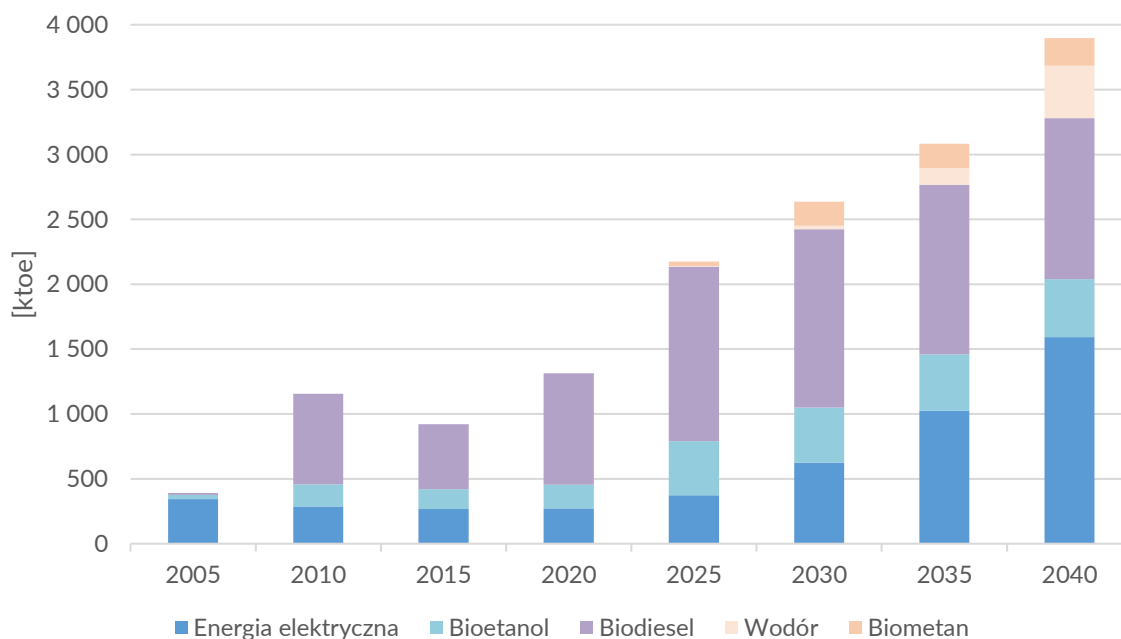
Rysunek 1.7. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie dużym wyzwaniem. Możliwości zwiększania udziału biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi, a ponadto zużycie biokomponentów I generacji (biodiesel i bioetanol z roślin spożywczych i paszowych) jest limitowane zgodnie z RED II (6,1% dla biokomponentów I generacji na poziomie w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych). Największe nadzieje pokłada się w elektryfikacji transportu drogowego. Krajowy park pojazdów elektrycznych oraz infrastruktura towarzysząca znajdują się nadal na wczesnym etapie rozwoju. W 2024 było zarejestrowanych w Polsce 80,1 tys. samochodów elektrycznych (BEV), podczas gdy liczba punktów ładowania to 8,7 tys. Koszt zakupu samochodu elektrycznego stanowił średnio 140% względem samochodu spalinowego w 2024 r. Eksperci wskazują jednak, że w najbliższych latach koszty zakupu pojazdów elektrycznych i spalinowych będą wyrównywały się w coraz większym zakresie, podobnie jak całkowite koszty posiadania pojazdów (zakup oraz eksploatacja)⁸. Realizacja przedstawionego w analizie planu, wymagać będzie wdrożenia dodatkowych polityk i działań. Będą to przede wszystkim: wspieranie rozwoju elektromobilności, m.in. poprzez dopłaty do zakupu pojazdów elektrycznych oraz rozbudowę infrastruktury ładowania, rozwój rynku biokomponentów II i III generacji, w tym bioLNG/bioCNG, a także paliw węglowych z recyklingu. Rozwój produkcji biopaliw II generacji wymaga głębokiej zmiany gospodarki odpadowej. Przykładowo, chodzi o lepszy odzysk tłuszczów i innych bioodpadów. W tym celu niezbędne są zmiany organizacyjne oraz regulacyjne. Przedstawione na rysunku (Rysunek 1.9) wartości dotyczące roli biometanu w wypełnieniu celu OZE w transporcie wymagają dodatkowego komentarza. Założono, że spółki paliwowe, na których ciąży obowiązek wypełnienia NCW (Narodowy Cel Wskaźnikowy) mogą go realizować także poprzez rozliczenie biometanu wtłaczanego do sieci gazowniczych a następnie wykorzystanego jako źródło wodoru w procesach współuwodornienia paliw rafineryjnych. Jedynym biometanem używanym bezpośrednio jest bioLNG i bioCNG (185 ktoe w 2030 r. i 214 ktoe w 2040 r.). Planowany udział paliw w realizacji celu OZE w transporcie znajduje się w tabeli (Tabela 1.26) – wartości uwzględniają mnożniki (multiplikatory) zgodnie z RED II dla każdego paliwa.

⁸ Raport Polish EV Outlook 2025. Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności.

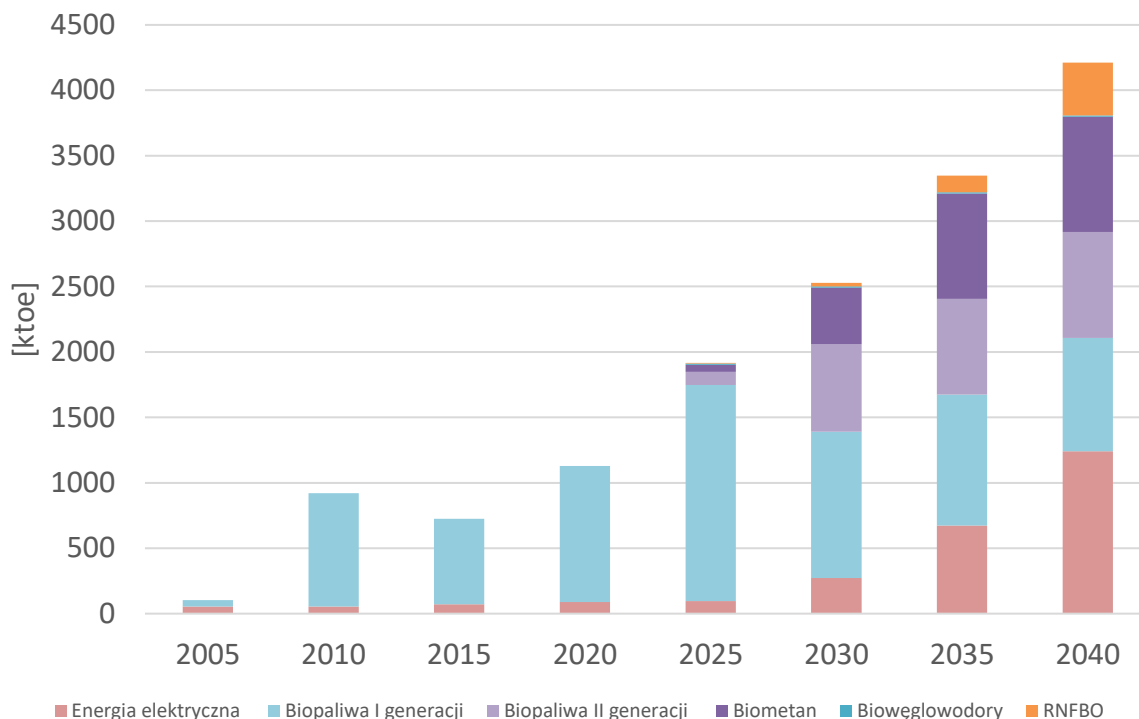
Kluczowym elementem warunkującym osiągnięcie planowanego poziomu udziału OZE jest przede wszystkim osiągnięcie celów w zakresie rozwoju rynku pojazdów z napędem elektrycznym. Do 2030 r. założono ok. 0,7 mln samochodów osobowych elektrycznych, natomiast w 2040 r. – 4,1 mln. Liczba autobusów elektrycznych komunikacji miejskiej ma wynieść ok. 5 tys. w 2030 r. i ok. 12 tys. w 2040 r. Prognozy wskazują także na pojazdy zasilane wodorem, przy czym wyniki prognoz dla wodoru są obciążone znaczącą niepewnością z uwagi trendy na rynku – każdy rok pogłębia dystans pomiędzy technologiami baterijnymi a wodorowymi w transporcie. Produkcja baterii i samochodów elektrycznych na świecie skaluje się w wykładniczym tempie, co daje zdecydowaną przewagę w kosztach zakupu i użytkowania autom elektrycznym. Wyzwaniem są koszty produkcji wodoru, jego dostępność oraz rozwój infrastruktury ładowania.

Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 18,9% w 2030 r.** (Tabela 1.23). Wartości w przywołanej tabeli uwzględniają mnożniki (multiplikatory) stosowane do rozliczenia celów OZE w transporcie zgodnie z RED II, tj. dla energii elektrycznej OZE zużytej w transporcie kolejowym (x1,5) lub w transporcie drogowym (x4), dla biokomponentów zaawansowanych i biogazu wyprodukowanych z surowców odpadowych (x2), itp. W kolejnych podokresach prognozy udział OZE w transporcie wzrasta w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych.

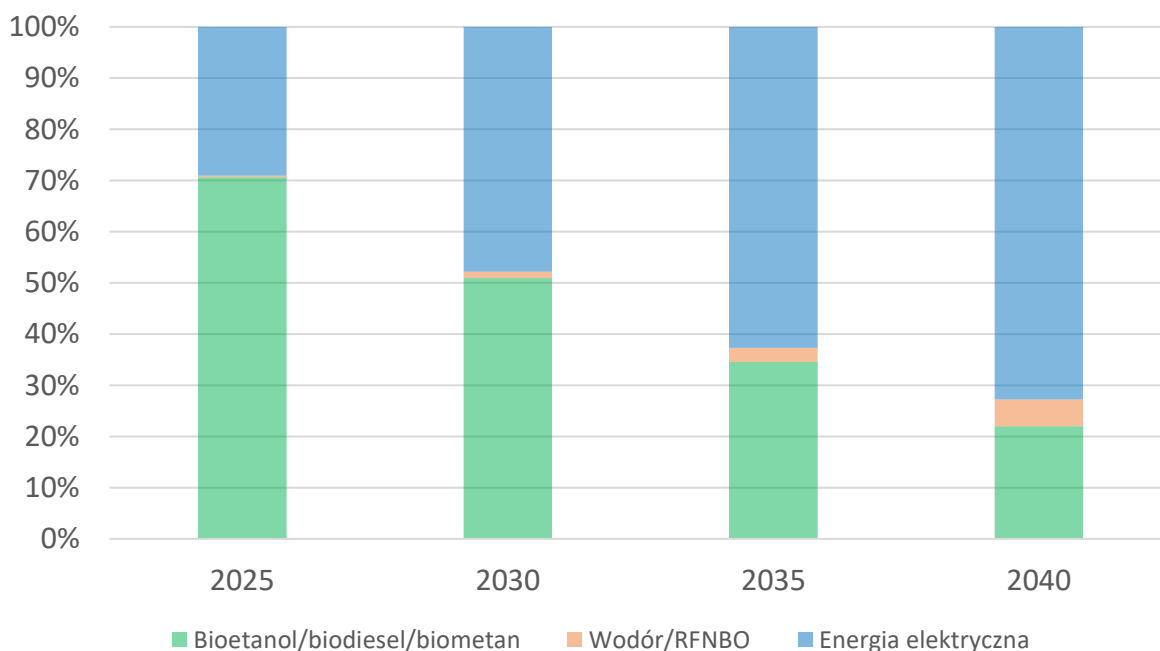


Rysunek 1.8. Finalne zużycie paliw i nośników energii zaliczanych do celu OZE* w transporcie

*Przedstawione wartości prezentują realne zużycie energii w transporcie bez zastosowania mnożników, w tym zużycie biokomponentów I i II generacji oraz całkowite zużycie energii elektrycznej na cele transportowe (nie tylko z OZE).

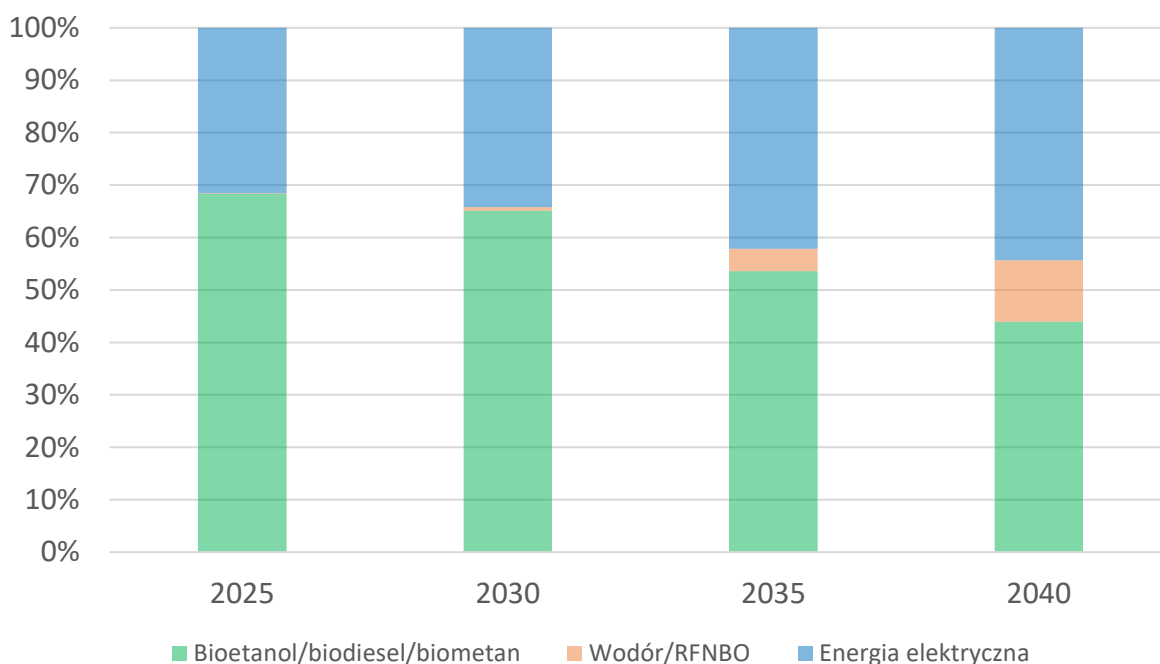


Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu z uwzględnieniem mnożników dla rozliczenia celu OZE zgodnie z RED II [ktoe]



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) 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	71 945	66 570	62 220	59 349
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	4 229	6 421	7 767	11 926	15 532	21 366	28 936	36 639
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1 818	2 292	4 670	8 343	13 551	18 469
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3 868	4 677	5 224	8 507	9 040	10 766	12 709	15 199
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1 291	1 917	2 529	3 348	4 211
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%	21,6%	32,1%	46,5%	61,7%
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,5%	6,5%	13,4%	16,2%	30,8%	51,8%	75,0%	79,8%
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,8%	14,8%	22,1%	26,8%	36,7%	50,5%	67,6%
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,7%	6,6%	5,7%	6,6%	9,4%	18,9%	31,9%	49,9%

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	15 488	16 643	18 967	24 693
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	248	254	260
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1 294	2 364	5 333	10 054	13 565
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1 440	2 268	3 115	4 026
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	532	486	386	350
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
	Elektrownie na gazy odnawialne (biometan/biogaz/wodór)	10	34	78	106	179	250	384	1 479
	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%	2,9%	1,8%	1,3%
	Elektrownie wiatrowe	5,5%	16,6%	44,1%	54,4%	49,6%	61,9%	70,7%	68,8%
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	7,1%	30,2%	26,3%	21,9%	20,4%
	Elektrownie biomasowe	38,6%	57,9%	41,1%	25,0%	11,2%	5,6%	2,7%	1,8%
	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)	3,2%	3,9%	4,1%	4,5%	3,8%	2,9%	2,7%	7,5%
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,5%	0,4%	0,2%	0,1%

*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	33 735	29 298	25 156	22 478
	Geotermia	11	13	22	26	78	97	153	204
	Słońce (kolektory słoneczne)	0	10	45	80	267	428	513	557
	Biomasa stała	3 814	4 555	4 896	7 892	7 096	7 059	6 600	5 937
	Pompy ciepła	0	45	133	298	1 255	1 861	3 113	4 432
	Biometan/Biogaz/Wodór	41	51	88	114	191	1 125	2 121	3 797
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	1	3	40	97	153	197	209	271
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	Geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	0,9%	0,9%	1,2%	1,3%
	Słońce (kolektory słoneczne)	0,0%	0,2%	0,9%	0,9%	3,0%	4,0%	4,0%	3,7%
	Biomasa stała	98,6%	97,4%	93,7%	92,8%	78,5%	65,6%	51,9%	39,1%
	Pompy ciepła	0,0%	1,0%	2,5%	3,5%	13,9%	17,3%	24,5%	29,2%
	Biometan/Biogaz/Wodór	1,1%	1,1%	1,7%	1,3%	2,1%	10,4%	16,7%	25,0%
	Odnawialne odpady komunalne (frakcja BIO)	0,0%	0,1%	0,8%	1,1%	1,7%	1,8%	1,6%	1,8%

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	23 098	21 329	19 763	18 239
	Energia elektryczna	54	53	72	88	95	273	673	1 240
	Biopaliwa I generacji	50	867	653	1 040	1 653	1 118	1 002	868
	Biopaliwa II generacji	0	0	0	0	100	670	730	810
	Biometan	0	0	0	0	54	430	805	880
	Biowęglowodory	0	0	0	0	10	10	10	11
	RFNBO	0	0	0	0	5	27	128	403
	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		93	377	865
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	48	47	65	80	12	179	294	372
	Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	6	6	7	6	82	2	2	2
Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie [%]	Energia elektryczna	52,3%	5,8%	9,9%	7,8%	4,9%	10,8%	20,1%	29,4%
	Biopaliwa	47,7%	94,2%	90,1%	92,2%	91,4%	70,7%	51,7%	39,9%
	Pozostałe (RFNBO, biometan, paliwa węglowe z recyklingu, biowęglowodory)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,6%	18,5%	28,2%	30,7%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	2,3%	12,8%	34,1%	56,0%	69,8%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	91,1%	86,1%	65,3%	43,7%	30,0%
	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	373	625	1025	1592
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]	1,8	2,0	1,9	6	48	213	574	1111
	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 budynkach⁹ 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 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 fotowoltaika (charakteryzująca się największą dynamiką redukcji kosztów i stanowiąca wygodne rozwiązanie techniczne dla gospodarstw domowych, wspólnot mieszkaniowych oraz budynków usługowych).

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 URE¹⁰. 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	12 899	0
	2030	13	17 099	1
	2035	17	21 049	1
	2040	21	24 108	2
Zużycie na własne potrzeby [GWh]	2015	0	5	0
	2020	0	458	0
	2025	6	3 870	0
	2030	10	5 985	0
	2035	13	8 420	0
	2040	17	10 849	0
Energia wprowadzona do sieci [GWh]	2015	0	4	0
	2020	0	1 069	0
	2025	2	9 029	0

⁹ w rozumieniu art. 2 ust. 1 dyrektywy 2010/31/UE

¹⁰ „Zbiornicze 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
	2030	3	11 114	1
	2035	3	12 629	1
	2040	4	13 259	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	2 015	1 246
2030	6	428	2 329	1 753
2035	8	513	2 089	2 637
2040	11	557	1 862	3 389

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

W poniższych tabelach zaprezentowano projekcje wykorzystania OZE w budynkach i 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. 49% w 2030 r. i następnie ok. 87% w 2040 r. Z kolei w przemyśle udział OZE wzrasta z poziomu ok. 12% w 2020 r. do prawie 24% w 2030 i ponad 42% w 2040 r. W horyzoncie najbliższych dwóch dekad biometan wprowadzany do sieci gazowych będzie silnie zyskiwał na znaczeniu w przemyśle, uzupełniany stopniowo przez wodór. Natomiast biogaz będzie źródłem paliwa gazowego dla przemysłu wykorzystywanym lokalnie.

Tabela 1.29 OZE w budynkach [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna (PV)	852	1 110	1 471	1 811	2 075
Energia elektryczna z sieci (OZE)	745	756	1 365	2 276	2 894
Ciepło z sieci (OZE)	392	380	515	832	1 560
Geotermalna	45	78	97	153	204
Słońce	260	260	406	468	461
Biomasa	3 885	3 662	3 551	3 083	2 669
Biometan	97	20	245	616	666
Pompy ciepła	1 169	1 246	1 753	2 637	3 389
Produkcja z OZE ogółem	5 837	7 511	9 403	11 878	13 917
Zużycie energii ogółem	23 702	21 670	19 108	16 881	16 023
Udział OZE [%]	24,6%	34,7%	49,2%	70,4%	86,9%

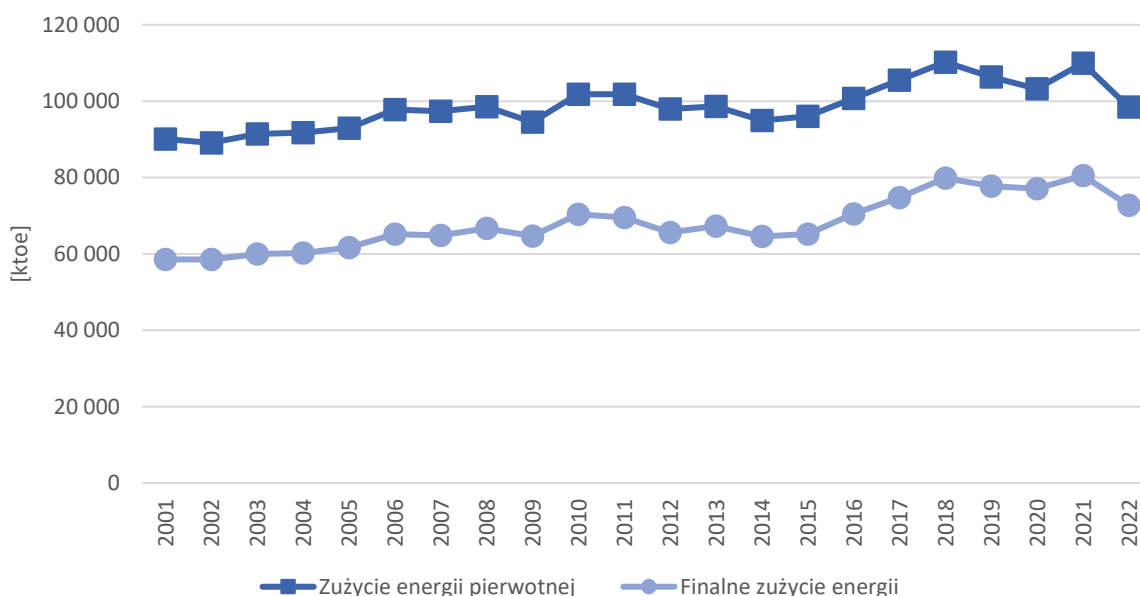
Tabela 1.30. OZE* w przemyśle [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Odpady odnawialne	90	102	112	123	137
Słońce	8	72	170	312	503
Biomasa	1 807	2 301	2 195	2 152	2 171
Biometan/biogaz/wodór	23	34	961	1 905	2 975
Produkcja z OZE ogółem	1 928	2 509	3 438	4 492	5 786
Zużycie energii ogółem	15 921	15 536	14 528	14 116	13 706
Udział OZE [%]	12,1%	16,2%	23,7%	31,8%	42,2%

* Ze względu na ograniczenia modelowe elektrownie wiatrowe są modelowane w sektorze elektroenergetycznym, zatem nie wyodrębniono ww. pozycji oddzielnie w sektorze przemyśle

2. Wymiar „efektywność energetyczna”

W latach 2012–2022 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 (skumulowany roczny wskaźnik wzrostu wyniósł – 0,6%). Natomiast finalne zużycie energii wzrosło w analizowanym okresie z 64,4 do 72,4 Mtoe (skumulowany roczny wskaźnik wzrostu wyniósł – 1,2%). 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 2011-2021¹¹

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.

2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

W tabeli (Tabela 2.1) i na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej (z uwzględnieniem zużycia nieenergetycznego) w kraju dla scenariusza WAM. Z uzyskanych danych wynika spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 87,3 Mtoe w 2030 r. i następnie dalszy stopniowy spadek w kolejnych okresach. W konsekwencji, zapotrzebowanie na energię pierwotną spada do 77,3 Mtoe w 2040 r. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe do 69,7 Mtoe w 2030 r. i następnie do 62,1 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).

¹¹ „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.

Zgodnie z zaprezentowanymi danymi wynikowymi, **w 2030 r. zużycie energii pierwotnej ulega redukcji o 14,7% w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020**. Wynik ten mieści się nieznacznie powyżej celu wyznaczonego w dyrektywie EED (wynoszącego dla Polski 14,2% +/- 2,5%). **W odniesieniu do zużycia energii finalnej, uzyskana redukcja w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym PRIMES 2020 wynosi 4,6%**. 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 prawdopodobnie niemożliwe, pomimo intensyfikacji działań w tym zakresie. Proste oszczędności zostały już wcześniej 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 jeden z kluczowych priorytetów KPEiK oraz polityki rządu.

W scenariuszu WAM założono cały szereg dodatkowych działań zmierzających do osiągnięcia celów w zakresie zmniejszenia zużycia 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 KPRB¹². 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% gospodarstw 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);
- instalowanie wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła (systemów rekuperacji) w budynkach jedno i wielorodzinnych
- 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:

- 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.
- stosowanie wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła - rekuperacji

¹² <https://www.kape.gov.pl/blog/aktualnosci-kape-1/krajowy-plan-renowacji-budynkow-730>

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

Założeniem dla sektora budynków niemieszkalnych jest, że do 2030 r. 15% takich obiektów wdroży zaawansowane systemy zarządzania budynkami, (co odpowiada 3% rocznie, począwszy od 2025 r.). 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 założono ok. **0,53 Mtoe oszczędności w perspektywie 2030 r.**

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.

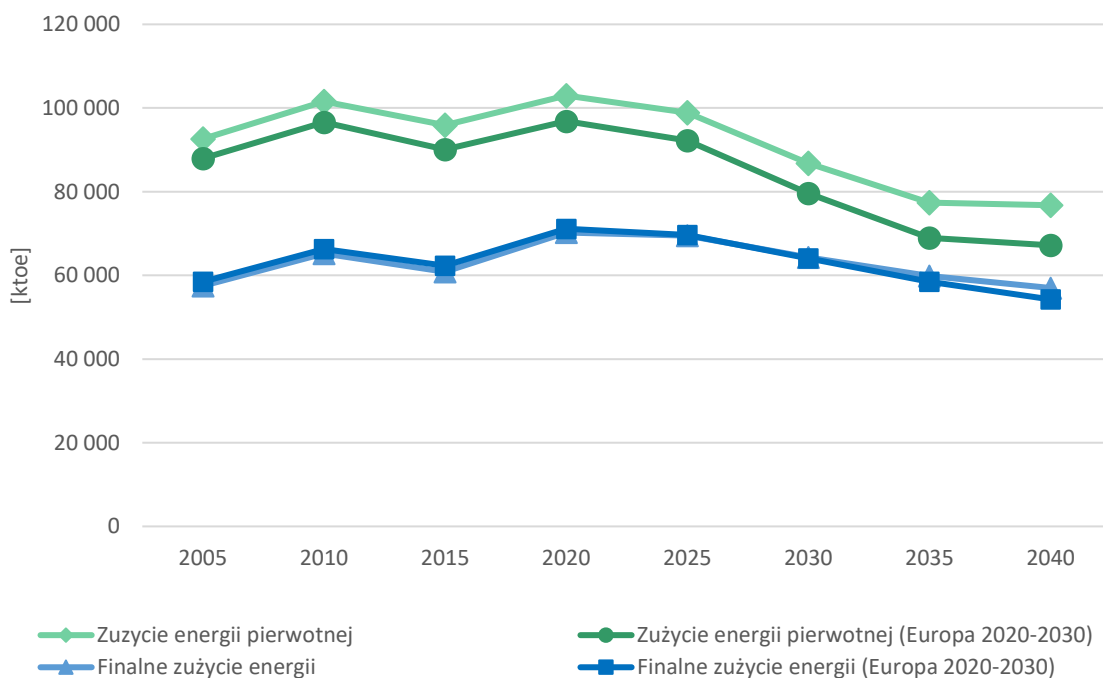
W przemyśle założono wygenerowanie **dodatkowych oszczędności na poziomie ok. 0,88 Mtoe** w napędach elektrycznych oraz modernizacji źródeł ciepła wysoko- i niskotemperaturowego. Optymalizacja pracy maszyn oraz uzyskanie jak najwyższej efektywności energetycznej i eksploatacyjnej silników elektrycznych 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	99 300	87 276	77 840	77 264
Zużycie energii pierwotnej	92 582	101 604	95 868	102 979	98 912	86 836	77 375	76 771
Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)	87 974	96 590	90 075	96 859	92 197	79 614	68 988	67 193
Finalne zużycie energii*	61 700	70 380	65 169	77 134	74 957	69 699	65 160	62 139
Finalne zużycie energii	57 473	65 250	60 863	70 235	69 496	64 338	59 885	56 992
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)	58 487	66 283	62 299	71 145	69 694	64 077	58 526	54 265

*ze zużyciem nieenergetycznym

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



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

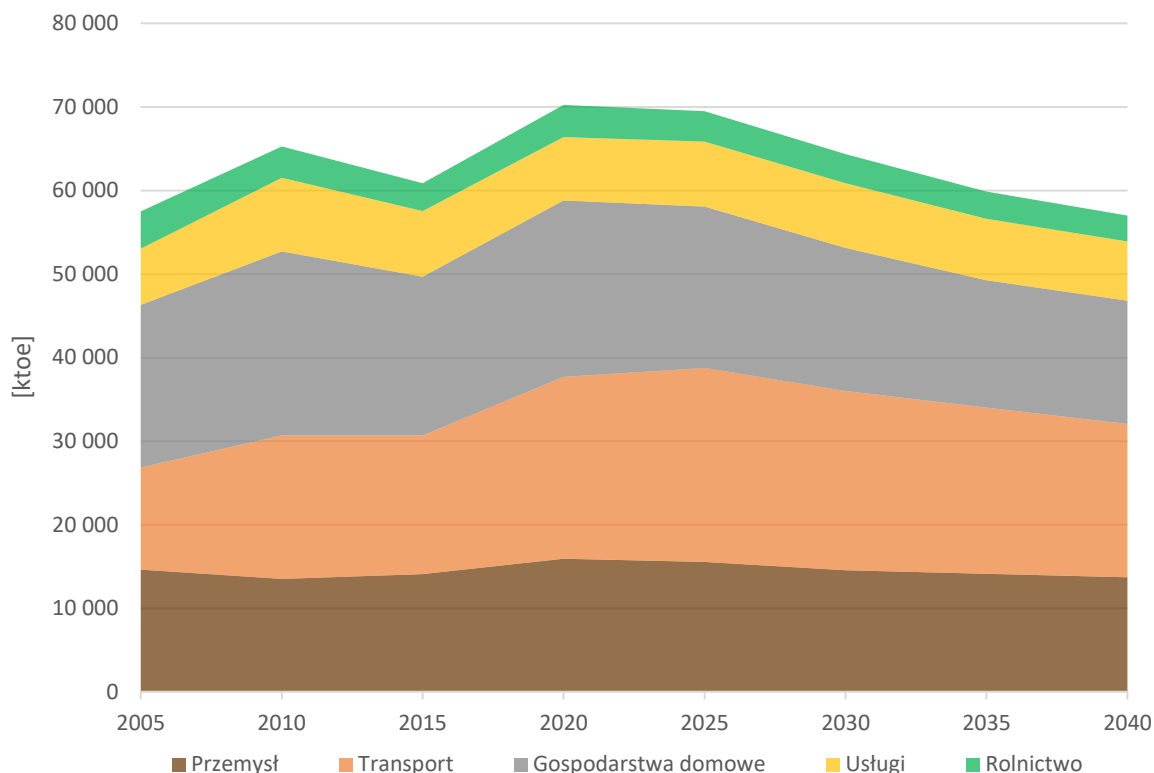
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

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 finalne energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 64,3 Mtoe. Na koniec prognozy osiąga wartość 56,9 Mtoe. Przedstawiona trajektoria zakłada spadek zużycia finalnego w latach 2020-2040 we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Z dzisiejszej perspektywy, najtrudniej będzie osiągnąć jakiegokolwiek redukcje 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 technologii transportowych oraz popularyzacji transportu zbiorowego jest szansa na znaczne obniżenie energochłonności transportu, ale jest to uzależnione w dużym stopniu od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa oraz prowadzonej polityki ekologicznej państwa.

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	23 228	21 473	19 903	18 362
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	11 002	12 264	10 859	10 341	9 756
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	19 292	17 122	15 249	14 739
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	69 496	64 338	59 885	56 992

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

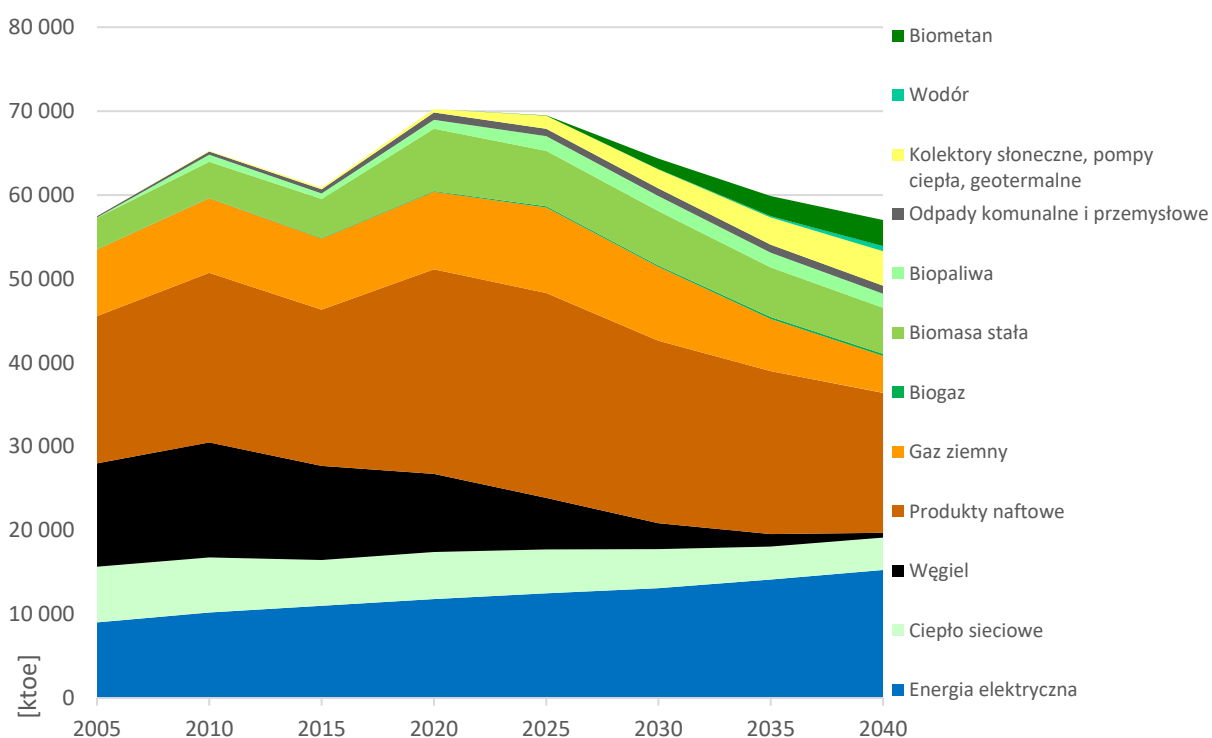
W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (Tabela 2.3; Rysunek 2.4). Znacząco spada zużycie węgla (z 13% w 2020 r. do 5% w 2030 r. i do 1% w 2040 r.). Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze 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. 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. Zużycie gazu ziemnego wzrasta osiągając szczyt w okresie 2025-2030 r., po czym 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 oraz wzrostu wykorzystania pomp ciepła w indywidualnych systemach ogrzewania.

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	12 477	13 117	14 116	15 265
Ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 603	5 258	4 623	3 956	3 850
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 335	6 114	3 095	1 482	580
Produkty naftowe	17 563	20 213	18 647	24 384	24 438	21 783	19 426	16 712
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 490	9 236	10 221	8 815	6 242	4 399
Biogaz	40	48	78	92	131	165	201	237
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	7 447	6 597	6 476	5 952	5 486
Biopaliwa	47	867	653	1 040	1 763	1 799	1 742	1 689
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	889	894	915	933	954
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	69	200	404	1 543	2 250	3 244	4 117
Wodór	0	0	0	0	5	30	157	607
Biometan	0	0	0	0	55	1 270	2 436	3 097
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	69 496	64 338	59 885	56 992

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



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

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 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	2 087	1 978	1 721
Wodór	0	0	0	0	0	66	146	319
RAZEM	4 608	4 969	5 660	5 795	5 461	5 361	5 274	5 147

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 średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Niemniej jednak energochłonność pierwotna PKB wynosząca 181 [toe/mlnEUR'2024] jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności.

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	270	234	191	181	147	115	94	87
toe/mln PLN'2024	67	58	46	41	33	26	21	19

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 2,31 toe/Ma do 2030 r. i 2,12 toe/Ma 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	2,31	2,12	2,12

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 wyniki 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	179	162	129	135	112	92	78	70
Przemysł	217	149	131	127	103	87	78	71
Transport	624	857	650	888	700	561	471	400
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	350	446	368	282	243	211
towarowy	b.d.	b.d.	292	433	327	273	222	184
Usługi	37	38	30	25	22	20	17	15
Rolnictwo	397	335	322	360	321	290	268	252
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1269	1360	1135	1170	1024	886	766	723

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 do wszystkich odbiorców. 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. 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 na rzecz 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	387	0	0	0
	Produkty naftowe	10	4	1	11	4	3	2	0
	Gaz	1	0	0	0	589	1 252	1 262	111
	OZE, wodór, odpady	6	61	441	342	513	448	352	339

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrociepłownie	Węgiel	34 392	33 935	32 375	25 695	20 382	9 913	3 550	125
	Produkty naftowe	555	563	407	364	481	390	346	255
	Gaz	1 182	1 093	1 347	2 959	4 852	5 618	3 277	2 526
	OZE, wodór, odpady	435	1 547	2 021	1 981	2 107	2 438	2 411	4 432
	Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	6 242
Ciepłownie	Energia elektr.	0	0	0	0	27	53	227	355
	Węgiel	3 063	3 360	2 403	2 341	1 750	858	397	36
	Produkty naftowe	52	36	16	20	45	32	48	38
	Gaz	295	277	209	217	511	560	600	527
	OZE, wodór, odpady	40	47	42	129	193	245	220	208

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 (spadek dotyczy ropy naftowej, 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	24 306	22 899	21 566	19 799
Węgiel	9 519	10 559	11 063	8 773	8 665	8 578	8 465	8 172
Produkty naftowe	1 085	1 703	1 906	2 697	1 560	1 465	1 375	1 267
Gaz	204	308	638	558	453	405	356	306
OZE, wodór, odpady	0	0	0	0	0	5	41	164

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

2.9. 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%¹³ 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 2.10) wskazują na nieznaczny wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji z 65% w 2020 r. do 66% w 2030 r., a następnie jego spadek do 43% 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, przystosowane będą również do spalania biometanu wtłaczanego do krajowych sieci gazowych. Paliwem, który będzie „zazieleniał” w kolejnych dekadach ten sektor będzie również wodór.

Tabela 2.10 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%	21,3%	21,7%	12,7%	8,5%
Wysokosprawna kogeneracja	63,9%	61,2%	65,1%	64,7%	61,0%	66,3%	51,0%	43,0%

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

2.10. 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 2.11) wykazywane jest wszędzie „0”. Prognozy produkcji ciepła z elektrociepłowni są wynikiem optymalizacji kosztowej przeprowadzonej w modelu MESSAGE-PL.

Tabela 2.11. 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	167 168	164 199	124 133	98 847
Ciepłownie	116 508	129 980	95 274	99 553	103 642	76 953	84 181	95 908

* 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 2.12) 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

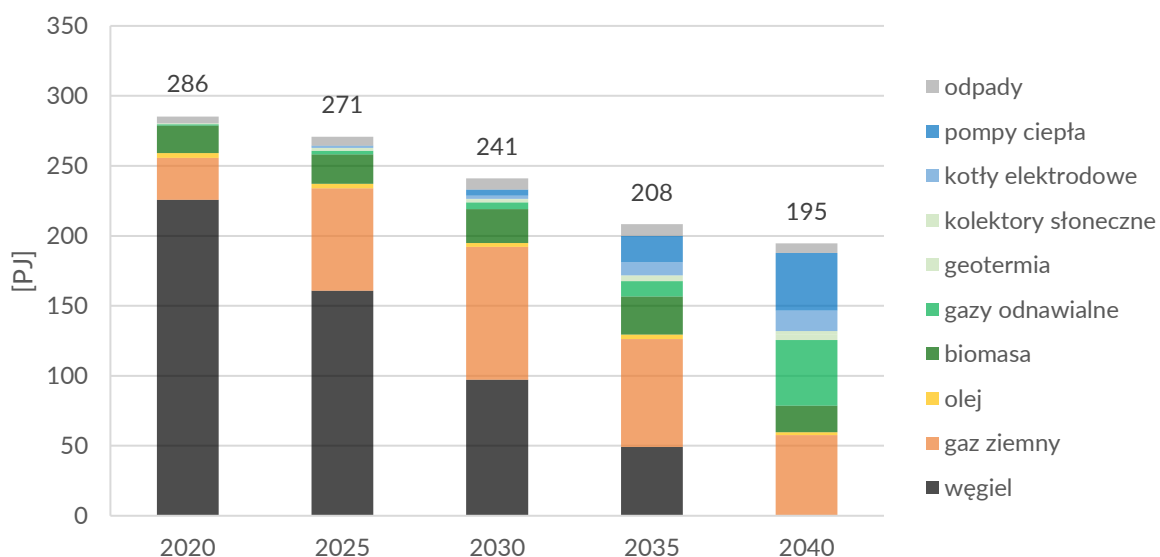
¹³ „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

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 budowy. Niekiedy będą to również źródła uzupełniające dla pomp ciepła, kotłów elektrodowych, 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 2.12. Produkcja energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwie systemowym) w podziale na paliwa [TJ]

	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel	225 854	160 737	97 119	49 110	81
Gaz ziemny	29 843	73 341	95 059	77 036	57 503
Olej	3 336	3 200	2 580	3 407	2 197
Biomasa	19 868	20 905	24 384	27 149	18 893
Biometan, biogaz, wodór	835	2 523	4 852	10 879	46 900
Geotermia	712	2 088	2 283	2 982	4 009
Odpady	4 853	6 518	8 190	8 510	6 927
Kotły elektrodowe	0	1 089	2 163	9 324	14 574
Kolektory słoneczne	0	0	195	1 243	2 367
Pompy ciepła	0	408	4 327	18 676	41 303
Paliwo jądrowe, ciepło odpadowe	641	0	0	0	0
RAZEM	285 942	270 810	241 152	208 314	194 755

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



2.11. Produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła

W tabeli (Tabela 2.13) 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. 975 PJ w 2020 r. do 860 PJ w 2030 r. i 720 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). W tabeli (Tabela 2.14) przedstawiono produkcję energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła 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 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]

sektor	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	538	529	473	415	397
Usługi	106	104	95	77	65
Rolnictwo	44	43	42	40	39
Przemysł	287	280	248	236	218
Suma	975	956	857	769	719

Tabela poniżej dotyczy produkcji ciepła w sektorach gospodarstwa domowe, usługi, rolnictwo, przemysł przedstawionej w podziale na paliwa i nośniki energii. W przemyśle jako indywidualne źródła produkcji ciepła zostały wzięte pod uwagę m.in. piece i kotły do produkcji ciepła procesowego

Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]

paliwa / nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	73	98	102	115	126
Węgiel	254	175	87	37	12
Gaz	403	408	358	274	219
LPG/OOL	50	39	29	21	17
Biomasa, odpady, biometan*	179	175	193	191	182
Pompy ciepła	12	50	72	108	140
Kolektory słoneczne	5	11	18	21	23
Suma	975	956	857	769	719

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

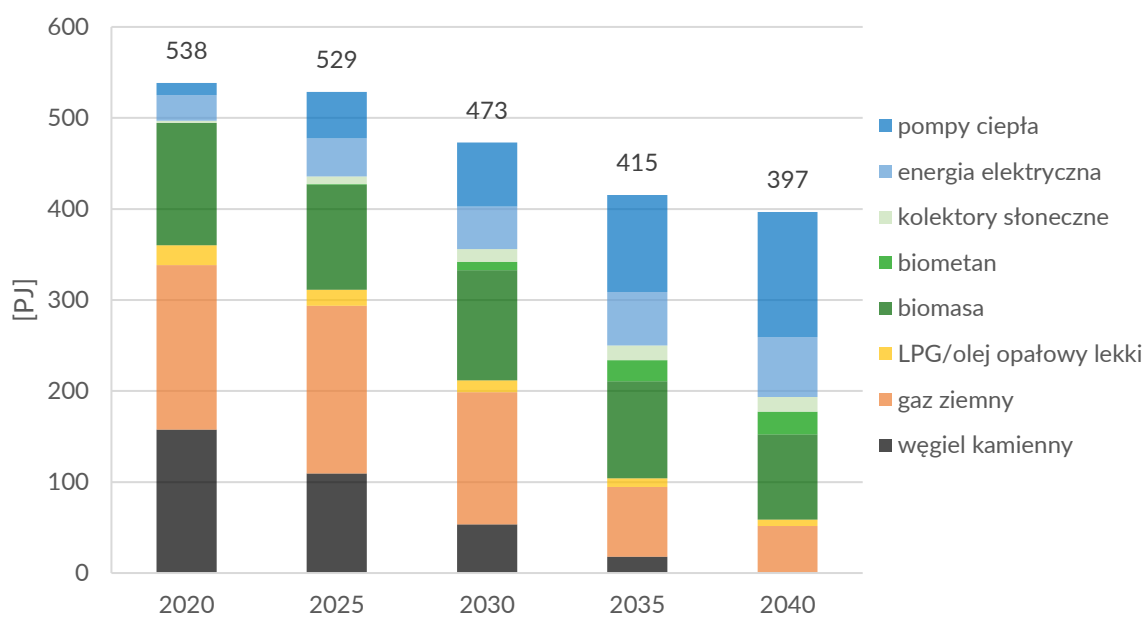
W tabeli (Tabela 2.15) i na rysunku (Rysunek 2.6) zaprezentowano produkcję ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w gospodarstwach domowych. Jako źródła ciepła przyjęto wszelkie urządzenia i technologie wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz przygotowanie posiłków.

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

paliwa / nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	28	42	47	59	66
Gaz ziemny	181	184	145	77	51
LPG/Olej opałowy lekki	22	18	13	10	7

paliwa / nośniki energii	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	157	109	54	18	0
Biomasa	134	115	121	106	93
Pompy ciepła	13	51	70	107	137
Kolektory słoneczne	3	8	14	16	16
Biometan	0	1	9	23	25
Suma	538	529	473	415	397

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



Rysunek 2.6. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii w gospodarstwach w gospodarstwach domowych

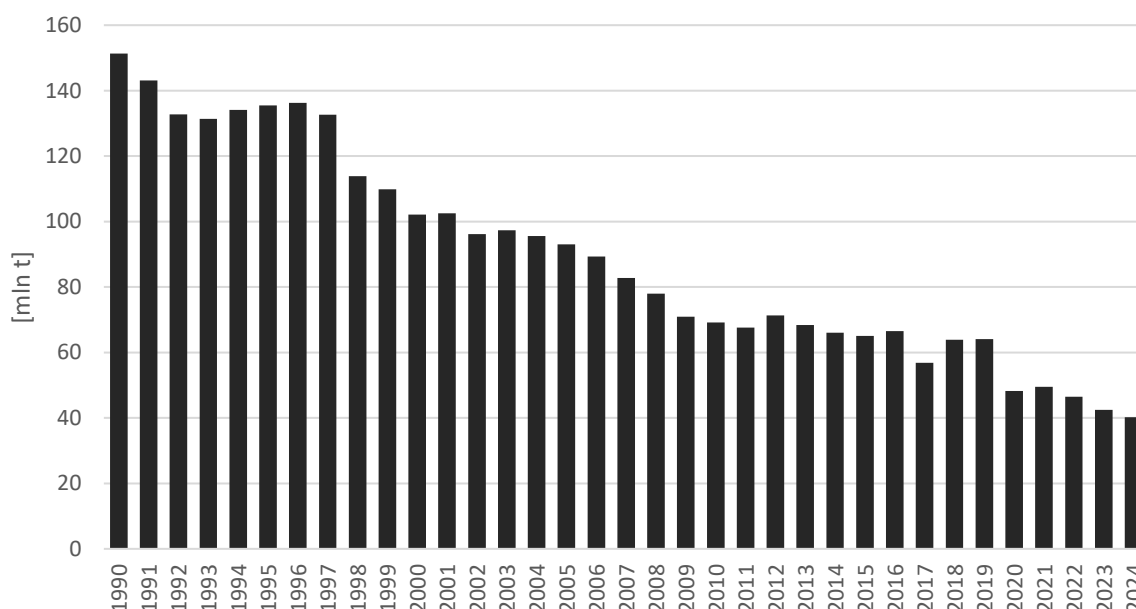
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

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 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 44% zasobów bilansowych (28 397 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych, tj. nadających się do wydobywania przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych wyniosły 3999,7 mln t. Warto jednak zaznaczyć, że eksploatacja w większości kopalni w Polsce wiąże się z bardzo wysokimi kosztami – znacznie wyższymi niż w innych krajach. Wydobycie węgla kamiennego w 2024 r. wyniosło 40,2 mln t¹⁴.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobywania 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.



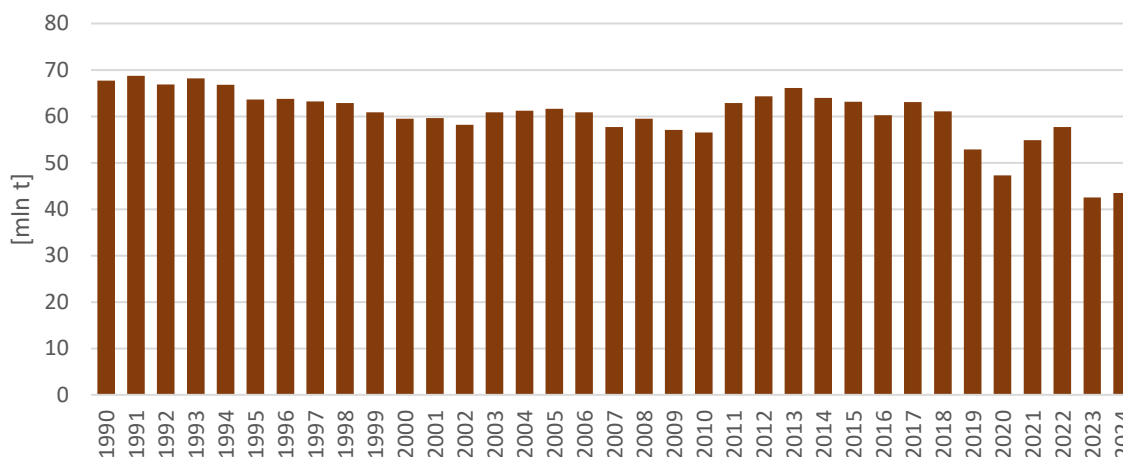
Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowych Instytut Badawczy

¹⁴ „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce, wg stanu na 31.XII.2024 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa, 2025

Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2024 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynosiły 22 985 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 3,8% zasobów bilansowych i wynoszą 882 mln t. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wyniosły natomiast 722 mln t. Są to zasoby możliwe do wydobywania przy obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych. Warto jednak podkreślić, że ich eksploatacja wiąże się z relatywnie wysokimi kosztami. Według danych podawanych przez PIG w 2024 r. wydobycie wyniosło niecałe 43,5 mln t. Na rysunku poniżej przedstawiono wydobycie węgla brunatnego w latach 1990-2024 (Rysunek 3.2).



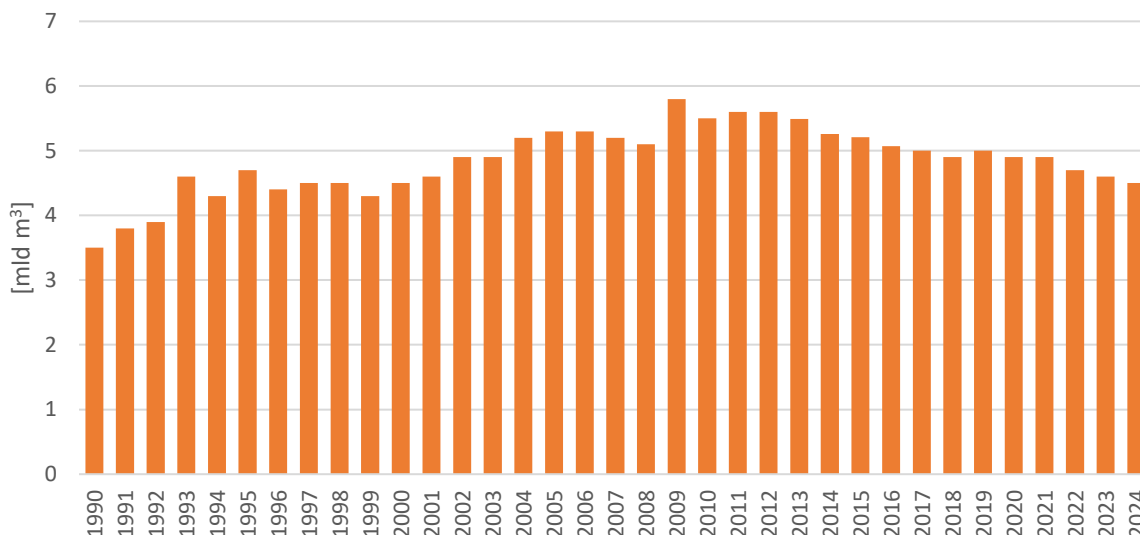
Rysunek 3.2. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 – 2024

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy 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).

¹⁵ W porównaniu do stanu z końca 2023 r. nastąpił wzrost ze 105,3 mld m³, ze względu na włączenie do bilansu nowych złóż.



Rysunek 3.3. Wydobywanie 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 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 przerobczych 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 jest paliwem odnawialnym o ograniczonej podaży. Biomasa jest wykorzystywana do produkcji energii w ogrzewnictwie indywidualnym, a także w przedsiębiorstwach energetycznych. W przypadku tych ostatnich konieczne jest stosowanie biomasy spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju (obecnie dotyczy to instalacji powyżej 20 MWt, zgodnie z RED III próg wielkości instalacji został obniżony do 7,5 MWt). Opracowane prognozy dla scenariusza WAM wskazują, że zużycie biomasy będzie spadało w czasie na rzecz wykorzystania innych odnawialnych źródeł energii.

Należy podkreślić, że **potencjał zrównoważony**, który może zostać zagospodarowany na cele energetyczne, jest mniejszy niż potencjał techniczny. Popyt na biomasę ze strony przedsiębiorstw energetycznych nie powinien zaburzać dotychczasowych kierunków jej wykorzystania, w szczególności wykorzystania biomasy w produkcji materiałowej. Dla wyznaczenia potencjału zrównoważonego przyjmuje się następujące założenia¹⁶:

- I. Wykorzystanie materiałowe biomasy powinno być priorytetem w stosunku do wykorzystania energetycznego, gdziekolwiek jest to technicznie i ekonomicznie uzasadnione. Wykorzystanie materiałowe przyczynia się do długoterminowego magazynowania węgla zawartego w biomacie, nie przyczynia się do emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz tworzy wyższą wartość dodaną dla gospodarki. Dotyczy to w szczególności wykorzystania drewna do produkcji trwałych dóbr przemysłowych lub jako materiału budowlanego.
- II. Energetyczne zastosowania biomasy powinny dotyczyć wykorzystania materiałów reszkowych, odpadowych, materiałów o najniższej jakości, na które nie ma zapotrzebowania do zastosowań

¹⁶ Opracowanie własne MKiŚ, 2025.

o wyższej wartości dodanej, a także nadwyżki ponad możliwości przerobu lokalnych zakładów przemysłu.

Oszacowany potencjał biomasy stałej na cele energetyczne obejmuje następujące **główne** źródła biomasy:

- 1) **Biomasa leśna.** Uwzględniono drewno pozyskiwane z: lasów PGL Lasy Państwowe, lasów prywatnych, gminnych, zadrzewień oraz tzw. lasów poza ewidencją. Dla 2023 r. wykorzystano rzeczywiste dane o pozyskaniu drewna z publikacji statystycznych¹⁷ i raportów branżowych¹⁸. W prognozach dla scenariusza WAM dla 2030 r. uwzględniono modyfikację modelu gospodarki leśnej w PGL Lasy Państwowe z uwagi na wzmocnienie funkcji ochrony przyrody lub funkcji społecznych lasów (wynikających z Ogólnopolskiej Narady o Lasach) oraz realizację celu LULUCF. Jako potencjał zrównoważony na cele energetyczne uwzględniono jedynie zasoby drewna o obniżonej wartości techniczno-użytkowej. Rozróżnia się ilość drewna dostępnego na cele opałowe dla rozproszonych użytkowników (gospodarstw domowych, rolnictwa) oraz ilości dostępne dla przedsiębiorstw energetycznych. W perspektywie 2030 r. w zakresie drewna pozyskiwanego z lasów na potrzeby energetyki zawodowej uwzględniono kryteria określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego.
- 2) **Produkty uboczne przerobu drewna.** Aby zaspokoić potrzeby krajowego przemysłu drzewnego, na potrzeby szacunku potencjału biomasy dla scenariusza WAM, dla 2030 r. przyjęto dodatkowo założenie o istotnym ograniczeniu eksportu drewna okrągłego. Produkty uboczne przerobu drewna powstające w zakładach sektora drzewnego (zrębki, trociny, itp.) w znaczącej części są obecnie zagospodarowane przez sam przemysł drzewny (zarówno do celów materiałowych – głównie do produkcji płyt drewnopochodnych, jak i energetycznych, np. suszenie drewna). Z tego względu dla potrzeb energetyki/ciepłownictwa w potencjale zrównoważonym uwzględniono tylko nadwyżkę produktów ubocznych, która wykracza ponad potrzeby sektora drzewnego. Oszacowany potencjał zrównoważony produktów ubocznych przerobu drewna dostępny na cele energetyczne odejmuje łącznie: (i) ilość obecnie zagospodarowaną w przemyśle drzewnym na cele energetyczne oraz (ii) nadwyżkę potencjalnie do wykorzystania dla energetyki/ciepłownictwa.
- 3) **Biomasa pochodzenia rolniczego:**
 - **Drewno z sadów.** Uwzględniono drewno z cięć pielęgnacyjnych sadów owocowych i odnowienia sadów.
 - **Nadwyżka słomy zbożowej.** Na cele energetyczne uwzględniono tylko nadwyżkową słomę zbożową po odjęciu potrzeb wynikających z produkcji rolniczej – zarówno zwierzęcej, jak i bilansowania materii organicznej w glebach (wymieszania słomy z glebą) oraz zwiększenia poziomu sekwestracji węgla w glebach (sektor LULUCF), a także po uwzględnieniu innych kierunków jej wykorzystania materiałowego (np. produkcja podłoża do pieczarek, komposty).
 - **Uprawy energetyczne** (uprawy roślin wieloletnich o krótkiej rotacji). Uwzględnia się założenie, że tylko grunty o mniejszej przydatności rolniczej powinny być przeznaczane pod uprawy energetyczne. Przyjęto ostrożne założenia dotyczące rozwoju arealów plantacji i plonowania.

Potencjał zrównoważony krajowej biomasy stałej oszacowany został obecnie na poziomie **293 PJ**. Potencjał ten w znaczącej części jest zagospodarowany, zwłaszcza w odniesieniu do biomasy leśnej i ubocznych produktów przerobu drewna (ogrzewnictwo indywidualne, energetyczne wykorzystanie drewna w przemyśle drzewnym oraz obecne wykorzystanie biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych). Do zagospodarowania pozostaje nadwyżka słomy. W kolejnych latach potencjał zrównoważony biomasy ulegnie nieznacznemu zmniejszeniu.

¹⁷ Rocznik statystyczny leśnictwa, GUS 2024.

¹⁸ Wielkoobszarowa Inwentaryzacja Stanu Lasu, 2024.

Tabela 3.1. Krajowy potencjał zrównoważony biomasy stałej dla scenariusza WAM [PJ/rok]

Rodzaj biomasy	2023	2030	2040
Biomasa leśna	139	117	117
Produkty uboczne przerobu drewna	91	89	85
Biomasa pochodzenia rolniczego	63	71	77
Razem	293	277	279

Źródło: MKiŚ, 2025¹⁹.

Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać wyłącznie w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy. Tworzenie plantacji upraw energetycznych może przyczynić się do rozwoju lokalnych centrów energetycznych na obszarach wiejskich, choć należy mieć na uwadze, że celowa produkcja biomasy wiąże się z nakładami, m.in. na nawożenie, ochronę roślin, co generuje istotnie wyższe koszty w stosunku do biomasy o charakterze pozostałości czy odpadów. Susze będące efektem zaburzeń klimatycznych, silnie ograniczają plony. Ponadto biomasa z upraw celowych ma mniej korzystny bilansu emisji GHG niż biomasa odpadowa. Z tego względu, szacunki dla biomasy pochodzącej z upraw energetycznych są bardzo ostrożne.

Biogaz i biometan

Łączny potencjał techniczny wytwarzania biogazu (rolniczego) i biometanu w Polsce wyrażony w wolumenie bioCH₄ to ok. 8 mld m³/rok. Potencjał wdrożeniowy, uwzględniający wielkość oraz koncentrację źródeł substratów w terenie wynosi 4,7 mld m³.²⁰ Podczas, gdy biogaz służy produkcji energii elektrycznej i ciepła na poziomie lokalnym (w tym biogazownie szczytowe), biometan wprowadzony do sieci gazu ziemnego może znaleźć zastosowanie w elektroenergetyce w źródłach szczytowych, przemyśle, w sektorze transportu, a także w ciepłownictwie.

Wykorzystanie biogazu składowiskowego 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.

Geotermia

Stosunkowo niewiele jest miejsc, w których zastosowanie geotermii 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). W Polsce działa 10 ciepłowni geotermalnych.

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

Polska dysponuje znacznymi zasobami wiatrowymi, zarówno na lądzie jak i na morzu, które mogą stanowić istotny filar transformacji energetycznej kraju. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej analizy wskazują na bardzo wysoki potencjał przestrzenny, nawet po uwzględnieniu aktualnych ograniczeń wynikających z uwarunkowań środowiskowych, infrastrukturalnych czy społecznych. Pełne wykorzystanie tego potencjału wymaga jednak zniesienia barier administracyjnych, modernizacji sieci elektroenergetycznych oraz rozwoju systemów magazynowania energii, w celu zapewnienia stabilności dostaw i efektywnego zarządzania energią. Jak wynika z analizy PSEW (Polskie Stowarzyszenie

¹⁹ Dostępność biomasy stałej na cele energetyczne – potencjał zrównoważony. Analiza wewnętrzna MKiŚ, 2025.

²⁰ Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. NCBR Warszawa. 2024.

Energetyki Wiatrowej) istotne możliwości rozwoju oferuje również morska energetyka wiatrowa. Wg szacunków wskazanych w raporcie, do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW, natomiast do 2050 r. jest to 33 GW.²¹

Słońce

Potencjał rozwoju fotowoltaiki w Polsce, w szczególności w zakresie małych i dużych instalacji gruntowych jest bardzo wysoki. Przeprowadzone analizy przestrzenne wykazują szeroką dostępność znacznych powierzchni możliwych do zagospodarowania pod tego typu instalacje. Dalszy rozwój będzie jednak w dużym stopniu zależeć od zdolności systemu elektroenergetycznego do przyjmowania rosnącej ilości energii z rozproszonych źródeł. Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój wykorzystania technologii PV (jak i pozostałych technologii OZE) jest aktualnie stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączanie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się podjęcie działań mających na celu usunięcie ograniczeń sieciowych uniemożliwiających przyłączanie nowych instalacji.

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:

- 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 do kosztu uprawnień do emisji CO₂, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją. Po 2035 r. wydobycie węgla brunatnego istotnie spada;
- w okresie 2020-2040 podaż węgla kamiennego energetycznego wykazuje kontynuację trendu spadkowego obserwowanego w latach 2005-2020. Wydobycie tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do 10,9 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 43 mln t i 21 mln t). W okresie 2030-2040 poziom wydobycia węgla kamiennego ulega bardzo istotnemu obniżeniu. Ograniczenie produkcji w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, ale przede wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Po 2030 r. należy oczekiwać przyspieszenia procesu trwałych odstawień z eksploatacji jednostek wytwórczych, które w tym okresie zaczną wyczerpywać rezerwy techniczne. 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 gospodarstwach domowych i usługach, następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na rozwiązania bezemisyjne (głównie pompy ciepła) lub niskoemisyjne (biomasa, 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”, a także rosnąca dostępność nowych, czystych technologii oraz zmieniająca się świadomość społeczna. Walka z tzw. „niską emisją” jest jednym z głównych priorytetów 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;

²¹ Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

- w prognozie zakłada się stabilizację wydobycia węgla koksującego (ściśle powiązanego z produkcją koksu) na poziomie ok. 7 Mtoe rocznie (10 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;
- 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 wykazuje stopniowy spadek, obecnie utrzymując się na poziomie ok. 3,0-3,3 Mtoe rocznie. W perspektywie do 2040 r. utrzymanie wydobycia na zbliżonym poziomie może stanowić istotne wyzwanie dla krajowego sektora wydobywczego;
- w scenariuszu WAM nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju. Ewentualne zmiany i decyzje w zakresie eksploatacji niekonwencjonalnych złóż mogą być podejmowane w przyszłości w zależności od uwarunkowań rynkowych i analizy opłacalności ekonomicznej;
- przewiduje się wzrost produkcji krajowej biokomponentów II generacji (z uwagi na brak możliwości dalszego zwiększania udziału I generacji). Uwzględnia się te paliwa mając na uwadze rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym na paliwa ciekłe oraz możliwość zastępowania nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych (HVO, coHVO);
- biometan jest paliwem, które odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WAM wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego. Wykorzystanie biometanu stanowi ważny element wspierający zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju, realizację GOZ i stymulowanie rozwoju obszarów wiejskich. Prognoza zakłada uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. Priorytetowe jest wprowadzenie biometanu do sieci gazowych, przy czym prognozuje się rosnący w czasie udział biometanu w paliwie gazowym w sieciach. Docelowe zastosowanie biometanu to przede wszystkim paliwo szczytowe w dyspozycyjnych blokach gazowych w systemie elektroenergetycznym z rosnącym udziałem OZE. Tym samym biometan będzie także paliwem w ciepłownictwie systemowym do zasilania elektrociepłowni pracujących w funkcji źródeł szczytowych dla systemu elektroenergetycznego, łądujących jednocześnie magazyny ciepła. Biometan to także paliwo i surowiec dla przemysłu. Zastosowanie biometanu ma pomóc w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu w zakresie paliw z odpadów;
- biomasa stała stanowi tradycyjne paliwo do ogrzewania w gospodarstwach domowych - zwłaszcza na obszarach wiejskich oraz w rolnictwie. Z uwagi na kryteria zrównoważonego rozwoju obowiązujące biomasę stosowaną w zakładach energetycznych, podaż biomasy krajowej jest ograniczona. Biomasa będzie wykorzystywana przede wszystkim lokalnie w oparciu o nadwyżkowe zasoby. Po 2040 r. należy rozważyć instalacje energetycznego wykorzystania biomasy wyposażone w instalacje CCS, które mogą być źródłem ujemnych emisji w systemie EU ETS, co umożliwi kompensację emisji GHG z innych sektorów, gdzie redukcja nie będzie 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. Wysokie emisje związane ze spalaniem odpadów oraz włączenie tego rodzaju instalacji do systemu EU ETS od 2026 r. ograniczają szersze wykorzystanie tego typu technologii;
- przewiduje się zastosowanie odnawialnego wodoru jako brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór RFNBO będzie odgrywał kluczową rolę w sektorze przemysłu – przede wszystkim jako element dekarbonizacji procesów produkcyjnych (w szczególności przemysł chemiczny i stalowy). W sektorze elektroenergetycznym wodór to, podobnie jak biometan, źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Zgodnie

z zaprezentowanymi projekcjami, produkcja wodoru odnawialnego, w tym RFNBO staje się znacząca w okresie po 2035 r. i osiąga wartość prawie 4 Mtoe w 2040 r.

Tabela 3.2. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	8 824	6 967	3 144	5905	1 488
Węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	22 554	18 590	10 867		
Węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	8 654	7 345	7 259	7 177	7 001
Koks	5 721	6 701	6 666	5 205	5 330	5 344	5 349	5 276
Ropa naftowa	840	681	922	934	1 000	1 000	1 000	1 000
LPG	312	466	632	749	521	488	468	455
Benzyna	4 415	4 326	4 046	4 089	4 151	3 989	4 005	3 640
Olej napędowy	7 643	10 743	12 075	13 253	12 197	10 918	9 582	8 242
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 396	3 300	3 300	3 300	3 000
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	973	1 651	1 684	1 684	1 805
Biogaz	54	115	229	322	573	784	876	851
Biometan	0	0	0	0	54	1 270	2 493	3 336
Biomasa stała	4166	5 866	6 268	8 964	8 213	8 107	7 195	6 590
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 309	1 456	1 488	1 393
Wodór	0	0	0	0	5	349	982	3 982

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 przerobczych 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,
- w prognozach nie uwzględniono importu wodoru ze względu na obecną wysoką niepewność możliwości importu tego surowca.

Tabela 3.3. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	4 865	1 961	-980	-1 014	-1 043
Węgiel koksujący	-1 801	944	275	-634	148	223	286	342
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	23 592	22 187	20 857	19 090
LPG	2 172	1 974	1 868	1 838	1 906	1 409	1 073	826
Benzyna	-69	111	-204	187	365	328	313	266
Olej napędowy	2 260	2 202	309	4 124	4 918	4 256	3 618	3 034
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	13 647	16 894	16 360	10 894	6 800
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	-65	427	-144	67	112	115	115	123
Biomasa stała	0	0	506	366	310	302	234	188
Wodór	0	0	0	0	0	0	0	0

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 3.4. 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 3.5. 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 kamienny	4,2%	13,1%	8,6%	22,3%	15,4%	3,0%	3,0%	2,9%
Węgiel koksujący	0,3%	18,3%	17,0%	16,1%	20,7%	21,9%	23,0%	24,3%
Koks	0,5%	1,2%	2,0%	3,8%	6,5%	7,4%	8,5%	10,7%
Węgiel brunatny	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ropa naftowa	98,0%	98,2%	101,1%	96,5%	96,9%	96,7%	96,5%	96,2%

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
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%	66,0%	67,7%	66,3%	64,3%
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%	1,2%	1,2%
Biomasa stała	0,0%	0,0%	8,4%	6,5%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%
Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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 Słowacją²².

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. Najważniejszym dostawcą ropy do Polski od I kw. 2023 r. stała się Arabia Saudyjska. Obecnie udział dostaw z tego kraju kształtuje się na poziomie 65% ogółu importu ropy. Drugim najważniejszym importerem ropy do naszego kraju jest Norwegia, jej znaczenie jest jednak zdecydowanie mniejsze. Natomiast dostawy z innych krajów odbywają się na głównie w oparciu o zakupy spot. W związku z wejściem w życie 6. pakietu sankcji²³ w lutym 2023 r. zaniechano 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 sprowadzano 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.

²² Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

²³ 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.

Jedynym paliwem, które obecnie jest przedmiotem importu z Federacji Rosyjskiej jest LPG. Niemniej jednak w ramach przygotowywanego 12 pakietu sankcji przewiduje się wprowadzenia embarga na ten produkt, stąd wystąpi konieczność zmiany tego kierunku dostaw. Prawdopodobnie największym importerem LPG stanie się Szwecja, ale tak jak w przypadku innych produktów naftowych, decydować o tym będą warunki rynkowe.

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 konfigurację systemów elektroenergetycznych oraz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych głównymi kierunkami importu energii elektrycznej są Niemcy i Szwecja, a eksportu Słowacja i Czechy.

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 dla biomasy, wielu ekspertów wskazuje na Stany Zjednoczone oraz Kanadę jako źródła importu biomasy w formie pelletu drzewnego. Niemniej jednak import biomasy osłabia bezpieczeństwo energetyczne kraju, dlatego wskazane jest ograniczenie jego skali, także z uwagi na fakt, iż paliwo objęte globalnym rynkiem i silną konkurencją narażone jest na niestabilność cen i globalne koszty dostaw (*global shipping costs*), co negatywnie wpływa na długoterminową opłacalność takiego rozwiązania.

Tabela 3.6. 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
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	Arabia Saud.	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
Olej napędowy	Białoruś	Niemcy	Niemcy	Rosja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Litwa	Rosja	Niemcy	Litwa	Litwa	Litwa	Litwa
		Słowacja	Białoruś	Białoruś	Słowacja	Słowacja	Słowacja	Słowacja
Benzyna	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
	Niemcy	Słowacja	Niemcy	Słowacja	Słowacja	Słowacja	Słowacja	Słowacja
LPG	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Szwecja	Szwecja	Szwecja	Szwecja
	Kazachstan	Kazachstan	Kazachstan	Szwecja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
Gaz ziemny	Rosja	Rosja	Rosja	Rosja	Norwegia	Norwegia	Norwegia	Norwegia
	Uzbekistan	Niemcy	Niemcy	Niemcy	USA	USA	USA	USA
	Kazachstan		Katar	USA	Katar	Katar	Katar	Katar
				Katar	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy

Załącznik 1. do projektu aKPEiK – scenariusz WAM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Paliwo jądrowe	-	-	-	-	-	-	b.d.	b.d.
Biopaliwa	-	b.d.	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy	Niemcy
			Holandia					
			Szwajcaria					
Biomasa stała	Białoruś	Białoruś	Białoruś	Białoruś	USA, Kanada Finlandia, Ukraina	USA, Kanada Finlandia, Ukraina	USA, Kanada, Finlandia, Ukraina	USA, Kanada Finlandia, Ukraina

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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. 10%, natomiast w latach 2020-2040 - ponad 64%. 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. 720 tys., a w 2040 r. ok. 4,2 mln osobowych pojazdów z napędem elektrycznym, zużywających odpowiednio: 2,5 TWh i 21,7 TWh energii elektrycznej. W ciepłownictwie systemowym założono znaczący udział scentralizowanych systemów opartych na wielkoskalowych pompach ciepła, 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 zakładów produkcyjnych. W rezultacie procesu transformacji energetycznej, paliwa stałe i gazowe będą zastępowane rozwiązaniami technicznymi wykorzystującymi energię elektryczną. Jednocześnie w przemyśle będą zachodziły procesy poprawy efektywności energetycznej urządzeń wykorzystujących energię elektryczną (napędów elektrycznych, układów technologicznych), które wpłyną na ograniczanie zużycia energii. Bardzo duży wzrost zużycia energii elektrycznej dotyczy sektora energii, a mianowicie związany jest z produkcją wodoru w procesie elektrolizy. W poniższej tabeli przedstawiono szacunki zużycia energii elektrycznej w elektrolizerach, przy założeniu produkcji wodoru na poziomie zgodnym z wartościami podanymi w tabeli poniżej.

Tabela 3.7 Zużycie energii elektrycznej w elektrolizerach

	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie e.e. w elektrolizerach [TWh]	0	0	6	16	64

- przewiduje się spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci (o 17 % w latach 2020-2030 i 33% w latach 2020-2040), 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 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. 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 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 19,7 Mtoe w 2030 r.), a następnie jego stopniowy spadek do 9,8 Mtoe w 2040 r. Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, w początkowym 10-15 letnim okresie. Później będzie stopniowo zastępowany paliwami i technologiami bezemisyjnymi;
- przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na odnawialne nośniki energii takie jak biometan, biogaz i wodór.
- Istotną rolę w bilansie energetycznym odgrywać będzie biometan, którego zużycie w 2030 r. szacuje się na poziomie 1,3 Mtoe, a następnie jego stopniowy wzrost do 3,3 Mtoe w perspektywie 2040 r. (jest to odpowiednio 1,5 mld m³ i 3,8 mld m³). Biometan jest paliwem, którego potencjał techniczny szacowany jest przez różne ośrodki badawcze na poziomie 8 mld m³/rok. Potencjał wdrożeniowy uwzględniający wielkość oraz koncentrację źródeł substratów w terenie wynosi 4,7 mld m³, 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 3.8. 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	15 306	16 249	18 534	24 229
Ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 843	6 411	5 711	4 931	4 611
Węgiel kamienny	37 651	39 774	31 248	28 188	20 551	9 887	4 874	439
Węgiel koksujący	7 891	8 700	9 489	7 997	7 492	7 482	7 463	7 343
Koks	2 318	2 074	2 228	1 308	1 348	1 243	1 128	935
Węgiel brunatny	12 726	11 579	12 299	8 850	6 976	3 148	17	6
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	25 992	24 304	22 897	21 565	19 797
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 037	31 305	28 411	25 828	22 903
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	17 107	20 194	19 660	14 194	9 800
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 406	1 246	1 148	1 083	975
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	464	546	412	218	107
Pozost. paliwa gazowe*	161	149	163	84	86	73	60	14
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	9 330	8 523	8 409	7 429	6 778
Biogaz	54	115	229	322	573	784	876	851
Biopaliwa	54	868	782	1 042	1 763	1 799	1 798	1 928
Biometan	0	0	0	0	54	1 270	2 493	3 336
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	6 242
Wodór	0	0	0	0	5	349	982	3 982
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 309	1 456	1 488	1 393

*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

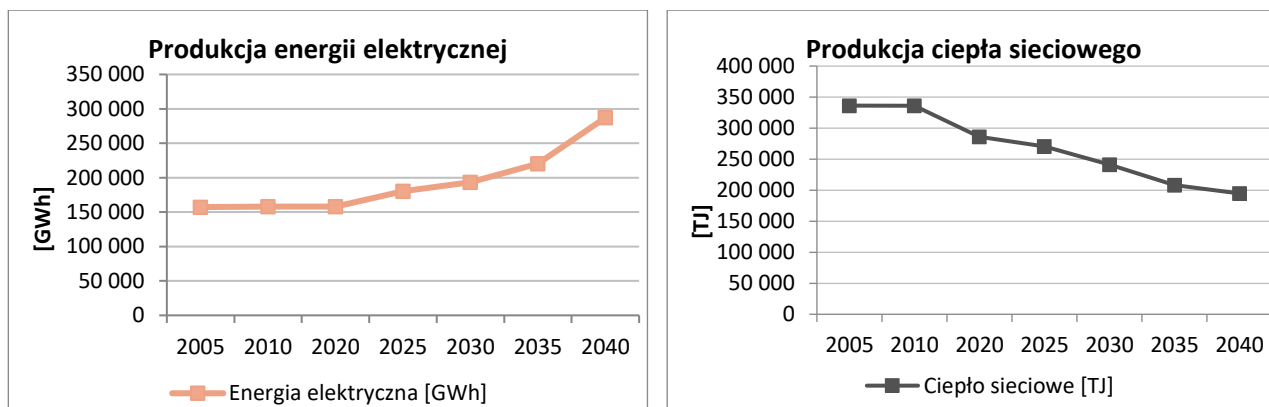
3.6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

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 TWh w 2020 r. do 193 TWh w 2030 r. oraz do 287 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi 22% natomiast w latach 2020-2040 produkcja energii elektrycznej wzrasta ponad 81%. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 195 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym spadek wynosi 32% w rozpatrywanym okresie.

Tabela 3.9 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	180 127	193 554	220 588	287 185
Ciepło sieciowe [TJ]	336 292	335 831	274 357	285 870	270 810	241 152	208 313	194 755

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

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli (Tabela 3.10) i na rysunku (

Rysunek 3.5). Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na daleko idące zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej. Dążenie do obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego poprzez uniezależnienie się od importu paliw kopalnych to najważniejsze czynniki powodujące rozwój odnawialnych źródeł energii i ograniczanie 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 27,4 w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do 14,0 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 będą wytwarzać mniej energii

w przeliczeniu na jednostkę mocy. Ich potencjalna rola w przyszłości może ograniczać się do zapewnienia mocy rezerwowych, jednak będzie to zależne od konkurencyjności wobec innych technologii, takich jak magazyny energii oraz źródła gazowe. W celu spełniania 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.

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 duża, 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.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 41,6 TWh w 2030 r., a następnie ulegać będzie stopniowemu obniżaniu do 15,9 TWh w 2040 r. Jest to jednak uzależnione od tempa i zakresu rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych (w tym przede wszystkim źródeł jądrowych). Biorąc pod uwagę konieczność obniżania cen energii, 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 fotowoltaika). Występowanie tego rodzaju źródeł wytwarzania w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła: turbiny gazowe, a także magazyny energii, niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym. W latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie więcej niż potrojony (udział wzrośnie z 16,2% do 52%). Należy tutaj zauważyć, że gaz ziemny w nowych jednostkach będzie po 2035 r. sukcesywnie zastępowany rosnącym udziałem biometanu w sieciach gazowych oraz wodorem (w analizie założono, że wszystkie nowe jednostki będą przystosowane do spalania wodoru). Bardzo ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego jest 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. Szacowana produkcja energii elektrycznej brutto z elektrowni jądrowych w 2040 r. wyniesie 27,4 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 realizacja we wszystkich obszarach, 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.

Ważnym elementem transformacji będzie rozwój elektromobilności i elektryfikacji wielu kierunków użytkowania energii. Kluczową rolę będzie odgrywał również biometan i wodór. W sektorze elektroenergetycznym, bloki na paliwa gazowe to przede wszystkim źródło elastyczności przy rosnącym udziale źródeł OZE. Odnawialne gazy - biometan i wodór stanowią szansę dla wielkoskalowego i długoterminowego magazynowania energii w celu zrównoważenia sezonowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym aspekcie przewyższają one techniczne możliwości magazynowania oferowane przez systemy bateryjne, które zazwyczaj operują w krótkich, kilkugodzinowych cyklach. W analizie założono, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do spalania wodoru w przyszłości.

Tabela 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WAM

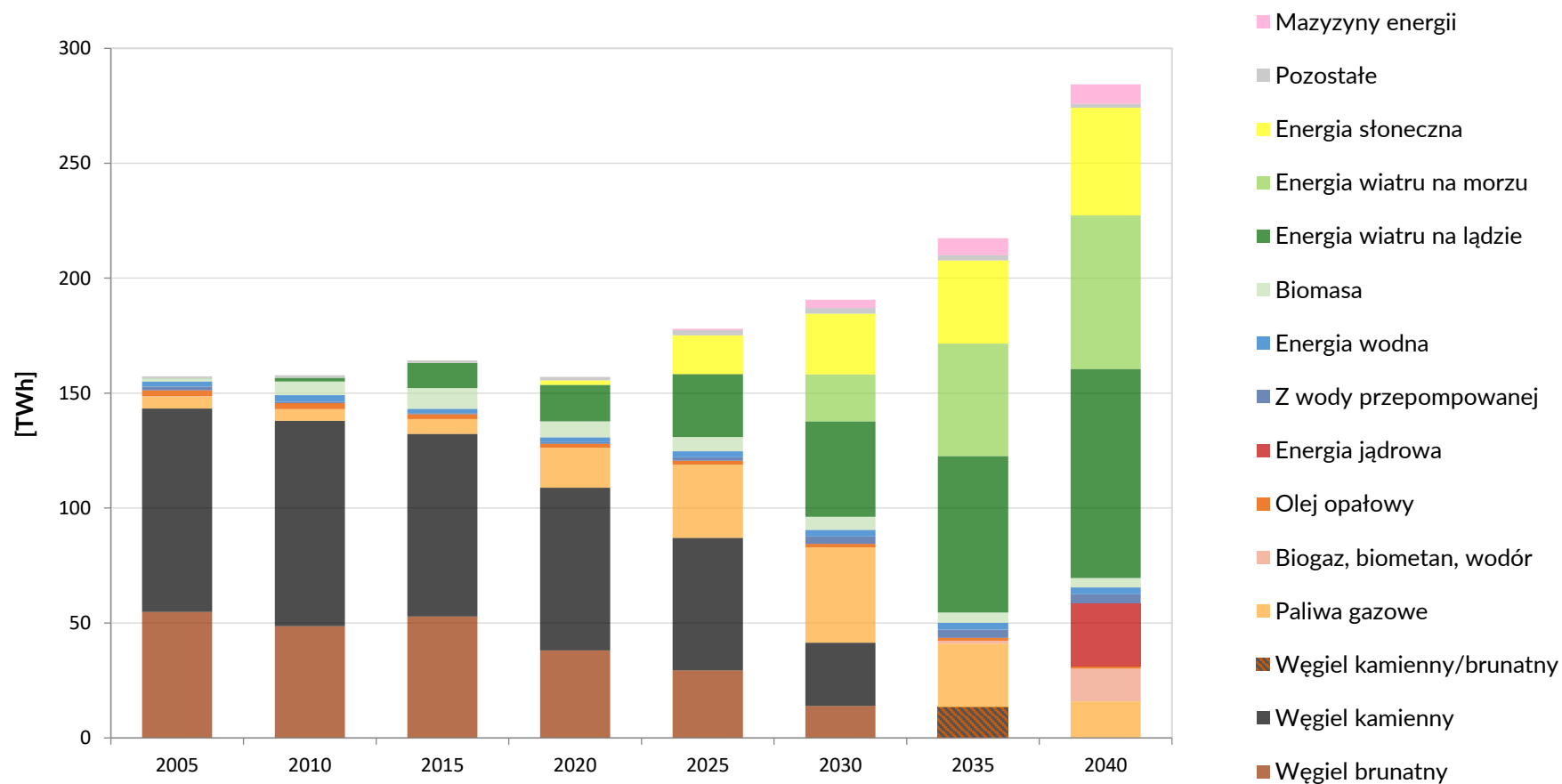
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	38,1	29,4	14,0	13,3	0,0
Węgiel kamienny*	88,5	89,3	79,4	70,7	57,6	27,4		
Paliwa gazowe**	5,2	5,1	6,4	17,4	31,8	41,6	27,8	15,9
Olej opałowy	2,7	2,6	2,1	1,7	1,8	1,4	1,2	0,9
Biometan/biogaz/wodór	0,1	0,4	0,9	1,2	2,1	2,9	4,5	17,2
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,4
Biomasa	1,4	5,9	9,0	6,9	6,2	5,6	4,5	4,1
Energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6	2,9	3,0	3,0
Z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,8	1,4	3,3	3,6	4,0
Energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	15,8	27,5	41,5	68,0	90,9
Energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,6	48,9	66,9
Energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	16,8	26,4	36,2	46,8
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	2,3	2,4	2,2	1,7
Magazyny (Baterie)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	7,5	8,4
Razem	157,3	158,2	165,1	158,2	180,1	193,6	220,6	287,2

* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

*** 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)

*Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

***Odpady przemysłowe i komunalne

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) wskazują na istotny wzrost mocy osiągalnej netto w systemie ogółem (z 48 GW w 2020 r. do 97 GW w 2030 r. oraz 156 GW w 2040 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 16,6 GW w 2030 r. oraz 35 GW w 2040 r. 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. – 18 GW. Najszybszy i największy przyrost mocy w systemie dotyczy fotowoltaiki (zarówno mikroinstalacji jak i dużych farm – z poziomu 1,3 GW w 2020 r. do 32 GW w 2030 oraz 51 GW w 2040 r.). 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. Po 2035 r. struktura KSE rozbudowywana jest o technologię wielkoskalowych bloków jądrowych, których moc w 2040 r. osiąga ok. 3,5 GW. W prognozach do aKPEiK w horyzoncie do 2040 r. nie występują moce małych reaktorów jądrowych, m.in. ze względu na brak ich komercyjnego wdrożenia na świecie i niepewność co do dalszego rozwoju tej technologii²⁴. Od 2035 r. w przedstawionej tabeli, źródła dyspozycyjne (elektrownie na gaz ziemny/biometan/wodór oraz elektrownie na węgiel kamienny i brunatny) zostały ujęte w jednej pozycji zbiorczej. Wynika to z założenia, że źródła te będą pełniły podobne funkcje dla bilansowania i zapewnienia elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego: zarówno elektrownie gazowe, jak i węglowe pozostaną ważnymi elementami stabilizującymi pracę systemu przy wzrastającej roli OZE, choć udział źródeł węglowych będzie stopniowo ograniczany – najpierw węgla brunatnego, a następnie kamiennego. Dokładne proporcje pomiędzy źródłami gazowymi i węglowymi (zarówno na węgiel brunatny, jak i kamienny), a także moment oraz tempo wygaszania źródeł węglowych będą zależały od bieżących uwarunkowań systemowych, społecznych, ekonomicznych, tempa przyrostu nowych mocy wytwórczych, warunków bezpieczeństwa pracy KSE oraz decyzji podejmowanych przez spółki energetyczne. Autorzy dokumentu KPEiK nie rozstrzygają tej kwestii, pozostawiając ją decyzjom rynkowym. Jednocześnie warto dodać, że elektrownie gazowe przewidziane są do stopniowego przechodzenia na paliwa odnawialne – w szczególności biometan, a w późniejszym okresie także wodór. Udział źródeł odnawialnych w strukturze mocy wzrasta z 26% w 2020 r. do 59% w 2030 r. oraz do 68% w 2040 r. Zamiast szczytowych i podszytowych jednostek węglowych ich rolę mogą równie dobrze przejąć moce gazowe.

Prognozowana struktura mocy wytwórczych została poddana analizom przez Operatora Systemu Przesyłowego – PSE S.A. pod kątem zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym w odniesieniu do przyjętej prognozy zapotrzebowania. Analizy miały charakter ogólny. 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*). Przeliczenia wykonano dla 38 profili lat klimatycznych (1982-2019). Wyniki uproszczonej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych potwierdzają spełnienie standardu bezpieczeństwa w scenariuszu WAM w perspektywie do 2030 r. – uśredniona wartość wskaźnika LOLE dla analizowanych lat klimatycznych wykazuje brak przekroczenia²⁵ standardu bezpieczeństwa 3h/rok do 2030 r. włącznie.

²⁴ Nie wyklucza się uwzględnienia ww. technologii w przyszłych prognozach do kolejnego aKPEiK

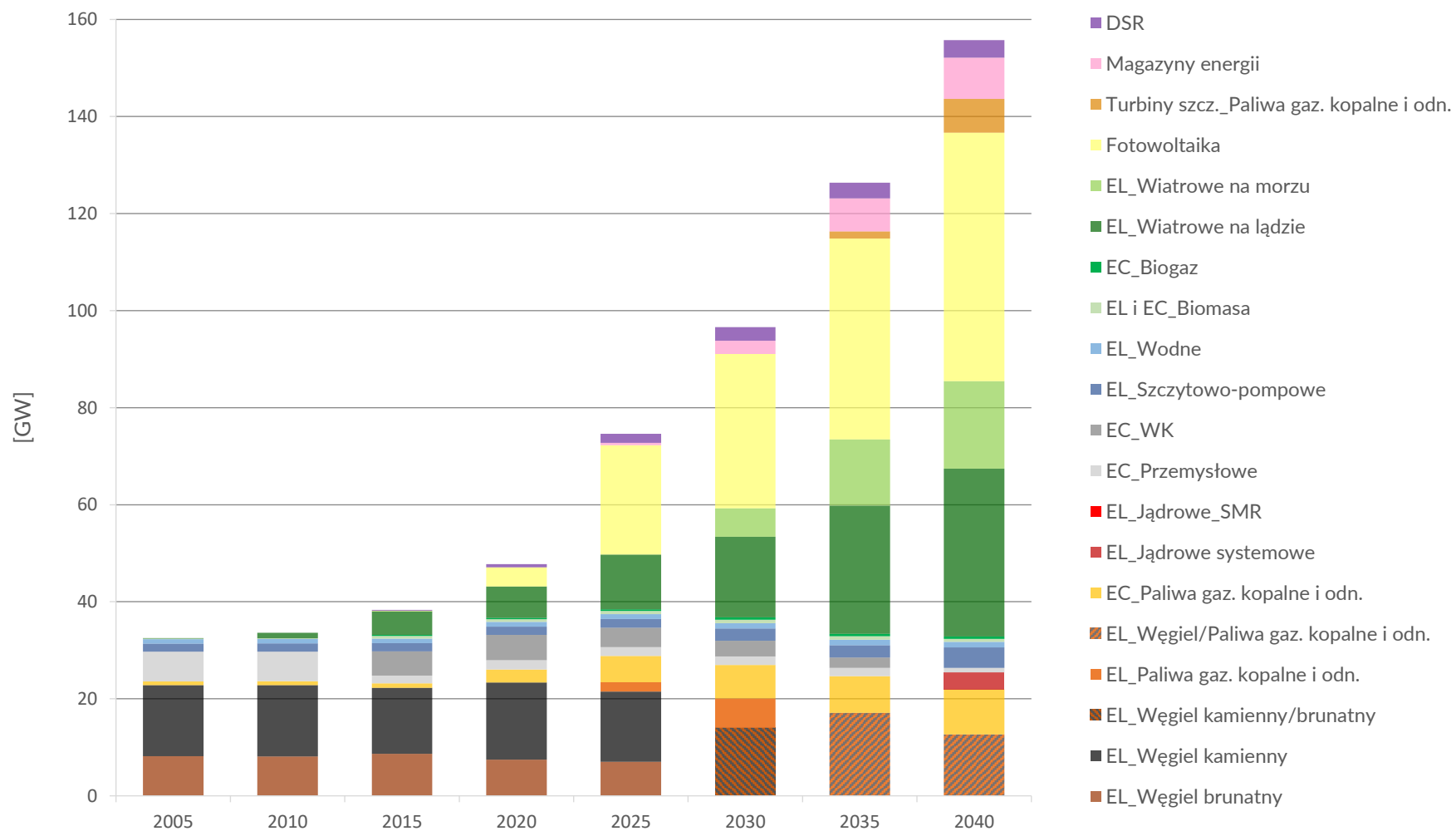
²⁵ Przy uwzględnieniu istnienia wrażliwości wyników na przyjęte założenia, tj.:

Tabela 3.11. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
EL_Węgiel brunatny	8 197	8 145	8 643	7 445	7 007	14 033	17 117	12 680
EL_Węgiel kamienny	14 613	14 655	13 617	15 889	14 465			
EL_Paliwa gaz. kopalne i odn.	0	0	0	0	1 915			
EL_Jądrowe systemowe	0	0	0	0	0	0	0	3 510
EL_Jądrowe_SMR	0	0	0	0	0	0	0	0
EL_Wodne	914	935	964	987	1 008	1 118	1 148	1 178
EL_Szczytowo-pompowe	1 679	1 679	1 705	1 705	1 767	2 510*	2 510*	4 235*
EC_Przemysłowe	6 140	6 126	1 605	1 945	1 809	1 754	1 672	935
EC_WK			4 968	5 226	4 037	3 238	2 187	0
EC_Paliwa gaz. kopalne i odn.	760	807	928	2 688	5 434	6 870	7 561	9 228
EL i EC_Biomasa	102	140	513	534	638	702	710	611
EC_Biogaz			216	241	350	486	511	449
BECCS	0	0	0	0	0	0	0	0
EL_Wiatrowe na lądzie	121	1 108	4 886	6 499	11 315	16 647	26 411	34 585
EL_Wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5 873	13 633	18 033
EL_Geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	0	0	108	3 960	22 497	31 747	41 372	51 214
Turbiny szcz._Paliwa gaz. kopalne i odn.	0	0	0	0	0	0	1 522	6 983
Magazyny energii	0	0	0	0	483	2 750*	6 753*	8 500*
DSR/import mocy	0	0	150	615	1 908	2 810	3 265	3 625
Razem	32 526	33 594	38 302	47 733	74 633	96 597	126 374	155 766

* W pracach progностycznych 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).

-
- 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.



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

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. Potencjalnym wsparciem mogą być innowacyjne rozwiązania, takie jak konwersja istniejących bloków węglowych na gazowe. Proces ten może trwać krócej, w porównaniu do budowy nowych jednostek, choć możliwość takiej konwersji wymaga potwierdzenia w konkretnych przypadkach.

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. Jak wiadomo koszty stałe w tego rodzaju jednostkach są wyższe (dochodzą koszty utrzymania kopalni odkrywkowych) niż w jednostkach na węglu kamiennym, stąd ich rola jako jednostek szczytowych powinna być ograniczana.

4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

4.1. Rynek energii elektrycznej i paliw, ceny energii

Szczegółowy opis rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz ceny energii zostały zamieszczone w załączniku 2, dotyczącym scenariusza WEM sekcji „Wewnętrzny rynek energii”, dlatego numeracja kolejnych podrozdziałów równi się od tej występującej w załączniku 2.

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. gry rynkowej, wymiany transgranicznej, systemów wsparcia poszczególnych technologii czy funkcjonowania rynku mocy. Koszty te służą jedynie do oceny porównawczej analizowanych scenariuszy i należy je rozpatrywać w ścisłym powiązaniu z przyjętymi założeniami.

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	22,3	16,7	4,4	26,3	22,2	92,1
2025	30,3	18,5	2,8	43,2	65,2	159,8
2030	48,3	21,1	2,3	30,7	39,1	141,7
2035	62,7	23,4	1,2	18,8	18,2	124,4
2040	63,5	21,7	1,0	16,4	7,8	110,3

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Koszty wytwarzania zostały wygenerowane w modelu MESSAGE, który uwzględnia cały łańcuch wytwarzania energii elektrycznej na podstawie kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz kosztów elektrolizerów wykorzystywanych do przemiany energii elektrycznej w wodór.

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

	2025	2030	2035	2040
Koszt wytwarzania H ₂	8,2	6,8	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.

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 0,02 PLN/kWh w cenach bieżących oraz podatku VAT na poziomie 23% w całym horyzoncie prognozy). Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawierają podatku VAT, ponieważ jest on refundowany przez Skarb Państwa.

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 zaprezentowane w tabeli (Tabela 4.1), osiągnięte głównie za sprawą szybkiego zwiększania udziału OZE w miksie energetycznym oraz zwiększanie się udziału odbiorców działających w ramach lokalnych spółdzielni energetycznych(przemysł/strefy ekonomiczne/inne).

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2030/2025	2035/2025	2040/2025
Gospodarstwa domowe	0,144	0,182	0,190	0,179	0,273*	0,261	0,225	0,192	-4,41%	-17,62%	-29,52%
Przemysł	0,083	0,126	0,103	0,113	0,192	0,179	0,154	0,131	-6,88%	-20,00%	-31,88%
Usługi	b.d.	b.d.	0,169	0,155	0,251	0,240	0,203	0,170	-4,31%	-19,14%	-32,06%

* 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.

W tabeli poniżej (Tabela 4.4Tabela 4.4) zaprezentowano porównanie prognozowanego spadku cen energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców końcowych w scenariuszach WAM i WEM.

Tabela 4.4. Spadek cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych - scenariusz WAM i WEM

	WAM			WEM		
	2030	2035	2040	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	4%	18%	30%	3%	6%	7%
Przemysł	7%	20%	32%	4%	8%	10%
Usługi	4%	19%	32%	4%	6%	8%

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.

²⁶ „Energy prices and taxes”, MAE

Tabela 4.5. 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	267 160	0	0	220 524	527 059	0	94 932
2010	477 663	0	0	306 445	811 841	0	146 284
2015	427 878	3 565	0	300 040	801 323	0	150 435
2020	255 433	3 200	0	201 053	737 294	0	137 868
2025	495 538	3 200	0	392 440	784 077	0	146 616
2030	424 549	3 200	0	335 854	671 022	0	125 475
2035	424 549	3 200	0	335 854	671 022	0	125 475
2040	420 487	3 200	0	332 617	664 553	0	124 266

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

Tabela 4.6. 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	280 372	0	50 537	194 614
2010	185 246	163 288	377 559	0	68 075	282 509
2015	148 080	133 434	400 664	0	74 927	174 196
2020	163 263	134 734	489 407	0	91 515	178 852
2025	165 807	136 834	497 034	0	92 942	181 638
2030	165 807	136 834	497 034	0	92 942	181 638
2035	165 807	136 834	497 034	0	92 942	181 638
2040	164 395	135 669	492 803	0	92 151	180 092

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

Tabela 4.7. 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. komercyjne (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	222 107	1 144 019	465 415	1 407 143	465 415	430 689
2025	1 103 234	72 816	1 637 726	72 816	306 154	1 521 629	480 238	1 871 604	480 238	349 975
2030	896 185	72 816	1 347 174	72 816	251 839	1 431 270	480 238	1 760 462	480 238	329 193
2035	860 375	72 816	1 296 921	72 816	242 445	1 396 769	480 238	1 718 025	480 238	321 257
2040	826 488	72 816	1 249 369	72 816	233 556	1 362 268	480 238	1 675 589	480 238	313 322

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

Tabela 4.8. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktone] scenariusz WAM

Rok	Benzyna [EUR'2024/ktone]			LPG [EUR'2024/ktone]			
	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	330 833	887 236	1 082 984	260 032	195 169
2010	1 980 268	721 921	357 042	997 187	1 216 569	250 800	219 518
2015	1 772 960	639 303	339 378	770 479	947 689	224 978	177 183
2020	1 495 267	564 739	473 801	707 167	1 318 290	201 965	246 510
2025	1 970 114	588 292	368 396	996 582	1 756 147	201 965	328 385
2030	1 874 027	588 292	350 428	809 550	1 473 185	201 965	275 473
2035	1 837 338	588 292	343 567	777 201	1 424 244	201 965	266 322
2040	1 800 650	588 292	336 707	746 589	1 377 934	201 965	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 4.9). Nakłady inwestycyjne na źródła w elektroenergetyce wyznaczono na podstawie wyników modelu MESSAGE przy uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawionych w załączniku 3. do KPEiK „Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania”.

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym (Tabela 4.9), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - przy jednoczesnym spełnieniu zastrzonych wymogów ochrony środowiska wynoszą ok. 94 mld EUR'2024 do 2030 r. oraz 232 mld EUR'2024 do 2040 r. Przekłada się to na średnioroczne nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 12 mld EUR'2024.

Tabela 4.9 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	39,9	53,4	53,5	84,6
Elektrownie	37,0	43,2	54,6	78,4
Elektrociepłownie	2,9	3,4	2,2	1,4
Magazyny en.	0,8	4,7	4,6	5,0
Elektrolizery	0,0	0,7	1,9	4,8
W tym paliwa:	0,0	0,0	0,0	0,0
Węgiel	4,9	0,0	0,0	0,0
Gaz ziemny/Wodór	5,5	6,1	4,4	5,9
Jądrowe	0,0	0,0	0,0	33,5
Źródła odnawialne	28,8	41,2	43,6	30,6
- Wodne (bez pomp.)	0,1	0,5	0,1	0,1
- Wiatrowe	8,5	30,1	44,4	33,5
- Fotowoltaiczne	19,3	8,4	7,6	6,7
- Biomasa	0,4	0,4	0,1	0,1
- Biogaz	0,5	0,6	0,2	0,1
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	0,6	0,5	0,0	0,0
Magazyny energii, elektrolizery	0,8	5,4	6,5	9,8
Inwestycje w ciepłowni** [mld. EUR'2024]				
Kotły ciepłownicze	0,61	0,37	0,19	0,08
Pompy ciepła	0,05	0,47	1,66	2,50
Geotermia	0,18	0,19	0,19	0,30
Kolektory słoneczne	0,00	0,04	0,17	0,18
Magazyny ciepła	0,28	0,48	1,07	1,32
Modernizacja	0,46	0,00	0,00	0,00
Łącznie	1,57	1,55	3,29	4,38

*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 wzmocnienia 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 oraz rodzaju technologii wytwarzania, terenu, długości i mocy znamionowej linii elektroenergetycznych. Wprowadzenie lokalnego bilansowania, systemów zarządzania oraz współdzielenia infrastruktury sieciowej pozwoli w kolejnych latach na budowę tańszego zdecentralizowanego systemu dystrybucji, choć potrzebne są inwestycje w wyżej wymienione elementy. Ponadto rozwój energetyki obywatelskiej w formie Obywatelskich Społeczności Energetycznych, może przyczynić się do częściowego współdzielenia kosztów rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej. W tym kontekście istotne jest tworzenie rozwiązań prawnych i technicznych ułatwiających powstawanie i funkcjonowanie tego typu inicjatyw.

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.

Tabela 4.10. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2025-2030	2030-2035	2036-2040	2021-2040
Łącznie	5,2	31,5	22,1	19,2	77,9
Sieć przesyłowa	2,3	9,4	7,7	7,8	27,1
Sieć dystrybucyjna	2,9	22,1	14,4	11,4	50,8

Źródło: Szacunki własne ARE S.A.

Bazując na przytoczonych powyżej szacunkach, potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2030 wynoszą nieco ponad 36 mld EUR'2024, z czego ok. 70% 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 tłocznii 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 2023 r. realizowano inwestycje przy wsparciu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020 (POIiŚ 2014-2020).

Tabela 4.11 Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 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
Gazociąg Tworóg - Tworzeń	440,67	218,67
Gazociąg Gustorzyn-Wronów	2 230,28	744,15
Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu ¹⁾	2 259,96	461,0

1) Realizacja projektu zostanie zakończona w 2024 r.

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

Wymienione 12 projektów, kosztowało **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 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.

W tabeli (Tabela 4.12) zaprezentowano prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory. Obejmują one:

- w przemyśle – elektryfikację procesów przemysłowych, w tym ciepła przemysłowego z uwzględnieniem magazynowania ciepła, pod kątem dostosowania procesów przemysłowych do pracy z systemem energetycznym z dominującym udziałem źródeł pogodozależnych, tam gdzie nie jest możliwa bezpośrednia elektryfikacja wykorzystanie wodoru do celów energetycznych a także jako wsadu procesowego (np. w hutnictwie do redukcji żelaza pierwotnego czy procesach rafineryjnych), poprawę efektywności energetycznej, wymianę lub modernizację kotłów przemysłowych i pieców, wymianę i modernizację napędów elektrycznych oraz źródeł światła, maksymalizację wykorzystania ciepła odpadowego zarówno w samych zakładach jak i na potrzeby zewnętrzne (np. sieci ciepłownicze lub zakłady potrzebujące ciepła o niższej temperaturze), instalacje CCS tam gdzie inna redukcja emisji innymi metodami byłaby technicznie niemożliwa lub zbyt kosztowna,
- w transporcie - rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów i in. działania na rzecz elektryfikacji transportu drogowego, modernizacja infrastruktury drogowej pod kątem zwiększenia udziału efektywnych energetycznie środków transportu (transport zbiorowy, rowery) oraz rozwój transportu publicznego, nakłady na infrastrukturę kolejową (tory, stacje, tabor), rozwój transportu intermodalnego,
- w gospodarstwach domowych - nakłady na termomodernizację budynków z uwzględnieniem rekuperacji, zastąpienie źródeł ogrzewania i c.w.u., ogrzewania gazowego i kuchenek gazowych elektrycznością, głównie w oparciu o pompy ciepła, magazyny ciepła i systemy BEMS,
- w usługach - nakłady na termomodernizację budynków użyteczności publicznej/komercyjnych z uwzględnieniem rekuperacji, zastąpienie źródeł ogrzewania i c.w.u., ogrzewania gazowego i kuchenek gazowych elektrycznością, wymiana i modernizacja oświetlenia ulicznego,
- w rolnictwie - zastępowanie maszyn i procesów opartych na paliwach kopalnych rozwiązaniami zasilanymi energią elektryczną, nakłady na poprawę efektywności energetycznej poprzez termomodernizację budynków, wymianę i modernizację oświetlenia, zastąpienie źródeł ogrzewania i c.w.u., ogrzewania gazowego i kuchenek gazowych elektrycznością, wdrażanie praktyk ograniczających emisję GHG w produkcji rolniczej poprzez zmianę technik uprawy i chowu zwierząt, rozwój rolnictwa ekologicznego,
- sektorze energetycznym – nakłady na budowę odnawialnych źródeł energii, biometanowni oraz modernizację źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, a także nakłady na modernizację i budowę sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz magazynów energii,
- w sektorze ciepłowniczym – nakłady na budowę i modernizację ciepłowni komercyjnych, sieci dystrybucji ciepła systemowego oraz magazynów ciepła, a także przyłączy energetycznych do ciepłowni w związku z elektryfikacją ciepła i rozwojem szczytowych źródeł kogeneracyjnych,
- w sektorze gazowym – nakłady na rozbudowę i modernizację sieci gazowniczych, magazynów gazu i instalacji regazyfikacyjnych,
- w sektorze paliw płynnych – nakłady na budowę zakładów produkcji RFNBO oraz biokomponentów II generacji, 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. 400 mld EUR do 2030 r. oraz ok.845 mld EUR w perspektywie 2040 r. Do przedstawionych tutaj szacunków należy podchodzić z pewną rezerwą,

ponieważ precyzyjne oszacowanie łącznych nakładów inwestycyjnych na poszczególne działania z zakresu transformacji energetycznej jest niemożliwe.

Tabela 4.12 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		188 070	212 968	210 059	234 061	845 157
Przemysł	8 196	7 301	9 373	11 886	36 756	36 756
Transport	50 108	40 791	36 018	30 015	156 932	156 932
Gospodarstwa domowe		21 399	19 457	20 822	25 594	87 273
Usługi	2 746	2 191	1 922	1 853	8 712	8 712
Rolnictwo	6 709	6 188	5 490	4 752	23 139	23 139
Sektor energetyczny	44 338	56 951	69 559	102 158	273 006	273 006
	5 163	31 480	22 091	19 210	77 943	77 943
Sektor ciepłowniczy	1 568	1 548	3 294	4 377	10 787	10 787
	9 605	13 207	13 207	12 006	48 024	48 024
Sektor gazowy (w tym biometan)		24 012	17 649	12 006	9 605	63 271
Sektor paliw płynnych		11 917	12 004	12 074	9 605	45 600
Górnictwo	2 309	4 202	4 202	3 001	13 714	13 714

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 przejście 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. i prawie 10-krotnie do 2050 r. Oczekuje się, że do 2050 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. Uzgodnione 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 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. Potencjalna produkcja do 2050 r. może osiągnąć 165 mld m³.

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 szczególny 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 biometanu 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 działania wskazane w aKPEiK (np. Program Termo). Wg scenariusza WAM oszczędność energii w stosunku do scenariusza 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 zakresie wymiaru dot. wewnątrzunijnego rynku energii kluczowe znacznie będą miały, zgodnie z regulacjami UE, działania ukierunkowane na zapewnienie odpowiedniego stanu i rozwoju infrastruktury energii elektrycznej, 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.²⁸ 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 i jego wartość w 2040 r. jest 1,5 krotnie większe niż wartość bazowa w 2020 r.

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 emisjami²⁹ założono zgodnie z przedstawionymi wcześniej. 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/tCO_{2eq} w 2030 r. i będą kontynuować wzrost do 300 EUR'2024/tCO_{2eq} w 2040 r.

Tabela 6.2 Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR'2024/tCO_{2eq}] w scenariuszu WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Cena uprawniaenia EUA	-	12,43	8,32	29,74	108,05	120,06	144,07	300,15

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 r. 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 zmian³⁰. Tabela 6.3 przedstawia również zmiany liczby osób w wieku produkcyjnym, które zostały wyznaczone na bazie prognoz zmian populacji zgodnie z bazą danych ONZ³¹.

²⁸ Zob. rozdz. 4.1.2

²⁹ Zakres sektorów i gazów objętych ceną uprawnień do emisji GHG jest zgodny z dyrektywą EU ETS (2003/87/WE).

³⁰ Zob. rozdz. 4.1.1

³¹ [Link](#), 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	37,1
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	1,60	1,49	1,29	1,15

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.

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. 726 mld EUR. Kluczowe, z perspektywy wielkości nakładów inwestycyjnych, będą: sektor wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła odpowiadający za ok. 46 % nakładów inwestycyjnych oraz sektor transportu (20 % całkowitych nakładów).

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 (nawet ok. 9% łącznych nakładów inwestycyjnych związane wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w tym okresie).

Transport będzie wymagał znacznych inwestycji, zarówno ze względu na wymianę floty pojazdów, jak i modernizację infrastruktury (kolejowej, drogowej oraz ładowania pojazdów elektrycznych).

Sektor gospodarstw domowych również będzie wymagał znaczących nakładów, na poziomie ok. 79 mld EUR w okresie 2021-2040 w scenariuszu WEM. Wydatki w tym sektorze będą stanowić ok. 11% 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 r.

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	1,15	1,06	1,22

Źródło: opracowanie własne ARE, IOŚ-PIB

W scenariuszu WAM łączne nakłady inwestycyjne w okresie 2021-2040 będą wyższe o ok. 16% niż w scenariuszu WEM i wyniosą ok. 845 mld EUR. 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 zmieniają 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 47 % występują w pierwszej połowie lat 30-tych.

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 wzrostu PKB gospodarki w scenariuszach WAM i WEM będzie kształtować się poniżej 1% w pierwszej połowie analizowanego okresu, po czym przekroczy 1% w latach 2035-2040 na korzyść scenariusza WAM, sięgając 1,4% w 2040 r. (Tabela 6.6). Długoterminowa tendencja wzrostu PKB jest zbliżona w obu scenariuszach. Największa dynamika wzrostu w obu scenariuszach obserwowana jest w początkowej części analizowanego okresu, z tendencją do spadku tempa wzrostu pod koniec. W okresie od 2020 do 2030 r. średnioroczne tempo wzrostu w scenariuszu WAM sięgnie 3,6%, natomiast w scenariuszu WEM 3,5%. W kolejnych dekadach tempo zmian staje się coraz bardziej zbliżone pomiędzy scenariuszami, od 2030 do 2040 r., średnioroczna dynamika wzrostu będzie na poziomie 1,6% rocznie dla scenariusza WAM. Natomiast dla scenariusza WEM wartość ta jest niższa o ok. 0,05 p.p.

Różnice w poziomach PKB pomiędzy scenariuszami WEM i WAM zaprezentowane w tabeli poniżej (Tabela 6.6), wynoszące maksymalnie 1,4% są efektem korzyści wynikających z szybszego postępu w zakresie poprawy efektywności energetycznej i wdrażania technologii niskoemisyjnych w scenariuszu WAM. Te czynniki mogą wpłynąć na długoterminowy rozwój gospodarki, zmniejszając zużycie paliw i energii na jednostkę produkcji oraz generując dodatkowe korzyści ekonomiczne. Symulacje wskazują, że korzyści te przewyższają koszty dodatkowych nakładów inwestycyjnych w scenariuszu WAM.

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

Scenariusz	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	633	790	891	971	1040
WAM	633	795	898	981	1054
Różnica [%]	0,00%	0,61%	0,81%	0,99%	1,39%

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 4,9%, głównie w związku z odbiciem gospodarki po kryzysie w 2020 r. W kolejnym okresie 2030-2040 średnioroczna dynamika wzrostu wynosi 1,3%. Podobny trend obserwujemy w scenariuszu WEM, gdzie średnioroczna dynamika wzrostu

inwestycji w latach 2020-2030 wynosi 4,7%. W kolejnej dekadzie średnioroczne tempo wzrostu spada do 0,8%.

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 2%, co odzwierciedla intensywne zapotrzebowanie na kapitał w gospodarce w stosunku do scenariusza WEM.

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]

Scenariusz	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	119	178	188	194	204
WAM	119	180	192	211	219
Różnica	0,00%	1,35%	1,91%	8,64%	7,06%

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. Przy czym średnioroczna dynamika wzrostu konsumpcji w latach 2020-2030 dla scenariusza WAM wynosi 5%. Natomiast dla scenariusza WEM średnioroczna dynamika wzrostu konsumpcji w tym samym okresie wynosi ok. 4,8%. W późniejszych okresach konsumpcja rośnie już nieco wolniej, ze średnim rocznym wzrostem wynoszącym 1,5% w okresie 2030-2040 dla scenariusza WAM. Należy zauważyć, że w okresie 2030-2040 wzrost konsumpcji jest bardzo zbliżony między scenariuszami.

Konsumpcja jest często traktowana jako miara dobrobytu społeczeństwa, ponieważ wyższy poziom konsumpcji zazwyczaj oznacza większy dostęp do dóbr i usług. Porównując dwa scenariusze analizy - WAM i WEM, można zauważyć, że różnice w wartościach konsumpcji pomiędzy scenariuszami WAM i WEM są stosunkowo niewielkie. 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 2035 r. 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 [mln EUR'2024]

Scenariusz	2020	2025	2030	2035	2040
WEM	358	450	531	583	608
WAM	358	451	535	581	615
Różnica	0,00%	0,27%	0,90%	-0,41%	1,19%

Źródło: opracowanie własne IOŚ-PIB

6.3.5. Saldo handlu zagranicznego

W scenariuszach makroekonomicznych zmiany salda handlu zagranicznego wynikają głównie ze zmian bilansu obrotów uprawnieniami do emisji z pozostałymi krajami UE. Bilans obrotów uprawnieniami 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	2	-7	-2	19
WAM	6	1	20	36	1	-10	-7	11
Różnica	nd.	nd.	nd.	nd.	-1	-2	-5	-8

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%	4,3%	4,0%	3,6%	3,1%
Różnica [p.p.]	n/a	n/a	n/a	n/a	-0,6	-0,9	-1,4	-1,9

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

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. Dynamika płacy realnej obejmuje okres od 2020 do 2040 r. i według scenariusza WEM wzrasta w tym czasie około 1,7 razy (co oznacza wzrost siły nabywczej pracowników). Zgodnie z projekcją, w 2025 r. płace realne wzrastają o wskaźnik 1,1 w odniesieniu do 2020 r., a w 2030 r. o 1,3. W kolejnych latach następuje kontynuacja wzrostu, do 1,5 wartości odniesienia w 2035 r. i 1,7 w 2040 r. (Tabela 6.11).

Porównując scenariusz WEM z WAM, widoczna jest wyższa dynamika wzrostu w scenariuszu WAM, szczególnie w końcowej części okresu objętego analizą. W okresie od 2020 do 2036 r. płace realne rosną podobnie jak w scenariuszu WEM. Od 2035 r. płaca realna rośnie wyraźnie szybciej niż w scenariuszu WEM. W 2040 r. jest 1,79 razy wyższa od wartości odniesienia w 2020 r. (czyli około 9 punktów procentowych więcej niż w scenariuszu WEM). Różnica ta sugeruje, że polityki i działania uwzględnione w scenariuszu WAM mogą prowadzić do jeszcze 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	1,33	1,53	1,70
	WAM	1,00	1,11	1,36	1,58	1,79

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 r. do 1,6 mln osób w 2040 r., co oznacza spadek o około 26%. Relatywnie szybki spadek zatrudnienia w tym sektorze odzwierciedla postępujący wzrost produktywności pracy w rolnictwie. Zatrudnienie w przemyśle oraz w budownictwie utrzymuje się na stosunkowo stabilnym w latach 20-tych i 30-tych. W dalszej perspektywie w obu sektorach następuje jednak spadek: w przemyśle, z 2,897 mln osób w 2020 r. do 2,818 mln osób w 2040 r., co oznacza spadek o około 3% i w budownictwie z 938 tys. osób w 2020 r. do 869 tys. osób w 2040 r. (spadek o około 7%). Zatrudnienie w sektorze usług stopniowo maleje z 8,685 mln osób w 2020 r. do 8,587 mln osób w 2040 r., co oznacza spadek o około 1%. 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	2076	1876	1741	1600
	WAM	2191	2070	1872	1734	1602
wydobycie węgla	WEM	78	46	23	17	8
	WAM	78	39	15	8	4
przemysł	WEM	2897	3022	2932	2907	2818
	WAM	2897	3053	2961	2952	2862

budownictwo	WEM	938	1020	959	914	869
	WAM	938	1039	977	965	917
usługi	WEM	8685	9207	8933	8841	8587
	WAM	8685	9272	9040	8967	8770
SUMA	WEM	14789	15371	14723	14420	13882
	WAM	14789	15474	14865	14626	14153

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

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 r. 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 IBS³², poświęconego problematyce transformacji górnictwa, działania w zakresie wsparcia pracowników odchodzących z sektora wydobycia 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 możliwości przekierowania pracowników sektora górniczego do innych sektorów są działające programy

³² IBS Research Report 01/2020. Zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w zagłębiu górnośląskim. Wrzesień 2020.

takie jak „Wiatr – kopalnia możliwości”³³, który przygotowuje pracowników sektora górniczego do pracy w charakterze techników i serwisantów turbin wiatrowych. Natomiast projekt „Droga do zatrudnienia po węglu”³⁴ 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 r., 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. Zapewnienie rozwoju regionów węglowych oraz wsparcia dla społeczności dotkniętych procesem odchodzenia od węgla jest istotnym elementem działań przewidzianych w aKPEiK.

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)³⁵.

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 płynne³⁶, 4) paliwa stałe³⁷, 5) ciepło

³³ <https://srk.com.pl/media/aktualnosci/WIATR-KOPALNIA-MOZLIWOSCI/idn:385> (dostęp: 1 czerwca 2024 r.)

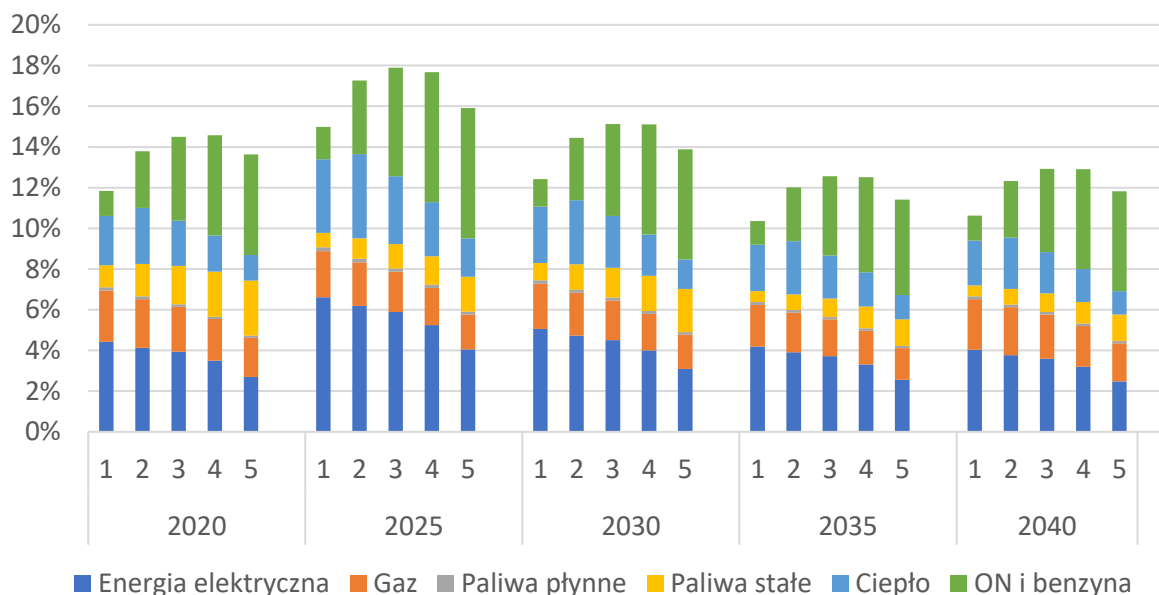
³⁴ <https://pracapoweglu.pl/> (dostęp: 1 czerwca 2024 r.)

³⁵ 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.

³⁶ Paliwa płynne obejmuje przede wszystkim ropę stosowaną do ogrzewania domów.

³⁷ Paliwa stałe stanowią przede wszystkim węgiel oraz – w dużo mniejszym stopniu – drewno opałowe.

sieciowe oraz 6) olej napędowy i benzynę. W ostatnim kroku wyliczono ewolucję tych wydatków w horyzoncie 2040 r., wykorzystując przewidywania dotyczące cen dla poszczególnych nośników 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 5.1 dla scenariusza WEM oraz 5.2 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, ciepło sieciowe, paliwa stałe, zaś wydatki na paliwa płynne (przede wszystkim olej opałowy), wyłączone 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 2040 r., na nośniki energii i paliwa transportowe będziemy wydawać relatywnie coraz mniej, jednakże w krótkim okresie, tzn. do 2025 r. udział tych wydatków wzrośnie o około 4 p. proc. w stosunku do 2020 r. Odpowiedzialny za to wzrost cen paliw wynika jednak z przyczyn innych niż

polityka klimatyczna, gdyż system ETS2³⁸ wchodzi w życie dopiero w drugiej połowie bieżącej dekady i na wykresach jego efekt jest widoczny dopiero w danych za 2030 r. Wzrost cen paliw w 2025 r. jest 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 2025 r. umowny próg niedostatku energetycznego³⁹ będzie, średnio rzecz biorąc, przekroczony przez nawet czwarty kwintyl dochodowy. W kolejnych okresach 5 letnich udział wydatków na energię będzie systematycznie spadał. Będzie to możliwe dzięki spadającym 'bazowym'⁴⁰ cenom energii, podczas gdy wzrosty cen wynikające z systemem handlu emisjami nie będą jeszcze aż tak dotkliwe. Co istotne, te wzrosty cen energii będące efektem rosnących cen za emisje będą rozłożone na wiele lat i są elementem stabilnej polityki europejskiej. Gospodarstwa domowe będą miały więc wystarczająco dużo czasu⁴¹, aby przygotować się do wzrostów cen poprzez zmiany technologiczne takie jak wymiana źródeł ogrzewania. Gospodarstwa domowe będą zatem 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 2030 r., 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.

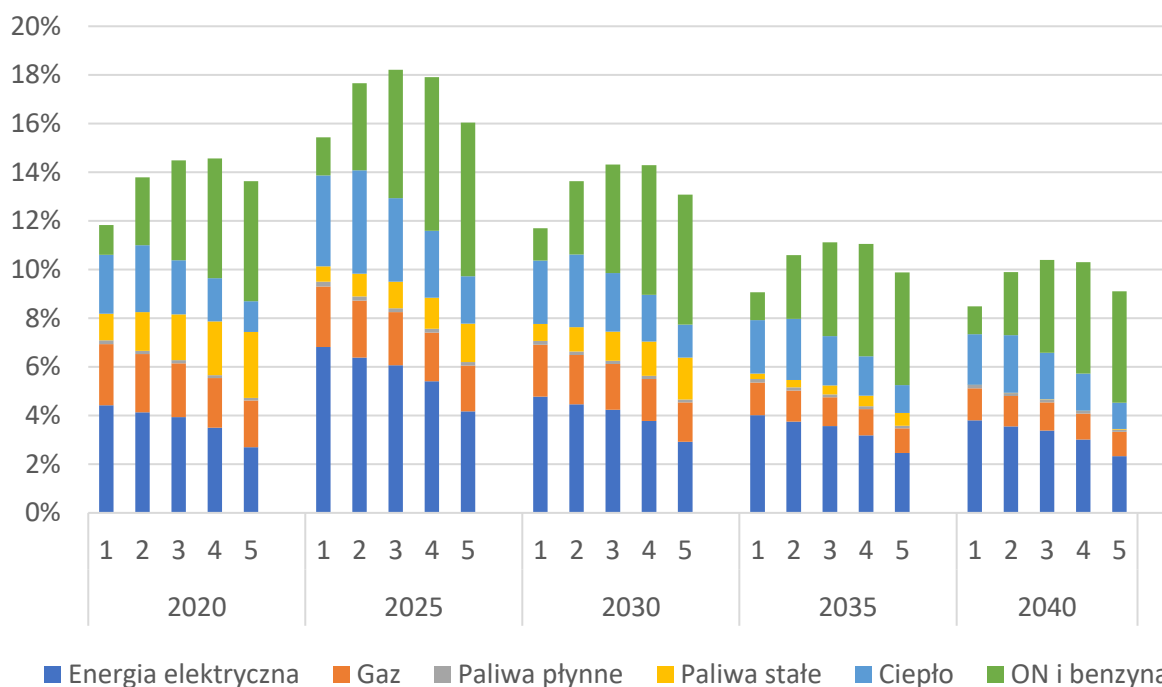
Zgodnie z przeprowadzonymi symulacjami, udział wydatków na nośniki energii i paliwa transportowe będzie maleł szybciej w przypadku realizacji scenariusza WAM. Istotne różnice pomiędzy scenariuszami, wynoszące ok. 0,8 p. proc. można zaobserwować już dla 2030 r. Z kolei na koniec okresu symulacji, czyli w 2040 r., udział wydatków może być niższy o ok. 2 punkty procentowe 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.**

³⁸ Nowy system handlu uprawnieniami do emisji o nazwie ETS2, który jest niezależny od dotychczasowego EU ETS, będzie obejmował 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.

³⁹ W niniejszej analizie przyjmujemy, że umowny próg niedostatku energetycznego wynosi 10% udziału wydatków na nośniki energii, wyłączając paliwa transportowe.

⁴⁰ Bazowym, czyli nieuwzględniającym ceny pozwoleń na emisje.

⁴¹ W przypadku szoków cenowych z 2022 r. tego czasu na dostosowanie było bardzo mało.



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

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 (Screening for High Emission Reduction Potential on Air), opracowane przez JRC EC. Narzędzie w wersji bottom-up (<https://sherpa.zmaik.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 PM_{2,5}. Wybór tego zanieczyszczenia podyktowany był przyjętą metodyką oceny, zgodnie z którą w kolejnym etapie wykorzystano dane dot. średniego stężenia pyłu PM_{2,5} jako dane wejściowe do modelu AirQ+.

Model AirQ+ (The Air Quality Health Impact Assessment Tool) został opracowany przez Światową Organizację Zdrowia (WHO)⁴² 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 PM_{2,5}.

Wyniki obliczeń skutków zdrowotnych długookresowego narażenia na pył 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 PM_{2,5} dla scenariuszy WEM i WAM

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
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
	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: IOŚ-PIB

W scenariuszu WEM, liczba przedwczesnych zgonów spowodowanych długookresowym narażeniem na pył PM_{2,5} wynosi 57 107 dla 2020 r., 43 183 dla 2030 r., co stanowi spadek o 24,4% w stosunku do 2020 r. oraz 38 072 dla 2040 r. (spadek o 33% w stosunku do 2020 r.).

W scenariuszu WAM liczba przedwczesnych zgonów dla 2030 r. wynosi 43 216, co stanowi spadek o 24,3% w stosunku do 2020 r. oraz 37 638 dla 2040 r., co stanowi spadek o 34% w stosunku do 2020 r.

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

⁴² <https://www.who.int/europe/tools-and-toolkits/airq---software-tool-for-health-risk-assessment-of-air-pollution>

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.

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 (obrotu, 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 optymalnej 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.

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 r. 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 oraz zasad funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji EU ETS. Ceny uprawnień do emisji GHG, wpływają na koszty wytwarzania energii w jednostkach opartych na paliwach kopalnych. Wzrost tych cen może stanowić wyzwanie dla przedsiębiorstw energetycznych, tworząc jednocześnie impuls do przyspieszenia transformacji i inwestycji w nowoczesne, nisko- i zeroemisyjne rozwiązania wytwórcze, magazynowe i bilansujące.

Inne regulacje UE wdrażane w ramach polityki środowiskowej, ukierunkowane na ograniczanie emisji zanieczyszczeń i wpływające na konieczność dostosowania sektora energetycznego to również dyrektywa 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, mogącem 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 ryzyka. Znaczna część inwestycji w moce wytwórcze kierowana jest w odnawialne, źródła energii, co wiąże się z koniecznością równoległego rozwoju technologii wspierających i pozwalających na lepszą integrację OZE z systemem elektroenergetycznym – w szczególności elastyczne dyspozycyjne źródła wytwarzające energię po konkurencyjnych cenach, a przede wszystkim rozwój technologii magazynowania energii, w tym wykorzystania wodoru.

Ponadto, krajowy sektor energetyczny – aby móc w pełni konkurować z zagranicznymi dostawcami technologii – wymaga wzmocnienia i rozwoju kompetencji oraz zaplecza przemysłowego i technologicznego. W tym celu konieczne jest m.in. zwiększenie wydatków na działalność badawczo-rozwojową oraz zwiększenie współpracy międzynarodowej.

Ryzyko w obszarze przesyłu i dystrybucji

Choć wyzwania wynikające z nowych regulacji nakładają na operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, szereg zadań, ryzyko inwestycyjne w tym przypadku 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

Przed sektorem ciepłownictwa w Polsce stoją liczne wyzwania związanymi 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. W obliczu nowych regulacji oraz rosnących wymagań środowiskowych, kluczową rolę może odegrać elektryfikacja i wdrażanie innowacyjnych technologii, które pozwolą na zwiększenie efektywności energetycznej, obniżenie kosztów eksploatacji i redukcję emisji.

Obecnie wytwarzanie ciepła systemowego w dużej mierze opiera się na węglu kamiennym, dodatkowo systemy wytwarzania i dystrybucji ciepła są przestarzałe co wiąże się ze znacznymi kosztami oraz wyzwaniami związanymi z modernizacją tych systemów. Zmiana technologii bez zadbania o efektywność

energetyczną budynków, źródeł ciepła i sieci przesyłowych często wymaga przejścia na inne paliwa konwencjonalne, gdzie do wysokich kosztów inwestycyjnych dochodzą wysokie koszty zakupu paliw, co stanowi wyzwanie dla przedsiębiorstw o ograniczonych zasobach finansowych. W tym kontekście właściwe zaplanowanie procesu transformacji systemów ciepłowniczych wykorzystujących docelowe rozwiązania takie jak elektryfikacja i zastosowanie technologii Power-to-Heat staje się rozwiązaniem, które może ograniczyć koszty eksploatacji, zależność od paliw kopalnych, ale także może wprowadzić sektor na ścieżkę innowacji. Technologie, takie jak pompy ciepła, kotły elektrodowe, magazyny ciepła czy elektrociepłownie pracujące dyspozycyjnie, czyli w okresach niedoboru energii elektrycznej i ich wysokich cen—tworzą dla ciepłownictwa nowe możliwości zwiększenia efektywności, oraz współpracy z sektorem elektroenergetycznym umożliwiające uzyskiwanie korzyści finansowych płynących ze stabilizacji systemu. Wykorzystanie cyfryzacji oraz zaawansowanych systemów zarządzania energią pozwala na optymalizację kosztów i zwiększenie elastyczności działania, co może przynieść korzyści zarówno przedsiębiorstwom, jak i odbiorcom końcowym w postaci akceptowalnych cen ciepła.

Dodatkowym impulsem dla rozwoju elektryfikacji jest wprowadzenie nowych mechanizmów wsparcia, takich jak dyrektywa o OZE, efektywności energetycznej oraz charakterystyce energetycznej budynków. Polska polityka energetyczna oraz fundusze dedykowane modernizacji mogą odegrać kluczową rolę w przekształceniu sektora ciepłowniczego i wdrożeniu ekologicznych oraz ekonomicznych rozwiązań. Choć wyzwania pozostają, transformacja ciepłownictwa i zastosowanie nowoczesnych technologii oferują obiecującą ścieżkę ku bardziej zrównoważonemu i konkurencyjnemu rynkowi. Odpowiednio zaplanowane inwestycje mogą sprawić, że przyszłość sektora stanie się bardziej ekologiczna, efektywna i korzystna dla wszystkich uczestników rynku.

Ryzyko właścicielskie

Większość systemów ciepłowniczych w Polsce pozostaje w rękach samorządów, co oznacza ograniczone zasoby finansowe na realizację dużych inwestycji modernizacyjnych. Większe grupy kapitałowe mogą kierować swoje środki na strategiczne przedsięwzięcia, podczas gdy mniejsze przedsiębiorstwa często mierzą się z trudnościami w uzyskaniu korzystnego finansowania.

Dostęp do wsparcia kredytowego bywa wyzwaniem, zwłaszcza w obliczu zaostrzających się norm środowiskowych. Wsparciem dla sektora mogą być mechanizmy finansowe ukierunkowane na poprawę efektywności energetycznej i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dzięki nim przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą stopniowo wdrażać nowoczesne rozwiązania, zapewniając bardziej zrównoważony i przyszłościowy rozwój branży. Wsparcie ze środków publicznych oraz funduszy dedykowanych poprawie efektywności energetycznej może pomóc przedsiębiorstwom w przeprowadzeniu niezbędnych zmian oraz zwiększeniu bezpieczeństwa dostaw ciepła dla odbiorców.

Ryzyko regulacyjne

W odpowiedzi na zmieniające się przepisy oraz rosnące wymagania środowiskowe, coraz większe znaczenie zyskują rozwiązania oparte na elektryfikacji ciepłownictwa. Kotły elektrodowe, pompy ciepła oraz technologie pozwalające na magazynowanie i wykorzystanie nadmiaru energii z odnawialnych źródeł, takich jak wiatr i słońce, mogą odegrać kluczową rolę w tej transformacji. Dzięki nim możliwe jest stopniowe odejście od tradycyjnych paliw kopalnych, a także zwiększenie elastyczności systemów ciepłowniczych. Regulacje unijne, takie jak dyrektywa MCP dotycząca średnich obiektów spalania oraz standardy BAT dla dużych jednostek energetycznego spalania LCP, nakładają coraz bardziej restrykcyjne normy dotyczące emisji zanieczyszczeń, w tym związków azotu, siarki i pyłów. Wprowadzenie tych standardów wymaga dostosowania technologii wytwarzania ciepła do nowych wymogów, co wiąże się z koniecznością wdrażania czystszych i bardziej efektywnych rozwiązań. Dodatkowo, regulacje dotyczące charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD) mają istotny wpływ na przyszłość systemów ciepłowniczych, ponieważ zmieniają podejście do źródeł ogrzewania. Systemy ciepłownicze bazujące na węglu, które nie wykorzystują odnawialnych źródeł energii stają się mniej atrakcyjne dla

nowych inwestycji budowlanych, co sprawia, że przejście na technologie niskoemisyjne, takie jak elektryfikacja ciepłownictwa, staje się nie tylko koniecznością, ale również sposobem na utrzymanie konkurencyjności.

Wyzwaniem dla inwestycji w rozwój branży ciepłowniczej są unijne i krajowe regulacje, które pozbawiają tzw. nieefektywne systemy ciepłownicze możliwości pozyskania wsparcia ze środków publicznych. Dodatkowo w przypadku, gdy system ciepłowniczy nie będzie posiadać statusu efektywnego, odbiorcy ciepła będą mogli odłączyć się od takiego systemu. Dlatego bardzo ważnym jest, aby systemy ciepłownicze były modernizowane i dostosowywane do wymagań efektywnych systemów ciepłowniczych. Obecnie w całym systemie ciepłowniczym w Polsce, tylko 20 proc. systemów, są to systemy efektywne.

Zagrożeniem i ryzykiem dla inwestycji w branży ciepłowniczej, może być również obecny model regulacji, który powinien być bardziej elastyczny i dawać przedsiębiorcy możliwość uzyskania zwrotu na kapitale, aby można było pozyskiwać środki na inwestycje niezbędne do sprostania wymogom emisyjnym. Aktualnie przedsiębiorstwa ciepłownicze mają ograniczone możliwości pozyskania przychodów, które pozwoliłyby im na odtworzenie majątku wytwórczego i rozwoju sieci. Koniecznym działaniem jest weryfikacja obecnej polityki taryfowej, aby w większym stopniu przyczyniała się do rozwoju sektora i zapewniała zagwarantowanie więcej środków na rozwój systemów.

Choć regulacje narzucają określone ograniczenia, jednocześnie otwierają drzwi do innowacji, które mogą wzmocnić konkurencyjność sektora oraz poprawić jakość powietrza. Inwestycje w nowoczesne technologie ciepłownicze stają się więc nie tylko koniecznością, ale także szansą na rozwój w kierunku bardziej zrównoważonych i odpornych systemów.

Ryzyko rynkowe

Stabilność finansowa będzie miała decydujące znaczenie dla możliwości transformacji w kierunku nowoczesnych, niskoemisyjnych technologii. Aby skutecznie zniwelować ryzyko związane z dostępem do finansowania w sektorze ciepłowniczym, kluczowe jest przygotowanie dobrze przemyślanego planu finansowania, który pozwoli przedsiębiorstwom na realizację inwestycji modernizacyjnych oraz dostosowanie się do nowych regulacji.

Integracja sektorów: elektroenergetyki i ciepłownictwa może odegrać istotną rolę w stabilizacji systemu elektroenergetycznego, efektywnie wykorzystując nadwyżki energii elektrycznej generowanej z OZE, szczególnie w okresach nadprodukcji z wiatru i słońca. Możliwe jest także wsparcie bilansowania sieci elektroenergetycznej poprzez magazynowanie energii w postaci ciepła i jej późniejsze wykorzystanie.

Nowy model dla ciepłownictwa zakłada przejście na technologie bezemisyjne, takie jak pompy ciepła, kolektory słoneczne oraz kotły elektrodowe zasilane energią odnawialną. Ważnym elementem jest również rozwój magazynów ciepła, które pozwalają na skuteczne zarządzanie nadwyżkami energii i stabilizację pracy systemów ciepłowniczych.

Podnoszenie efektywności energetycznej wymaga ograniczenia strat przesyłowych poprzez obniżenie parametrów pracy sieci oraz aktualizacji norm i temperatur obliczeniowych w celu optymalizacji pracy sieci. Ważnym działaniem jest także wspieranie programów termomodernizacji budynków, co pozwoli zmniejszyć zapotrzebowanie na energię cieplną, a także wykorzystanie ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych oraz cyfryzacja zarządzania ciepłownictwem.

Dostosowanie modelu taryfowego do potrzeb nowoczesnej energetyki powinno uwzględniać rozwój technologii OZE i umożliwiać efektywne wykorzystanie zielonej energii w sektorze ciepłowniczym.

Wsparcie rozwoju ciepłownictwa opartego na OZE będzie miało kluczowe znaczenie dla przyszłości rynku oraz poprawy jakości powietrza.

Pomimo wyzwań rynkowych, sektor ciepłowniczy ma potencjał do transformacji, która pozwoli na poprawę jego konkurencyjności, stabilność finansową oraz przyczynienie się do budowy bardziej zrównoważonego systemu energetycznego.

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 jest bliska ukończeniu. 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, 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 sąsiednimi UE i Wspólnoty Energetycznej.

Inwestycje w polskim systemie elektroenergetycznych w ostatnich latach jak i te planowane, mają szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego Państw bałtyckich oraz Ukrainy. Budowa połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Polską i Litwą była jedną z ważniejszych inwestycji, zrealizowanych w UE w ostatniej dekadzie. Linia dwutorowa 400 kV połączyła stacje Ełk Bis i Alytus na Litwie, która umożliwia obecnie pracę synchroniczną państwom bałtyckim z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej (CESA). Linia „LitPol Link” jest jedynym połączeniem elektroenergetycznym pomiędzy krajami bałtyckimi oraz systemem Europy kontynentalnej (CESA). Drugim, obecnie realizowanym połączeniem będzie połączenie Polska-Litwa „Harmony Link”. Synchronizację państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej przeprowadzono 9 lutego 2025 r. Wcześniej systemy państw bałtyckich zostały trwale odłączone od pracy synchronicznej z systemem UPS/IPS, obejmującym Rosję i Białoruś.

W perspektywie najbliższej dekady PSE S.A. planują rozbudowę całej sieci wewnętrznej, w szczególności na wschodzie i północy, służącą przyłączeniu źródeł energii zlokalizowanych na północy kraju i integrację systemów państw bałtyckich oraz na zachodzie w celu zwiększenia możliwości handlowych w ramach regionu kalkulacji zdolności przesyłowych Core (CCR Core). Podstawową korzyścią z rozbudowy sieci wewnętrznej jest wyprowadzenie mocy z krajowych źródeł wytwórczych, w tym OZE i nowych 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 (Capacity Calculation Region), ma na celu zapewnienie optymalizacji alokacji zdolności przesyłowych. 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, Core, Baltic).

Do 2025 r., w obrębie obszaru Core, wprowadzono metodykę FBA (flow-based allocation) jako metody wyznaczania zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego. Trwają prace nad wprowadzeniem tej metody dla alokacji w regionie dla handlu na rynku 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 (ang. interconnectivity) wyliczany jest jako iloraz udostępnianych zdolności przesyłowych i mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych w systemie danego państwa członkowskiego. Nie uwzględnia zatem uwarunkowań strukturalnych występujących w połączonych

systemach elektroenergetycznych, w których zachodzą zjawiska przepływów kołowych i tranzytowych, które ograniczają faktyczne możliwości przepływów handlowych pomiędzy sąsiadującymi państwami. Może to prowadzić do błędnych wniosków w zakresie skali potrzeb budowy nowych połączeń transgranicznych. Dodatkowo w Polsce odnotowywany jest skokowy wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach OZE, zarówno wiatrowych offshore jak i fotowoltaicznych, co sprawia, że pomimo znacznego wysiłku inwestycyjnego dotyczącego zwiększenia zdolności transgranicznych, wskaźnik ten pozostaje na niskim poziomie.

Oprócz istniejących już wskaźników przepustowości (interconnectivity), w oparciu o wyniki prac grupy eksperckiej wprowadzono rozporządzeniem w sprawie zarządzania unią energetyczną (rozporządzenie 2018/1999/UE, Aneks I, Część 1, Sekcja A, pkt. 2.4.1) zestaw nowych 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 regazyfikacyjnego LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Dodatkowo, rozbudowa połączeń transgranicznych gazu ziemnego pozwoliła krajom uczestnikom rynków gazu na zwiększone komercyjne zastosowanie 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 r., a także wzrost zapotrzebowania na energię niezbędne jest inwestowanie w nowe źródła. Z budowy bloków elektrowni jądrowej w Polsce płyną przede korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji oraz ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Ponadto wpłynie 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 spółki przesyłu 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 są bardzo zróżnicowane. Według danych Eurostatu, w ostatnich trzech latach średnie ceny gazu ziemnego (nieuwzględniające opodatkowania) różniły się w skrajnych przypadkach dwukrotnie. Z wyjątkiem Czech (gdzie cena gazu dla

największych odbiorców nieprzemysłowych oscyluje około 12 EUR/GJ), ceny gazu w regionie są niższe niż średnie europejskie. Najniższe ceny gazu (około 5 EUR/GJ) odnotowane zostały na Ukrainie. Od kilku lat ceny gazu na Litwie spadają (do poziomu 6 EUR/GJ w pierwszej połowie 2018 r.), podobnie na Słowacji (do 9,6 EUR/GJ). W przypadku odbiorców przemysłowych ceny gazu ziemnego są dużo bardziej zbliżone i odwrotnie niż poprzednio, wyższe od średniej unijnej. Ceny w regionie wahają się od 6,3 EUR/GJ na Ukrainie do 7,3 EUR/GJ na Litwie. Dostawy gazu z szelfu norweskiego pozwolą, w wieloletniej perspektywie, na zrównanie cen hurtowych paliwa gazowego w regionie.

W odniesieniu do energii elektrycznej należy wskazać, że niezwykle trudno jest ocenić wpływ prognozowanych polityk i działań 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. konwergencję 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 (*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 (*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 (*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 trójnej.
- IGCC (*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 r. kraje rozwinięte zobowiązały się do przekazywania krajom rozwijającym się 100 mld USD rocznie na inwestycje w efektywność energetyczną oraz walkę ze szkodliwymi emisjami. Polska znajduje się w gronie państw rozwiniętych i zadeklarowała na konferencji wkład w wysokości 8 mln USD. Kraje zobowiązały się do weryfikacji celów w cyklach 5-letnich. 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, Warszawa, Katowice), 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 (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 zakłada dalszą współpracę na poziomie europejskim w ramach BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan). Wymienione wcześniej projekty inwestycyjne pozwolą na realizację strategicznych założeń tego planu, np. omówioną wcześniej synchronizację systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z obszarem Europy kontynentalnej. W tym celu 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. 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. 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 Szeefów 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).

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.

W ramach Unii Europejskiej Polska bierze udział w pracach Grupy Roboczej Rady UE ds. Jądrowych, na której dyskutowane 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. 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 współpracuje również 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 poziomemu rozwojowi.

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

Cel neutralności klimatycznej UE został określony na 2050 r. w art. 2 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2021/1119⁴³ Polityki i działania wskazane w aKPEiK będą stanowiły 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. i 2040 r. Szacuje się, że scenariusz WAM pozwoli osiągnąć redukcję emisji na poziomie -46,8 % w 2030 r. i -69,9 % 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 29,6 mln t w 2030 r. i 50,9 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 osiągnięcie poziom pochłaniania przez sektor LULUCF, który wg scenariusza WAM może wynieść odpowiednio -46,5 mln t w 2030 r. i -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)	-21,9	-37,0
Transport	-0,2	-1,3
Procesy przemysłowe	-6,4	-10,7
Rolnictwo	-1,1	-1,9
Emisje całk. GHG z LULUCF	-47,3	-66,7
Emisje całk. GHG bez LULUCF	-29,6	-50,9

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	-43,3%	-53,9 %	-60,9%	-75,8 %
Redukcja emisji GHG bez LULUCF	-40,6%	-46,8 %	-59,1%	-69,9 %

Źródło KOBiZE

⁴³ Rozporządzenie PE i Rady (UE) 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej – Europejskie prawo o klimacie.

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 na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030
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 na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
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]	43
Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe].....	44
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]	46
Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe]	47
Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2024] .	47
Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej [toe/Ma]	47
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].....	48
Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe]	49
Tabela 2.10 Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła....	50
Tabela 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]	50
Tabela 2.12. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach (ciepłownictwo systemowym) w podziale na paliwa [TJ]	51
Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]	52
Tabela 2.14. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]	52
Tabela 2.15. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii w gospodarstwach domowych [PJ]	52
Tabela 3.1. Krajowy potencjał zrównoważony biomasy stałej dla scenariusza WAM [PJ/rok]	58
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]	62
Tabela 3.5. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....	62
Tabela 3.6. Główne źródła importu (państwa).....	64
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	70
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. Spadek cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych - scenariusz WAM i WEM.....	77
Tabela 4.5. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....	78
Tabela 4.6. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM	78
Tabela 4.7. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM	78
Tabela 4.8. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2024/ktoe] scenariusz WAM.....	79
Tabela 4.9 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040* [mld EUR'2024]	81
Tabela 4.10. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2024]	82
Tabela 4.11 Projekty infrastruktury przesyłowej gazu zrealizowane przy wsparciu POIiŚ 2014-2020 ...	82
Tabela 4.12 Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mln EUR'2024] dla scenariusza WAM.....	84
Tabela 5.1. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2024)	89
Tabela 5.2. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do 2040 r. (mln EUR'2024)	90
Tabela 6.1. Produkt Krajowy Brutto Polski	92
Tabela 6.2 Ceny uprawnień do emisji GHG w systemie EU ETS [EUR'2024/tCO ₂ eq] w scenariuszu WEM	92
Tabela 6.3. Prognozowana liczba ludności Polski oraz liczby ludności gotowej do pracy	93
Tabela 6.4. Dynamiki średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych	93
Tabela 6.5. Dynamika nakładów inwestycyjnych związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem energii w scenariuszach WEM i WAM [2021-2025=1]	94
Tabela 6.6. Zmiany PKB w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]	95

Tabela 6.7. Zmiany całkowitych inwestycji w gospodarce w scenariuszu WEM i WAM [mld EUR'2024]	96
Tabela 6.8. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych w scenariuszu WEM i WAM [mldn EUR'2024]	96
Tabela 6.9. Projekcja salda handlu zagranicznego [mld EUR'2024]	97
Tabela 6.10. Dynamika stopy bezrobocia w scenariuszu WEM i WAM	97
Tabela 6.11. Projekcja dynamiki płacy realnej	98
Tabela 6.12. Dynamika zatrudnienia w sektorach gospodarki w scenariuszu WEM i WAM [tys. osób]	98
Tabela 6.13. Skutki zdrowotne długookresowego narażenia na pył PM _{2,5} dla scenariuszy WEM i WAM	104
Tabela 8.1. Redukcje emisji GHG wynikające z dodatkowych działań ujętych w scenariuszu WAM	120
Tabela 8.2. Redukcja całkowitych emisji GHG wg scenariuszy względem poziomu emisji w 1990 r.	120

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. Finalne zużycie paliw i nośników energii zaliczanych do celu OZE* w transporcie	33
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*	34
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	46
Rysunek 2.5. Produkcja ciepła systemowego w podziale na paliwa [PJ]	51
Rysunek 2.6. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii w gospodarstwach w gospodarstwach domowych	53
Rysunek 3.1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2024	54
Rysunek 3.2. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990 - 2024	55
Rysunek 3.3. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2024	56
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)	71
Rysunek 3.6. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WAM)	74
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	101

Rysunek 6.2. Udziały wydatków gospodarstw domowych na paliwa i energię w podziale na kwintyle dochodowe dla scenariusza WAM w Polsce w latach 2020-2040.103